

Novi izazovi u energetici: ekonomska perspektiva

Vlahinić Lenz, Nela; Žiković, Saša; Gržeta, Ivan

Authored book / Autorska knjiga

Publication status / Verzija rada: **Published version / Objavljena verzija rada (izdavačev PDF)**

Publication year / Godina izdavanja: **2019**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://um.nsk.hr/um:nbn:hr:192:436957>

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

Download date / Datum preuzimanja: **2024-11-19**



SVEUČILIŠTE U RIJECI
EKONOMSKI FAKULTET

Repository / Repozitorij:

[Repository of the University of Rijeka, Faculty of
Economics and Business - FECRI Repository](#)



NELA VLAHINIĆ LENZ • SAŠA ŽIKOVIĆ • IVAN GRŽETA

NOVI IZAZOVI U ENERGETICI

EKONOMSKA PERSPEKTIVA



Nela Vlahinić Lenz

Saša Žiković

Ivan Gržeta

Novi izazovi u energetici:

ekonomska perspektiva

Red.prof.dr.sc. **Nela Vlahinić Lenz**
Red.prof.dr.sc. **Saša Žiković**
Ivan Gržeta, MBA

NOVI IZAZOVI U ENERGETICI: EKONOMSKA PERSPEKTIVA

Izdavač: Ekonomski fakultet Sveučilišta u Rijeci

Izvršni izdavač: Svijet informacija

Recenzenti:

Dr.sc. Đula Borozan, red.prof.
Ekonomski fakultet Sveučilišta u Osijeku
Dr.sc. Andrija Mihoci, Dr. rer. pol.
Brandenburg University of Technology

Objavljivanje ove znanstvene knjige odobrilo je Fakultetsko vijeće Ekonomskog fakulteta Sveučilišta u Rijeci

Odlukom 612-10/19-19/2, Ur.br. 2170-57-19-19-1

Za izdavača:
Prof.dr.sc. Alen Host

Za izvršnog izdavača:
Berislav Novak

Tehnički urednici:
Prof.dr.sc. Nela Vlahinić Lenz
Prof.dr.sc. Saša Žiković
Ivan Gržeta, MBA

Lektor i korektor:
Vesna Argentin, prof.

Grafička priprema i tisak:
Svijet informacija

Naklada:
700 primjeraka

© Sva prava zadržavaju autori
(All rights reserved)

Knjiga Novi izazovi u energetici: ekonomska perspektiva je intelektualno vlasništvo, neotuđivo, zakonom zaštićeno i mora se poštovati. Niti jedan dio ove edicije ne smije se preslikavati niti umnožavati na bilo koji način, bez napisanoga dopuštenja autora.

CIP zapis dostupan u računalnom katalogu Sveučilišne knjižnice Rijeka pod brojem 140628096.

ISBN 978-953-7813-47-5

Nela Vlahinić Lenz
Saša Žiković
Ivan Gržeta

NOVI IZAZOVI U ENERGETICI: EKONOMSKA PERSPEKTIVA



Rijeka, travanj 2019.

1.	UVOD.....	1
2.	MAKROEKONOMSKI OKVIR: ENERGIJA I EKONOMIJA.....	5
2.1.	TEORIJSKA PROMIŠLJANJA ULOGE ENERGIJE U EKONOMSKOJ TEORIJI	7
2.2.	MAKROEKONOMSKE IMPLIKACIJE ENERGETSKIH ŠOKOVA	15
2.2.1.	<i>Učinci rasta cijena nafte</i>	<i>16</i>
2.2.2.	<i>Pad cijena nafte i naftni šok – promjena paradigme.....</i>	<i>20</i>
2.2.3.	<i>Plin iz škriljevca i “shale gas” revolucija: makroekonomski učinci šoka ponude</i>	<i>25</i>
2.2.4.	<i>Mogući učinci rasta cijena nafte na hrvatsko gospodarstvo.....</i>	<i>30</i>
2.3.	EKONOMSKE POSLJEDICE UTJECAJA PROIZVODNJE I POTROŠNJE ENERGIJE NA OKOLIŠ	32
2.4.	KAUZALNA POVEZANOST POTROŠNJE ENERGIJE I EKONOMSKOG RASTA	39
2.4.1.	<i>Pregled empirijskih istraživanja</i>	<i>39</i>
2.4.2.	<i>Međupovezanost energije i ekonomskog rasta u Republici Hrvatskoj.</i>	<i>41</i>
2.4.3.	<i>Međupovezanost potrošnje nafte i ekonomskog rasta u malim europskim zemljama</i>	<i>53</i>
3.	REFORME U ENERGETSKOM SEKTORU	60
3.1.	MAKROEKONOMSKI KONTEKST REFORMI U TRANZICIJSKIM ZEMLJAMA.....	62
3.2.	ENERGETSKA POLITIKA EUROPSKE UNIJE I ZAKONODAVNI OKVIR	71
3.2.1.	<i>Razvoj energetske politike Europske unije</i>	<i>71</i>
3.2.2.	<i>Pravna stečevina EU.....</i>	<i>73</i>
3.2.3.	<i>Model reformi u energetskom sektoru</i>	<i>79</i>
3.3.	RESTRUKTURIRANJE ENERGETSKOG SEKTORA	82
3.4.	LIBERALIZACIJA ENERGETSKOG SEKTORA	87
3.4.1.	<i>Rezultati liberalizacije tržišta električne energije.....</i>	<i>88</i>
3.4.2.	<i>Tržišni redizajn i intervencionizam na energetskom tržištu.....</i>	<i>91</i>
3.4.3.	<i>Uloga WTO-a u liberalizaciji tržišta električne energije.....</i>	<i>93</i>
3.4.4.	<i>Učinci liberalizacije tržišta na cijene električne energije.....</i>	<i>95</i>
3.5.	REGULACIJA I REGULATORNE REFORME	100
3.5.1.	<i>Regulacija i prirodni monopoli.....</i>	<i>100</i>
3.5.2.	<i>Regulatorne reforme u tranzicijskim zemljama</i>	<i>102</i>
3.5.3.	<i>Utjecaj regulatorne kvalitete i regulatora na uspjeh reformi u elektroenergetskom sektoru tranzicijskih zemalja</i>	<i>103</i>
3.6.	PRIVATIZACIJA ENERGETSKOG SEKTORA	110
3.6.1.	<i>Rezultati privatizacije elektroenergetskog sektora u zemljama Zapadnog Balkana</i>	<i>113</i>
4.	METODE PROCJENE ISPLATIVOSTI PROJEKTA	117
4.1.	RAZDOBLJE POVRATA.....	117
4.2.	MODIFICIRANO RAZDOBLJE POVRATA	119
4.3.	NETO SADAŠNJA VRIJEDNOST	120
4.4.	INDEKS PROFITABILNOSTI	123
4.5.	INTERNA STOPA RENTABILNOSTI	125
4.6.	MODIFICIRANA NETO SADAŠNJA VRIJEDNOST	127
4.7.	MODIFICIRANA INTERNA STOPA RENTABILNOSTI	129
4.8.	NIVELIRANI TROŠAK PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE.....	131
5.	IZVORI ENERGIJE I NJIHOVE ZNAČAJKE	136

5.1. NEOBNOVLJIVI (KONVENCIONALNI) IZVORI ENERGIJE	136
5.1.1. Ugljen.....	136
5.1.2. Nafta	137
5.1.3. Prirodni plin.....	139
5.1.4. Nuklearna energija	140
5.2. TERMoeLEKTRANE NA FOSILNA GORIVA (PLIN, NAFTA, UGLJEN)	140
5.2.1. Tehnološki proces	141
5.2.2. Hvatanje i skladištenje ugljika (CCS)	146
5.2.3. Utjecaj na okoliš.....	147
5.2.4. Ekonomičnost termoelektrane na plin	148
5.2.5. Ekonomičnost termoelektrane na ugljen	150
5.3. NUKLEARNA ENERGIJA	151
5.3.1. Fisija.....	153
5.3.2. Fuzija	154
5.3.3. Tehnološki proces - Nuklearni reaktori/elektrane.....	156
5.3.4. Torij kao nuklearno gorivo.....	160
5.3.5. Svjetske zalihe urana.....	161
5.3.6. Utjecaj na okoliš.....	161
5.3.7. Ekonomičnost nuklearne elektrane	163
5.4. OBNOVLJIVI IZVORI ENERGIJE (OIE)	168
5.4.1. Energija Sunca	172
5.4.2. Energija vjetra.....	173
5.4.3. Energija vode.....	174
5.5. ENERGIJA IZ BIOMASE I BIOPLINA.....	176
5.5.1. Energija biomase.....	176
5.5.2. Tehnološki proces proizvodnje energije iz bioplina.....	184
5.5.3. Utjecaj na okoliš bioplinskih postrojenja.....	190
5.5.4. Tehnološki proces proizvodnje energije iz biomase.....	191
5.5.5. Utjecaj na okoliš postrojenja na biomasu	195
5.5.6. Ekonomičnost elektrane na biomasu.....	196
5.6. ENERGIJA SUNCA.....	198
5.6.1. Aktivni i pasivni solarni sustavi	203
5.6.2. Tehnološki proces proizvodnje topline iz solarnih kolektora.....	204
5.6.3. Tehnološki proces proizvodnje električne energije iz fotonaponskih ćelija	206
5.6.4. Utjecaj na okoliš.....	212
5.6.5. Ekonomičnost solarne elektrane.....	213
5.7. ENERGIJA VJETRA	216
5.7.1. Vrste vjetroelektrana.....	217
5.7.2. Podjela vjetroelektrana s vodoravnom osi vrtnje (HAWT).....	218
5.7.3. Podjela vjetroelektrana s vertikalnom osi vrtnje (VAWT).....	220
5.7.4. Tehnološki proces	221
5.7.5. Utjecaj na okoliš.....	223
5.7.6. Ekonomičnost vjetroelektrane	225
5.8. ENERGIJA VODE.....	227
5.8.1. Vrste hidroelektrana	228
5.8.2. Tehnološki proces	234
5.8.3. Utjecaj na okoliš.....	237
5.8.4. Ekonomičnost hidroelektrane.....	239

5.9. GEOTERMALNA ENERGIJA.....	241
5.9.1. <i>Proizvodnja električne energije iz geotermalnih izvora</i>	244
5.9.2. <i>Geotermalni potencijali Hrvatske</i>	245
5.9.3. <i>Tehnološki proces geotermalne elektrane</i>	247
5.9.4. <i>Utjecaj na okoliš</i>	252
5.9.5. <i>Ekonomičnost geotermalne elektrane</i>	255
5.10. KOGENERACIJSKA POSTROJENJA.....	256
5.10.1. <i>Odabir tipa kogeneracijskog postrojenja</i>	259
5.10.2. <i>Korištenje kogeneracijskih postrojenja kao potpora jačoj integraciji</i> <i>intermitentnih obnovljivih izvora energije</i>	263
6. MJERENJE RIZIKA NA TRŽIŠTIMA ENERGENATA.....	267
6.1. TRŽIŠTE ENERGENATA.....	268
6.2. MJERENJE ROBNOG RIZIKA	270
6.3. RIZIČNA VRIJEDNOST (VALUE AT RISK - VAR)	274
6.3.1. <i>Parametarska metoda</i>	276
6.3.2. <i>VaR s normalnom distribucijom</i>	278
6.3.3. <i>VaR sa Student t distribucijom</i>	287
6.3.4. <i>VaR s lognormalnom distribucijom</i>	291
6.3.5. <i>Ostali parametarski pristupi izračunu VaR-a</i>	294
6.3.6. <i>Monte Carlo simulacija</i>	299
6.3.7. <i>Povijesna simulacija</i>	301
7. EKSTERNE METODE UPRAVLJANJA ROBNIM RIZIKOM....	312
7.1. FORWARD (TERMINSKI) UGOVOR.....	318
7.2. FUTURES UGOVORI (ROČNICE)	320
7.3. OPCIJE.....	330
7.4. VREDNOVANJE OPCIJA	343
7.4.1. <i>Black-Scholes model</i>	343
7.4.2. <i>Binomni model</i>	347
7.4.3. <i>Monte Carlo simulacija</i>	354
7.5. SWAPOVI NA TRŽIŠTU ENERGENATA.....	357
8. NOVI TRENDOMI U ENERGETICI.....	364
8.1. EKONOMSKE I DEMOGRAFSKE PROMJENE – OKIDAČ PROMJENA U	364
ENERGETICI	364
8.2. TEHNOLOŠKI NAPREDAK I INOVACIJE – TEMELJ NOVE PARADIGME RAZVOJA	
ENERGETSKOG SEKTORA	367
LITERATURA	371
POPIS TABLICA.....	391
POPIS SLIKA.....	392
POPIS GRAFIKONA.....	395

1. UVOD

Još od početka 90-tih godina 20. stoljeća energetika i energetske sektor prolaze velike strukturne promjene, no čini se kako su današnji izazovi veći nego ikad prije. Fokus je svih promjena do sada bio na unapređenju ekonomske efikasnosti u procesu restrukturiranja, regulacije i otvaranja tržišta. Zemlje Europske unije primijenile su sličan model reformi koji ipak nije dao slične rezultate, a željena konvergencija cijena energenata s trendom pada ostala je za krajnje potrošače samo želja na papiru. Zemlje članice postupno su, različitim tempom, implementirale direktive EU-a, ali su istovremeno vodile i svoje nacionalne energetske politike. Krajem 2016. godine objavljen je prijedlog četvrtog, tzv. Zimskog paketa mjera koji značajno mijenja fokus reformi prema dekarbonizaciji i održivom razvoju sektora da bi se ostvarila tri teško kompatibilna cilja: energetska sigurnost, efikasnost te ekološka i klimatska održivosti. U takvom promijenjenom okruženju u kojem velike tehnološke promjene i zaoštreni makroekonomski uvjeti utječu na brze, čak i dramatične promjene u energetske sektoru, mijenja se i paradigma razvoja. Udio fosilnih izvora energije postupno se smanjuje, tehnologije za eksploataciju obnovljivih izvora postaju „zrele“ i ekonomične bez subvencija, a razvoj skladištenja energije revolucionarizira energetske, ali i prometni sektor te stvara realnu mogućnost tranzicije prema niskougljičnoj ekonomiji.

Razumijevanje promjena u energetske sektoru ima svoj širi, makroekonomski okvir. Stoga drugo poglavlje daje teorijsku podlogu shvaćanja uloge energije u ekonomskom rastu te makroekonomsku analizu energetske šokova, kako porasta cijene energenata, tako i implikacije pada cijena, što se događalo tijekom 2015. i 2016. godine. U zemljama koje ovise o uvozu energije, a takve su gotovo sve europske zemlje, izražena je svijest o nužnosti upravljanja energetske razvojem te o smanjenju uvozne zavisnosti i o racionalnoj potrošnji energije, ali bez negativnog učinka na ekonomski rast. U tom kontekstu istraživanja o smjeru i intenzitetu kauzalne povezanosti ekonomskog rasta i potrošnje energije daju korisne informacije nositeljima ekonomske politike o mogućim posljedicama njihovih odluka na gospodarsku aktivnost i kretanje bruto domaćeg proizvoda.

Promjene u energetske sektoru treba sagledati i s aspekta javnih politika, ponajprije energetske politike. Direktive EU-a u dosadašnjim trima paketima mijenjale su tržište električne energije i prirodnog plina, ali različitim brzinom i učinkovitošću. Razumijevanje reformskih procesa koji se događaju neophodno je za razumijevanje aktualne situacije u zemljama članicama EU-a, ali i zemljama jugoistočne Europe. Država i njezine institucije imaju posebnu ulogu u razvoju energetske sektora kroz funkcioniranje pravnog, regulatornog i ekonomskog sustava te pri donošenju i provođenju ekonomske

i energetske strategije i politike. Pogotovo u energetici država ima važan utjecaj na ekonomičnost eksploatacije energenata i proizvodnju električne energije. Država je i veliki investitor u ovom sektoru jer ulaže u energetske infrastrukturu i razvoj mrežnih, reguliranih djelatnosti. Prema procjenama International Energy Agency (IEA, 2019) preko 70 % svih investicija u proizvodnju električne energije vezano je uz državu, bilo direktno (vlasnički) ili indirektno (regulirano od strane države). Stoga će vladine politike presudno utjecati na dugoročni razvoj energetskega sektora, kako stvaranjem zakonodavnog i regulatornog okvira provođenja reformi putem razvoja mrežne infrastrukture koja je u pravilu u državnom vlasništvu, tako i investicijama.

Makroekonomske odluke, kao i mjere ekonomske i energetske politike, imaju utjecaj na ekonomičnost energetskega sektora i svih energetskega djelatnosti. Budući da se najveće promjene očekuju upravo u elektroenergetskom sektoru i to u djelatnosti proizvodnje, u fokusu ove knjige nalazi se elektro sektor i proizvodnja električne energije. Proizvodnja je ključna djelatnost, specifična zbog kompleksnosti tehnološkog procesa, visoke kapitalne intenzivnosti, ali i najvećeg utjecaja na stanje okoliša. Upravo stoga predmet istraživanja bit će ekonomičnost proizvodnje električne energije iz različitih izvora te njihov utjecaj na okoliš.

Ekonomska je isplativost ključni faktor prilikom odluke o investiranju. Koristeći metode procjene isplativosti projekata, investitor donosi odluku o prihvatanju ili odbijanju investicijskega projekta. U cjelokupnom procesu investicijske odluke važno je ispravno vrednovati ekonomsku isplativost te kvalitetno razumjeti uzroke i posljedice dobivenih izračuna kako bi se na temelju njih donijela investicijska odluka. Na sve dinamičnijem tržištu energenata treba u samome početku donijeti detaljnu investicijsku odluku kako bi se utjecaj nepovoljnog tržišnog kretanja na poslovanje sveo na minimum.

Tržišta energenata, kao i cjelokupni energetskegi sektor, suočeni su i dalje sa značajnim rizicima koji najčešće proizlaze iz volatilnosti cijena, poremećaja u ponudi, geopolitičkih napetosti, osvajačkih ratova, revolucija, havarija i slično. Zato postoje značajne zapreke za ulazak novih igrača na energetskega tržišta. Fizička su ograničenja vezana uz samu isporuku i skladištenje energenata koje je vrlo skupo za pojedine energente i neisplativo. Sama kompleksnost i osjetljivost energetike čini trgovanje energentima na spot i forward tržištima energenata iznimno složenim i zahtjevnim, a u mnogim slučajevima ne pruža mogućnost adekvatne zaštite otvorenih pozicija. Trgovanje na tržištima energenata često je složenije od globalnog tržišta vrijednosnih papira zato što se cijene energenata ne formiraju samo na temelju ponude i potražnje, već često na cijenu utječu veliki igrači koji dominiraju tržištem, kartelrska udruživanja, pravne odluke koje uzrokuju distorzije na tržištu, geopolitičke napetosti, niska likvidnost te dugo razdoblje

između odluke o proizvodnji i stvarne raspoloživosti energenta. Ova knjiga pokušat će dati uvid u metode mjerenja rizika na tržištima energenata te će prikazati osnovne hedging poslove čiji je cilj ublažavanje rizika ili njegova eliminacija.

Knjiga je podijeljena u osam poglavlja. Nakon uvodnih napomena slijedi drugo poglavlje pod nazivom *Makroekonomski okvir: energija i ekonomski rast*, koje daje uvid u teorijska promišljanja uloge energije u ekonomskom rastu, razmatra makroekonomske, ali i šire posljedice energetske šokove na suvremena gospodarstva te razmatra kauzalnu međupovezanost energije i ekonomskog rasta na primjeru Republike Hrvatske i drugih malih europskih zemalja. Negativan utjecaj proizvodnje, transporta i potrošnje energije na okoliš ogroman je ekonomski i okolišni problem, a mogućnosti smanjenja emisija CO₂ i ostalih stakleničkih plinova danas predstavljaju jedan od najvećih izazova.

Treće poglavlje analizira reformske procese - restrukturiranje energetskega sektora, liberalizaciju, regulatorne reforme i privatizaciju - u kontekstu širih makroekonomskih i strukturnih promjena koje se događaju u svim zemljama, posebice u tranzicijskim i posttranzicijskim. Iako ne postoji jedinstven model reformi energetskega sektora zbog velikih razlika među zemljama glede raspoloživosti i diverzificiranosti energetskega resursa, dostignutog stupnja razvoja i razvijenosti energetske i institucionalne infrastrukture, ipak se može reći kako su nove članice Europske unije preuzele model razvijenih europskih zemalja. Stoga detaljnije analiziramo reformski model koji je bitno odredio slijed i dinamiku reformskih mjera koje provode nove članice EU-a, ali i zemlje Zapadnog Balkana. U tom se kontekstu istražuje uloga države i trendovi jačanja državnog intervencionizma u energetskega sektoru u uvjetima velikih promjena i novih izazova.

Četvrto poglavlje bavi se metodama financijskega odlučivanja. Metode se pojedinačno predstavljaju te se potom dovode u kontekst posebnosti ulaganja u elektrane. Svaka je metoda najprije definirana opisom i kvantitativnim algoritmom, nakon čega je primjerima prikazan način izračunavanja kriterija na kojima se metode zasnivaju te njihova upotreba u raznim situacijama financijskega odlučivanja.

Peto poglavlje bavi se tipovima elektrana tradicionalnih izvora, kao što su fosilne termoelektrane (ugljen, plin) i nuklearne elektrane te elektranama obnovljivih izvora energije (energija vjetrova, vode, solarna energija, bioplina i biomasa te geotermalna energija). Za svaki izvor energije obrađene su i objašnjene pojedine vrste elektrana te je predstavljen tehnološki proces proizvodnje električne energije. Objašnjen je utjecaj na okoliš svakog izvora električne energije kao i ekonomičnost postrojenja te je za svaki tip elektrana na praktičnom primjeru izračunan LCOE.

Važna dimenzija tržišta energenata jest visoki rizik uslijed izrazito volatilnih cijena energenata i njihovog asimetričnog učinka na ekonomske performanse. Stoga šesto poglavlje nazvano *Mjerenje rizika na tržištima energenata* daje pregled tržišta energenata te objašnjava na koji se način može mjeriti rizik na ovim specifičnim tržištima. U ovom se poglavlju detaljnije analiziraju najpoznatiji i u ekonomskoj literaturi najčešće korišteni pristupi mjerenja tržišnih (robnih) rizika, ali je poseban naglasak stavljen na metodu rizične vrijednosti (*Value at Risk - VaR*).

Mjerenje rizika na tržištima energenata pruža poduzećima i pojedincima važne informacije za donošenje kompetentnih poslovnih odluka te služi kao podloga za primjenu odgovarajućih metoda upravljanja rizikom. Stoga sedmo poglavlje *Eksterne metode upravljanja robnim rizikom* praktično objašnjava brojne metode koje tvrtke mogu primijeniti kako bi smanjile rizik od gubitka. Detaljno su objašnjeni najčešći tržišni ugovori: terminski ugovor (*forward contracts*), opcijski terminski ugovori (*forward options*), valutni futures ugovori (*currency futures contracts*), valutne opcije (*currency options*) te valutne zamjene (*currency swaps*).

Posljednje, osmo poglavlje bavi se novim trendovima u energetici i očekivanjima u dužem razdoblju do 2040. godine. Promjene koje se očekuju u dinamici i strukturi potrošnje energije, a time i u energetske sektoru, posljedica su ekonomskih i demografskih kretanja koja se značajno mijenjaju na globalnoj razini. Mijenja se i tehnologija koja omogućava učinkovitu i komercijalno isplativu eksploataciju obnovljivih izvora, skladištenje energije, trgovanje energijom na platformi *blockchain* tehnologije, što će, kao i mnoge druge promjene, iz temelja promijeniti energetiku 21. stoljeća. U takvim izmijenjenim uvjetima mnogo je izazova pred energetskim kompanijama, ali i državama koje moraju naći optimalni model održivog razvoja koji će zahtijevati sigurnu i stabilnu opskrbu energijom kao temeljni uvjet gospodarskog rasta i razvoja.

2. MAKROEKONOMSKI OKVIR: ENERGIJA I EKONOMIJA

Važnost je energije za gospodarsku aktivnost i ekonomski rast neupitna iako je makroekonomski značaj energije i energetskeg sektora relativno zapostavljena tema u ekonomskoj literaturi. Naime, neoklasična ekonomska misao nije prepoznala energiju kao ključan proizvodni resurs, a tek je značajan rast cijena nafte u vrijeme prve naftne krize 1973. - 1974. inicirao dublje promišljanje makroekonomske važnosti energetskeg resursa i energije¹. Usporedo s globalnim zbivanjima na tržištu energenata raste i interes ekonomske teorije za energijom, posebice endogenih teorija rasta te nekih drugih ekonomskih škola koje ne spadaju u tzv. *mainstream* ekonomsku paradigmu. Stoga poglavlje 2.1. daje prikaz teorijskih promišljanja uloge energije u gospodarskom rastu.

S obzirom na to da cijena energenata ima značajan učinak na razinu potrošačkih cijena i inflacije te utječe na konkurentnost svih poduzeća, naftni šokovi od 70-tih godina 20. stoljeća pa do danas inicirali su brojna istraživanja o makroekonomskim učincima cijena nafte i ostalih energenata. S obzirom na to da cijena nafte utječe na cijene ostalih energenata, ponajprije plina u okviru dugoročnih ugovora, a indirektno i ugljena, analiza naftnih cijena koristi se kao paradigma za ostale energente. Većina studija zaključila je da porast cijena i njihova visoka volatilitnost nepovoljno utječu na brojne makroekonomske varijable kao što su bruto domaći proizvod, zaposlenost, kamatne stope, devizni tečaj i inflacija. Od kraja 2014. godine svjetsko gospodarstvo suočeno je s drugačijim izazovom: pad cijena nafte donio je koristi zemljama uvoznicama, ali i brojne gospodarske probleme zemljama izvoznicama nafte. S obzirom na to da se intenzitet ovih učinaka mijenjao tijekom godina, poglavlje 2.2. analizira utjecaj rasta i pada cijena nafte, kao i aktualne promjene cijene plina kao posljedice tzv. *shale gas* revolucije. Ipak, promjenjive cijene energenata samo su dio znatno šire energetske krize koja obuhvaća i dileme o tome kako postići energetskeg tranziciju prema niskougljičnoj budućnosti te očuvati klimu i okoliš za generacije koje dolaze. Stoga poglavlje 2.3. razmatra ekonomske posljedice energetskeg sektora na zdravlje ljudi i na okoliš.

Jedna od tema koja je znatnije zaokupila pozornost ekonomista i empirijski je testirana na brojnim zemljama, a uvijek ponovno postaje aktualna tijekom razdoblja rasta cijene nafte, odnosi se na problematiku kauzalne povezanosti ekonomskog rasta i energije, posebice potrošnje energije. Iako je teza o

¹ Energija je sposobnost nekog tijela ili mase da obavi neki rad. Razlikuje se: kinetička, potencijalna, toplinska, unutarnja, električna, kemijska energija itd. Energetski resursi su svi na Zemlji dostupni izvori energije koji mogu biti neobnovljivi i obnovljivi. Energenti su sredstva koja služe za pretvorbu energije: ugljen, nafta, prirodni plin, uran, električna energija, Sunce, vjetar itd.

snažnoj međusobnoj povezanosti potrošnje energije i rasta bruto domaćeg proizvoda općeprihvaćena u ekonomskoj literaturi, još uvijek ne postoji konsenzus o smjeru veze između ovih dviju varijabla, a značajan broj radova koji istražuju ovu problematiku došao je do kontradiktornih zaključaka. Općenito, svi radovi s ovom temom mogu se u širem smislu podijeliti u dvije grupe. Prva grupa obuhvaća one studije koje su zaključile da je energija ključan proizvodni resurs i neophodan preduvjet ekonomskog i ukupnog društvenog razvoja. S obzirom na važnost energetske inputa za proizvodnju i gospodarstvo, problemi kao što su nedovoljna raspoloživost energenata, poremećaji u opskrbi energijom te snažne promjene/porast cijena energije mogu postati limitirajući činitelj ekonomskog rasta. S druge strane, druga grupa autora, doduše znatno manja, zaključila je da potrošnja energije nema značajniji utjecaj na ekonomski rast. Ova teza poznata je u literaturi kao hipoteza neutralnosti.

Ova istraživanja imaju značajne implikacije za vođenje ekonomske politike, posebice onih mjera koje se tiču državnih potpora, kao i za vođenje energetske politike, naročito instrumenata i mjera koji utječu na uštedu energije i unapređenje energetske učinkovitosti. Naime, ako kauzalnost ide od ekonomskog rasta prema potrošnji energije, smanjenje potrošnje energije povećat će energetske učinkovitost bez nepovoljnog povratnog utjecaja na ekonomski rast. S druge strane, u zemljama u kojim kauzalnost ima obrnuti smjer – od potrošnje energije k ekonomskom rastu - nositelji ekonomske politike mogli bi subvencionirati cijene energije kako bi se spriječilo veliko smanjenje potrošnje energije i na taj način usporavanje ekonomskog rasta. Za ove je zemlje pogotovo važno osigurati stabilne izvore energije i diverzificirane dobavne pravce kako bi se smanjila ranjivost i povećala sigurnost energetske sustava te na taj način osigurala osnova za dugoročno stabilan ekonomski rast.

Poglavlje 2.4. nudi sveobuhvatno istraživanje kauzalne povezanosti rasta realnog bruto domaćeg proizvoda s jedne te različitih energetske varijabli (primarne proizvodnje energije, potrošnje energije u industriji i kućanstvima, neto uvoza energije) s druge strane. Cilj nam je utvrditi smjer kauzalne povezanosti, objasniti uzroke, kao što će se vidjeti, nespecifičnog obrasca za jednu tranzicijsku, srednje razvijenu i malu zemlju te naznačiti implikacije ovih zaključaka za vođenje ekonomske i energetske politike.

Većina radova napisanih na ovu temu istražuje primjere zemalja u razvoju koje su veliki potrošači energije zbog visoke energetske intenzivnosti njihove industrije. Istraživanja su napravljena i za razvijene, uglavnom velike zemlje koje također posvećuju veliku pozornost pitanjima potrošnje energije i međusvezi energetske i ekonomskih pokazatelja. Male su zemlje ostale po strani interesa ekonomista iako su upravo one najbrojnije, a njihova ovisnost o uvozu energenata, posebice nafte, najveća. Stoga smo dio poglavlja 2.4.

posvetili istraživanju kauzalne povezanosti potrošnje nafte i ekonomskog rasta u malim europskim zemljama.

Ova je problematika interesantna i aktualna iz više razloga. Prvo, u kontekstu stalnih nestabilnosti na tržištima nafte i plina koje su posljedica promjena ponude i potražnje, ali i širih geopolitičkih razloga, u Hrvatskoj, kao i u većini država svijeta koje ovise o uvozu energije, izražena je svijest o potrebi smanjenja uvozne zavisnosti i povećanja energetske efikasnosti kako bi se smanjila potrošnja energije, ali bez negativnog utjecaja na ekonomski rast. Zbog toga je vrlo važno poznavati smjer kauzalne povezanosti potrošnje energije i ekonomskog rasta, jer ako postoji smjer kauzalnosti od energije prema BDP-u, smanjenje potrošnje i uvoza energije može smanjiti ekonomsku aktivnost i rast BDP-a. Drugo, ova je tema postala još aktualnija, često i kontroverzna, zbog direktnih posljedica na onečišćenje okoliša i globalno zatopljenje. Proizvodnja i potrošnja energije najvažniji su izvor CO₂ emisija te je stoga dilema o posljedicama smanjenja potrošnje energije na ekonomski rast postala važan element oblikovanja energetske i ekonomske politike. Treće, nastojanje svih zemalja, pa tako i Hrvatske, da smanje energetske intenzivnost i povećaju energetske efikasnost, imat će ekonomske implikacije na ekonomski rast u kratkom, ali i dugom roku.

2.1. Teorijska promišljanja uloge energije u ekonomskoj teoriji

Može se reći da teorije rasta posvećuju malo pažnje ulozi energije u ekonomskom rastu. S obzirom da sve teorije rasta polaze od funkcije proizvodnje, krenut ćemo od važnosti energije kao proizvodnog inputa u proizvodnoj funkciji. Neoklasični model rasta koji je utemeljio Robert Solow (1956) promatra ekonomiju kao zatvoren sustav gdje je output rezultat inputa: rada i kapitala. Njegov rad zapravo je proširenje Harrod-Domarovog modela u koji se uz kapital dodaje radna snaga. Solowljev model rasta može se prikazati jednadžbom:

$$Y = K^\alpha (AL)^{1-\alpha}$$

gdje su: Y - bruto domaći proizvod, K - kapital, L - radna snaga, A - produktivnost radne snage, α - udio rada i $(1 - \alpha)$ - udio kapitala.

Prema tome, ekonomski rast rezultat je veće količine uložених inputa ili pak njihove veće kvalitete. Energetski inputi imaju samo indirektnu ulogu i tretirani su kao intermedijarna dobra. Prema Sternu (1999), i tzv. mainstream ekonomisti prihvatili su ovaj koncept podjele na primarne i intermedijarne proizvodne faktore. Primarni faktori proizvodnje su oni inputi koji postoje na početku promatranog perioda i ne troše se neposredno u proizvodnji, iako

može biti smanjena njihova vrijednost i pridodana vrijednosti proizvodnje, dok su intermedijarni proizvodni faktori oni koji se u potpunosti iskoriste u proizvodnji. Kapital, rad i zemljište predstavljaju primarne proizvodne faktore, dok su gorivo, materijali i sirovine intermedijarni faktori. Ovaj konceptualni pristup rezultirao je istraživačkim interesom u okviru teorija rasta upravo prema primarnim inputima, posebice kapitalu i radu, dok je intermedijarnim inputima, kao npr. energiji, pridavana samo indirektna važnost. Ekonomska teorija smatrala je da je količina energije koja stoji na raspolaganju datoj ekonomiji endogeno određena, naravno pod utjecajem biofizičkih i ekonomskih ograničenja (Stern i Cleveland, 2004, 5).

Prvi koji je značajnije naglasio ulogu energije u ekonomskom sustavu bio je Georgescu-Roegen (1971) koji je smatrao da teorije rasta trebaju eksplicitnije uzeti u obzir fizičku dimenziju proizvodnje i proizvodne funkcije. Nakon prvog naftnog šoka koji se desio 1973. - 1974. mnogi ekonomisti postali su svjesni izuzetnog značenja energije za ekonomski rast te su osmislili proizvodnu funkciju koja uz kapital i rad uzima u obzir energiju i materijalne resurse (Tintner et al., 1974; Berndt i Wood, 1979).

Općenito, neoklasična proizvodna funkcija objašnjava ekonomski rast s povećanjem rada, kapitala i tehnologije. Stopa rasta ukupne faktorske produktivnosti (stopa TFP – *total factor productivity*) predstavlja dio outputa koji se ne može objasniti resursima rada i kapitala koji su korišteni u proizvodnji. Ukupna faktorska produktivnost se uobičajeno mjeri Solowljevim rezidualom na sljedeći način:

$$\text{rezidual} \equiv g_Y - [\alpha g_N + (1 - \alpha) g_K]$$

gdje su: g_Y stopa rasta domaćeg proizvoda, g_N stopa rasta rada, g_K stopa rasta kapitala, α udio rada i $(1 - \alpha)$ udio kapitala. Drugim riječima, rezidual je jednak udjelu rada puta stopa tehnološkog napretka:

$$\text{rezidual} = \alpha g_A$$

Ipak, Solowljev rezidual prihvatljiv je za mjerenje ukupne faktorske produktivnosti samo u slučaju kada je proizvodna funkcija neoklasična, kada postoji savršena konkurencija na tržištima proizvodnih faktora i ako su točno izmjerene stope rasta korištenih inputa (Comin, 2006, 1). I sam Solow (1956) je pokazao da međusobne razlike u razvijenosti tehnologije mogu generirati značajne razlike u dostignutoj razini bruto nacionalnog proizvoda po stanovniku (BNP p/c). Istraživanje Halla i Jonesa (1999) potvrdilo je prethodne zaključke. I mnogi drugi autori dokazali su da je tehnološki progres najvažniji izvor ekonomskog rasta, bez obzira što Solowljev neoklasični model rasta nije objasnio izvore tehnološkog napretka. Upravo razumijevanje činitelja tehnološkog progressa predstavlja ključ razumijevanja razlika u ukupnoj faktorskoj produktivnosti među zemljama. Noviji modeli

poznati kao endogene teorije rasta objašnjavaju razloge tehnološkog napretka pomoću izbora i ekonomskih odluka koje donose poduzeća i pojedinci. Dok se neoklasične teorije rasta temelje na dva «motora rasta» - rast stanovništva i tradicionalni mehanizam utjecaja štednje na investicije, a time i na akumulaciju kapitala, endogene teorije rasta orijentirale su se na dva mehanizma rasta – investicije u kapital te istraživanje i razvoj (R&D), odnosno akumulaciju fizičkog kapitala i kapitala znanja.

AK modeli predstavljaju prvu verziju endogenih teorija rasta, a ime su dobili po tome što se temelje na proizvodnoj funkciji oblika $Y=AK$, gdje je A konstanta. U novijoj verziji AK modela, kapital K uključuje i ljudski kapital, odnosno stanovništvo i radnu snagu. Za rast ljudskog kapitala ne vrijede opadajući prinosi kao u Solowljevom modelu zbog efekata prelijevanja tehnologije (spillover effects). Tzv. neo-AK modeli vezuju se uz Romera (1986, 1990) koji je tvrdio da se znanje zapravo ne može monopolizirati kako bi bilo profitabilno za inovatora jer vrlo skoro putem spillover efekata postaje opće dobro dostupno svima. Lucas (1988) je koristio sličan pristup i fokusirao se na tzv. društveno učenje (social learning) i dilemu izbora (trade-off) između potrošnje i razvoja ljudskog kapitala.

Drugi pristup endogenoj teoriji rasta pripisuje se Schumpeterovim idejama koje polaze od aktivnog i svjesnog stvaranja znanja. Romer (1990), Grossman i Helpman (1990, 1991) i Aghion i Howitt (1992) kreirali su modele u kojima je ekonomski rast temeljen na istraživanju i razvoju (R&D modeli), a stvaranje i proizvodnja novih tehnologija ključan je činitelj ekonomskog rasta.

Neki modeli povezuju implementaciju tehnologije s ulogom institucija (Acemoglu et.al, 2006), razvijenošću financijskih tržišta (Aghion et.al, 2006) i ekonomskim politikama (Holmes i Schmitz, 2001). Važna implikacija endogenih teorija rasta vezana je uz ulogu mjera ekonomske politike kao što su subvencije za istraživanje i razvoj te ulaganje u obrazovanje, što je po mnogima ključni čimbenik dugoročnog ekonomskog rasta. Ipak, svi ovi endogeni modeli rasta koji se temelje na ljudskom kapitalu i znanju imaju jedno bitno ograničenje, a to je da su najčešće samo kvalitativni i teorijski zbog toga što je vrlo teško kvantificirati i u brojkama izraziti temeljne varijable kao što su znanje i ljudski kapital. U najboljem slučaju koriste se varijable koje detaljnije opisuju temeljnu varijablu (proxy) kao što su npr. izdvajanja za obrazovanje, obrazovanost radne snage mjerena godinama obrazovanja, izdvajanje za R&D aktivnosti, a one pokazuju značajnu kros-sekcijsku korelaciju s ekonomskim rastom (Ayres i Warr, 2009).

Što se tiče tehnologije u energetske sektoru, ona također ima svoje troškove i koristi. Zapravo, po mnogima nema idealne tehnologije koja bi mogla biti pravi odgovor na energetske krize (Chevalier, 2009, 264). Sve klasične tehnologije koje stvaraju stakleničke plinove ne plaćaju štetu koju čine

okolišu i klimi. Stoga je važan aspekt energetske politike upravo korekcija ove asimetrične situacije putem poreza, ograničenja emisija (dozvole za onečišćenje) te adekvatno kreiranih poticaja za korištenje obnovljivih izvora energije. Upravo zbog toga što je energija dobivena iz obnovljivih izvora skuplja, njeno korištenje u velikoj mjeri ovisi o nacionalnoj energetskej i ekonomskoj politici.

Prema Zonu i Yetkineru (2003), nove (endogene) teorije rasta propustile su uzeti u obzir činjenicu da su endogene tehnološke promjene usmjerene na racionalno korištenje energije i unapređenje energetske učinkovitosti nužne za dugoročni ekonomski rast. Oni su u svoj endogeni model rasta uključili energiju kao primarni faktor proizvodnje i zaključili da stopa ekonomskog rasta obrnuto proporcionalno ovisi o rastu realnih cijena energije. Njihovi zaključci impliciraju da će rastuće realne cijene energije utjecati na usporavanje ekonomskog rasta. Osnovni razlog leži u činjenici da će rast realnih cijena energenata smanjiti profitabilnost korištenja intermedijarnih dobara i tako smanjiti profitabilnost istraživanja te stoga imati negativan utjecaj na ekonomski rast. Neke druge studije istražile su ulogu resursa u modelima rasta s endogenim tehnološkim promjenama. Ayres i van den Bergh (2005) predložili su novi, više disagregiran pristup istraživanja izvora ekonomskog rasta, odnosno model rasta u kojem su uključeni energetske resursi. Zaključili su da je za održavanje relativno visokih stopa rasta neophodno ulaganje resursa koje će rasti linearno s dohotkom. Iako teorijski rezultati ne daju dovoljno informacija o budućem uzorku rasta vezanim uz korištenje resursa, najvažniji instrumenti održavanja ekonomskog rasta su ulaganja u istraživanje i razvoj, regulacija eksploatacije i korištenja prirodnih/energetskih resursa te mjere povećanja energetske učinkovitosti. Smulders i de Nooij (2003) tvrde da korištenje energije ima pozitivan učinak na ekonomski rast bez obzira na povremena smanjenja korištenja energije. Razvijenost tehnologije direktno utječe na korištenje energije, a raspoloživost investicijskog kapitala ima značajan učinak na potrošnju energije i ekonomski rast (Dahl, 2008, 56). Tahvonen i Salo (2001) razvili su model s obnovljivim i neobnovljivim izvorima energije i uključili troškove eksploatacije za fosilna goriva, odnosno proizvodne troškove za obnovljive izvore energije. Njihov model vrlo realistično opisuje proces ekonomskog rasta ekonomije koja prolazi kroz predindustrijsku, industrijsku i postindustrijsku fazu razvoja s rastom korištenja fosilnih goriva na početku razvoja te padom tijekom postindustrijskog razvoja.

Nakon prve naftne krize 1973. - 1974. te drugog naftnog šoka 1980. - 1981. godine problematika energetskih resursa i njihove cijene postala je vrlo interesantna u ekonomskoj literaturi. Prema makroekonomskoj teoriji, porast cijena energenata u kratkom roku rezultirat će povećanjem razine cijena u zemlji te smanjiti domaći proizvod zbog viših troškova. Viša razina cijena utjecat će na pad agregatne potražnje te može smanjiti interes poduzeća za nova ulaganja, pogotovo u situaciji kada zbog viših cijena raste kamatna

stopa. Učinak na output i zaposlenost u konačnici je određen ponašanjem agregatne ponude, odnosno proizvodnih faktora rada i kapitala. Općenito se može zaključiti da će učinak viših cijena energije biti manji za domaći proizvod i zaposlenost ukoliko se efekt porasta cijena prebaci na potrošače, odnosno na nadnice zaposlenih.

Makroekonomski učinci promjena cijena energenata vrlo su bitni, no samo su dio znatno šireg problema. Danas je pojam energetske krize postao sveobuhvatniji jer ne podrazumijeva samo porast cijena energenata ili pak iscrpljivanje rezervi nafte i plina, već i teme kao što su klimatske promjene i onečišćenje okoliša. Ove teme postaju nezaobilazne ne samo u kontekstu ekonomskih, već i ekoloških, društvenih i geopolitičkih troškova.

Literatura koja se bavi razvojem upravo se tijekom 70-tih i 80-tih godina 20. stoljeća fokusirala na pitanje utjecaja prirodnih resursa na ekonomski rast i razvoj. Uočeno je da posjedovanje nafte, prirodnog plina i drugih važnih energetske resursa ne mora nužno voditi brzom ekonomskom rastu. S druge strane, neke istočnoazijske zemlje kao što su Japan, J. Koreja, Taiwan, Singapor i Hong Kong ostvarile su vrlo visoke stope rasta BDP-a iako gotovo uopće nisu posjedovale energetske i ostale prirodne resurse. Ovaj fenomen poznat je kao «prokletstvo prirodnih resursa» (*natural resource curse*), a termin je prvi puta upotrijebio Auty (1993, 2001). Najčešće se pitanje učinka proizvodnje prirodnih resursa i porasta njihovih cijena, posebice nafte, na dugoročni ekonomski rast istraživalo u kontekstu deindustrijalizacije. Ovi modeli poznati su kao tzv. modeli nizozemske bolesti (*Dutch Disease models*), a temelje se na teoriji Rybczynskoga (1955) koji je došao do zaključka da će porast raspoložive količine jednog faktora uz nepromijenjenu količinu drugoga i uz nepromijenjenu tehnologiju uvjetovati opadanje proizvodnje onog proizvoda koji intenzivnije koristi proizvodni faktor čija se raspoloživa količina nije mijenjala. Iako je Rybczynski temeljio svoj model na pretpostavci postojanja samo dva proizvoda, ipak je pravilno predvidio tendencije koje su se realizirale tijekom 70-tih i 80-tih godina 20. stoljeća u zemljama koje su započele s intenzivnom eksploatacijom i izvozom nafte i plina. Resursi se sele u novi sektor, a pad profita u industrijskom sektoru rezultira padom proizvodnje, što može dovesti do deindustrijalizacije. Visoki izvozni prihodi utječu na porast tečaja nacionalne valute i time se dodatno smanjuje konkurentnost industrijskog sektora na inozemnom tržištu. Sukladno Dutch Disease modelima, velika raspoloživost prirodnih resursa, pogotovo u uvjetima porasta cijena sirovina na svjetskom tržištu, dovodi do redistribucije zaposlenosti u ekonomiji u pravcu primarnog sektora gdje se ostvaruje veći profit. Restrukturiranje koje vodi deindustrijalizaciji, ali ne zbog ubrzanog razvoja uslužnog sektora, utječe i na dugoročni ekonomski rast i razvoj cjelokupne ekonomije. S obzirom da cijene sirovina, pa tako i energenata nemaju kontinuirani trend rasta te pokazuju značajne oscilacije pa i značajne padove na globalnom tržištu, prevelika usmjerenost na primarni sektor dovodi do nepovoljnih razvojnih učinaka. Čak i pod pretpostavkom da

cijene sirovina i energije kontinuirano rastu, prevelika usmjerenost na primarni sektor ne može dugoročno biti povoljna jer on ima znatno manje eksternalije i multiplikativne učinke na nacionalnu ekonomiju od industrijskog sektora. Istraživanje strukturnih promjena u Norveškoj (Thøgersen, 1994) koja svakako odskače od klasičnog razvojnog obrasca zemlje izvoznice nafte, ukazuje na relativno nepovoljno prestrukturiranje jer se udio izvoznog sektora smanjio s 13% udjela u BDP-u 1970. (prije pronalaska nafte) na 6% 1993. godine, dok je udio naftne industrije narastao na 16% udjela u BDP-u.

Na neke zemlje izvoznice nafte izvoz nafte djelovao je porazno. Primjer je Nigerija, najveća afrička izvoznica nafte. U Nigeriji se, u tridesetak godina izvoza nafte, postotak stanovništva koje živi u siromaštvu udvostručio te je u 2004. godini udio siromašnog stanovništva u ukupnom iznosio čak 66% (Appenzeller, 2004). Prema najnovijim istraživanjima iz 2018. godine, u Nigeriji danas živi najveći broj ekstremno siromašnih ljudi, njih čak 87 milijuna, te je Nigerija po prvi put „neslavno“ prestigla Indiju u kojoj je registrirano 73 milijuna stanovnika koji žive u krajnjoj bijedi. Zbog činjenice da visoka ovisnost o izvozu nafte značajno utječe na nestabilnost ekonomskih sustava zemalja izvoznica, one bi, nakon što ostvare viši životni standard i stabiliziraju gospodarstvo, trebale težiti razvoju nenaftnih industrijskih grana i uslužnog sektora kako bi smanjile ovisnost o nafti. Siromašne zemlje izvoznice nafte razvijaju dualne ekonomije: naftni sektor u kojima se skoncentriran profit i ne-naftne sektore, a takva podvojenost dodatno potencira dohodovnu podvojenost stanovništva i ogromne socijalne razlike uz visoko izraženu korupciju.

Sachs i Warner (1997) su temeljem ekonometrijske analize velikog broja zemalja u periodu 1970. - 1990. dokazali negativnu vezu između raspoloživosti prirodnih resursa i dugoročnog ekonomskog rasta. Korelacija je ostala negativna i nakon što su ubacili različite kontrolne varijable koje bi mogle biti važne u objašnjenju razlike u dinamici ekonomskog rasta među zemljama. Kontrolne varijable koje su koristili u modelu su: početna razina BDP-a, stope rasta investicija, akumulacija ljudskog kapitala, promjene u uvjetima razmjene (*terms of trade*), struktura javne potrošnje, kretanje izvoznih i uvoznih cijena te učinkovitost institucija.

Upravo se razvijenost institucija i kvaliteta javne uprave najčešće navodi kao razlog teze poznate kao «prokletstvo prirodnih resursa». Pri tom se ne misli samo na institucije u užem smislu (pravni propisi, pravila, vlasnička prava), već i na neformalna pravila/ograničenja kao što su norme i samonametnuta pravila ponašanja, dogovori i osobina njihove prinudne provedbe (North, 1994). Institucije su sustavi uspostavljenih i prevladavajućih društvenih pravila koja strukturiraju društvena međudjelovanja (Hodgson, 2006). Institucije su ključne za ekonomske performanse i ekonomski rast jer određuju strukturu poticaja u nacionalnoj ekonomiji. Ako su institucije

definirane tako da potiču one djelatnosti koje povećavaju produktivnost i smanjuju troškove, tada indirektno kroz alokaciju resursa povećavaju output i potiču ekonomski rast. Posebna pažnja pridaje se transakcijskim troškovima koji su povezani s mjerenjem i provedbom ugovora. Institucionalne promjene i razvoj institucija koje povećavaju prohodnost kapitala, smanjuju troškove informacija, smanjuju troškove snošenja rizika te poboljšavaju provedbu ugovora utječu na smanjenje transakcijskih troškova, povećavaju produktivnost i poboljšavaju ekonomske performanse. Posljednjih 20-ak godina brojni autori (Acemoglu, Johnson i Robinson, 2002; Acemoglu, Johnson i Robinson, 2001; Easterly, 2001, Easterly i Levine 2003, Rodrik, Subramanian i Trebbi, 2004) istražili su ulogu institucija i javne uprave u ekonomskom outputu. Važno pitanje u analizi učinaka ekonomskih institucija odnosi se na njihovo mjerenje i kvantificiranje, kao i odgovarajući izbor zavisne varijable. Naime, mogu se razlučiti dvije dominantne grupe studija ovisno o tome da li analiziraju učinak na ekonomski rast ili ekonomski output. Jedan od novijih radova (Efendić et al., 2011) potvrđuje stabilnije "autentične" institucionalne efekte na razinu ekonomskog outputa nego na ekonomski rast. Problem je svakako i u tome što većina studija ne ide dalje od tek kvalitativne ocjene institucionalnih učinaka, no s vremenom su se razvili novi alati kao što je meta-regresijska analiza pomoću kojih se može kvantificirati utjecaj institucija baziran na uzorku publiciranih kvantitativnih istraživanja. Spomenuta studija upravo je primjenom ove ekonometrijske metode došla do navedenih zaključaka uzimajući u obzir karakter institucija koje se trebaju promatrati kao endogena varijabla.

Škola koja se razvila kao odgovor na tržišne neuspjehe neo-klasične ekonomske teorije naziva se institucionalna ekonomija. Iako i stara i nova institucionalna ekonomija polaze od teze da su institucije ključne u ekonomskoj analizi, nova institucionalna ekonomija (NIE) smatra da su institucije mjerljive i stoga se mogu proučavati pomoću instrumenata ekonomske teorije (Williamson, 2000, 595). Dakle, nije više pitanje jesu li institucije važne za ekonomske performanse i ekonomski rast, već koje su to institucije i kako na njih utjecati (Rodrik, 2000, 2). Iako je dobar institucionalni aranžman ključan za efikasnu interakciju između formalnih i neformalnih institucija (De Soto, 2000), još uvijek nije u potpunosti jasan njihov međusobni odnos, tj. jesu li formalne i neformalne institucije komplementi ili supstituti. Jedno od rijetkih istraživanja ove teme na primjeru Bosne i Hercegovine - zemlje koja ima vrlo kompliciranu institucionalnu strukturu i koja je još uvijek suočena s ratnim posljedicama (Efendić et al., 2011a), pokazuje da se neformalne institucije u ovoj zemlji još uvijek značajno koriste te da je stupanj povjerenja u formalne institucije nizak. Nalazi ovog istraživanja u stvari ukazuju da su neformalne institucije u BiH, kao i u mnogim drugim tranzicijskim i posttranzicijskim zemljama, zapravo supstituti neefikasnim formalnim institucijama.

U energetsom sektoru uloga institucija je posebno važna. Pristup energiji, a time i ekonomski razvoj u velikoj mjeri ovise o ulozi države. Vlada je odgovorna osigurati transparentan institucionalni okvir te definirati poziciju državnih poduzeća, privatnih igrača te stranih investitora na energetsom tržištu. Stoga je međusobna povezanost između energetske politike i ekonomskog rasta i razvoja u značajnoj mjeri određena ulogom institucija. Država ima važnu ulogu u donošenju zakona koji se tiču energije kao što su npr. Zakon o energiji, Zakon o tržištu električne energije, Zakon o tržištu nafte i naftnih derivata, Zakon o trošarinama na energente, Zakon o zaštiti okoliša itd. Ključno je da zakonski okvir bude stabilan i transparentan kako bi potaknuo investicije, jer investitori moraju biti sigurni u pravila igre na čemu počivaju njihova ulaganja. U energetsom sektoru posebice je važna sigurnost vlasničkih prava i ugovornih odnosa koji su mnogobrojni i kompleksni. Stvaranje učinkovitog i transparentnog institucionalnog okvira koje će tržište učiniti konkurentnijim, potaknuti investicije te stimulirati tehnološku difuziju, uz istovremenu zaštitu interesa potrošača pokazalo se ključnim elementom reformi u energetsom sektoru.

Predstavnici institucionalne ekonomije značajno su pridonijeli razumijevanju uloge energije u ekonomskom rastu i razvoju i tako što su istražili utjecaj ekonomskih, društvenih i političkih institucija na efikasno korištenje energije (Paavola i Adger, 2005), a problematika energetske učinkovitosti postaje vrlo važnim pitanjem energetske i ekonomskog razvoja. Fokus istraživanja usmjeren je uglavnom na industrijsku organizaciju i problematiku javnog izbora te na pitanja u kojim okolnostima institucije koje se brinu o zaštiti okoliša mogu biti učinkovite, a znatno manje na posljedice vezane uz onečišćenje okoliša. Prema Ockwellu (2008), institucionalna struktura treba se unaprijediti različitim financijskim poticajima ili stvaranjem informacijskih mreža kako bi se potaklo ekonomske subjekte (pojedince i poduzeća) te društvo u cjelini da ostvare energetske učinkovite i nisko-ugljičnu ekonomiju.

Jačanjem svijesti o nužnosti očuvanja okoliša i potrebi usklađivanja ekonomskog rasta s održivim razvojem i u ekonomskoj teoriji javili su se novi, alternativni pristupi ekonomskom rastu. Najznačajnija među njima svakako je ekološka ekonomija (*ecological economics*) koja veliku pažnju posvećuje ulozi energije u proizvodnji i gospodarskom rastu. Čak štoviše, prema nekim autorima (Gever et.al., 1986) energija je najvažniji primarni proizvodni faktor. Pripadnici ove škole polaze od materijalne baze u jednoj zemlji te promatraju ekonomiju kao otvoreni podsustav globalnog ekosustava. Iako postoje različite struje unutar ove škole ekološke ekonomije, svi polaze od istih pretpostavki – zakona termodinamike. Prema prvom zakonu termodinamike energija se ne može stvoriti ni iz čega, niti se može uništiti, već samo transformirati. U širem kontekstu to znači da je samo sunčeva energija u potpunosti raspoloživa i može se koristiti direktno ili indirektno, kroz utjecaj na fosilna goriva. Drugi zakon termodinamike govori

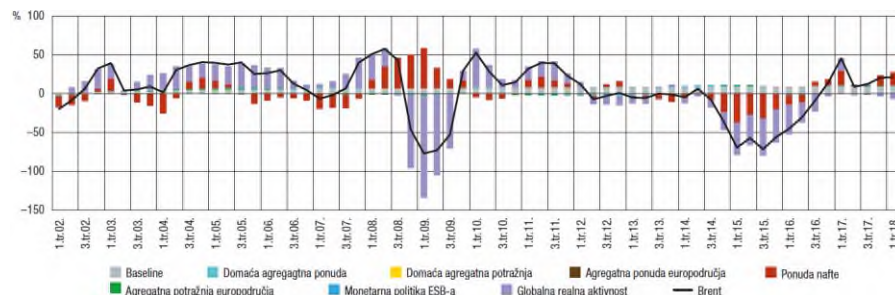
o gubicima sustava zbog nepovratnosti procesa, odnosno entropija sustava se s vremenom povećava jer je za povratak u početno stanje potrebno uložiti dodatnu energiju. Temeljem drugog zakona termodinamike može se zaključiti da postoje ograničenja supstitucije energije ostalim proizvodnim inputima u proizvodnom procesu (Ockwell, 2008). Također, Cleveland i suradnici (1984) zaključuju da je raspoloživost energije u nekoj zemlji pokretač ekonomskog rasta, za razliku od ekonomskog rasta koji je rezultat povećane potrošnje energije.

2.2. Makroekonomske implikacije energetske šokove

Prvi naftni šok te šokovi koji su slijedili potaknuli su brojna istraživanja učinaka porasta cijena nafte i ostalih energenata na nacionalna gospodarstva. Dosadašnja istraživanja makroekonomskih učinaka energetske šokove uglavnom se odnose na naftu s obzirom na dominantni udio nafte u potrošnji energije, ali i zbog šire važnosti nafte za mnoge industrije. Također, cijene drugih energenata direktno su (npr. kod plina) ili indirektno (električna energija) vezane uz cijene nafte. Najveći broj istraživanja usmjeren je na učinke rasta cijena nafte, no povremene epizode pada cijena potaknule su analize makroekonomskih posljedica pada cijena energenata, kako na zemlje uvoznice, tako i na zemlje izvoznice energenata.

Varijabilnost u cijeni nafte posljedica je različitih utjecaja, kako na strani ponude, tako i na strani potražnje. Slika 1. pokazuje kretanje cijena nafte tijekom posljednjih 15 godina kao rezultat utjecaja različitih faktora.

Slika 1.: Povijesna dekompozicija cijena nafte na svjetskom tržištu



Izvor: HNB, 2018

Makroekonomske učinke rasta i pada cijena nafte analizirani su u nastavku, pri čemu različiti uzroci (egzogeni šokovi ponude i potražnje) promjene cijena imaju i različite makroekonomske implikacije. U promatranom razdoblju prvenstveno se radi o šokovima ponude koji imaju nepovoljniji

utjecaj na ekonomsku aktivnost od šokova potražnje te u većoj mjeri utječu na inflaciju.

2.2.1. Učinci rasta cijena nafte

Raniji radovi potvrdili su signifikantnu vezu između rasta cijena nafte te usporavanja gospodarskog rasta i povećanja inflacije. Visoka uvozna ovisnost o energentima, posebice nafti, predstavlja značajno ekonomsko ograničenje u uvjetima stalnog porasta cijena i visoke volatilnosti cijena na tržištima energenata, jer rast cijena nafte i ostalih energenata utječe na pad potrošnje energije ovisno o cjenovnoj elastičnosti potražnje te stoga utječe na smanjenje stope rasta bruto domaćeg proizvoda, ukoliko postoji kauzalnost koja ima smjer od potrošnje prema BDP-u. Egzogeni šokovi ponude, bilo da se radi o značajnom porastu cijena i/ili problemima u nabavi energenata, imaju direktan učinak na razinu proizvodnje i bruto domaćeg proizvoda, stopu ekonomskog rasta, saldo trgovinske bilance, a time i vanjski dug.

Sukladno makroekonomskoj teoriji, porast cijena nafte i ostalih energenata kratkoročno vodi porastu razine cijena u zemlji jer su poduzeća prisiljena povećavati cijene svojih proizvoda/usluga zbog viših troškova proizvodnje. Rast cijena smanjuje osobnu potrošnju, a time i agregatnu potražnju, te smanjuje domaći proizvod. U takvim uvjetima poduzeća mijenjaju svoja očekivanja – sklona su reducirati svoje investicijske planove, pogotovo ukoliko nova makroekonomska ravnoteža na višoj razini cijena potakne rast kamatnih stopa. Balke, Brown i Jücel (2002) istražili su ulogu kamatne stope kao transmisivnog mehanizma promjene cijena nafte na gospodarstvo te su zaključili da postoji snažna reakcija kratkoročnih kamatnih stopa na naftne šokove, te blaga reakcija dugoročnih kamatnih stopa koje ne ovise značajnije o kretanju cijena nafte. Pri tom su utvrdili asimetričnu reakciju – veći intenzitet promjene pri porastu cijena i manji intenzitet promjene pri padu cijena nafte.

Porast cijena energenata vrši pritisak i na nominalne nadnice te povećava prirodnu (strukturnu) stopu nezaposlenosti. Porast prirodne stope nezaposlenosti utječe na smanjenje prirodne stope zaposlenosti, što dovodi do istovjetnog smanjenja prirodne razine domaćeg proizvoda. Utjecaj energetske šokove na nezaposlenost možemo promatrati i kroz prizmu sektorskih promjena koje nastaju kao posljedica promjena relativnih cijena. Tako će rast cijena energenata utjecati na kontrakciju energetske intenzivnih sektora i ekspanziju energetske efikasne sektora, no strukturne promjene zahtijevaju prilagodbu u srednjem, pa čak i dugom roku (Hamilton, 1988). Posljedica je rast nezaposlenosti i suboptimalna alokacija resursa koja se može pratiti i kroz preraspodjelu dohotka od kupaca ka proizvođačima energenata. Općenito, kratkoročni učinci energetske šokove na domaći proizvod i zaposlenost bit će manji ukoliko se veći dio porasta cijena

energenata prebaci na potrošače i/ili putem fleksibilnih nadnica na zaposlene (Brook et.al, 2004). Strukturne promjene dešavaju se i među sektorima koji proizvode trajna potrošna dobra, ponajviše se to odnosi na automobilsku industriju koja je ponajviše pogođena padom potražnje u uvjetima naftnih šokova.

Kao što smo vidjeli, ovakvi egzogeni šokovi ponude imaju dinamičke učinke na razinu domaćeg proizvoda i njegove komponente. Ipak, istraživanja su pokazala da poremećaji u opskrbi imaju lošije učinke na makroekonomske performanse u kratkom i dugom roku u odnosu na porast cijena energenata. Ova konstatacija pogotovo vrijedi za male ekonomije koje u pravilu ne raspolažu s bogatstvom energetske resursa te su stoga više ovisne o uvozu energije od velikih zemalja. Što je veća izloženost uvozu energije iz što manje dobavnih pravaca, povećava se i ranjivost energetske sustava. Ranjivost energetske sektora ovisi o energetskej zavisnosti, ali na nju utječu i neki drugi elementi kao što su stupanj diverzificiranosti izvora energije te međusobna povezanost dobavnih pravaca. Stoga svaka država treba mjerama svoje ekonomske i razvojne politike kompenzirati nesigurnosti koje proizlaze iz rizika uvoza energije, što znači da je u planiranju energetske sustava potrebno dobro prepoznati moguće rizike i tražiti adekvatna tehnološka i infrastrukturna rješenja za povećanje energetske sigurnosti (Granić, 2010, 52).

Energetski šokovi utječu i na preraspodjelu dohotka od zemalja uvoznica prema zemljama izvoznicama energije uslijed promjena u uvjetima razmjene (*terms of trade*). Veličina ovog učinka ovisi o energetskej intenzivnosti i energetskej ovisnosti zemlje uvoznice, kao i sposobnosti krajnjih korisnika da racionaliziraju svoju potrošnju energije. U pravilu porast cijena energenata povećava vrijednost uvoza i stvara neravnotežu (deficit) u vanjskotrgovinskoj i tekućoj bilanci te tako utječe i na kretanje deviznog tečaja zemalja uvoznica i izvoznica. McKillop (2004) je dokazao da više cijene nafte smanjuju ekonomski rast, generiraju nesigurnost na tržištu roba i kapitala te imaju direktan učinak na porast inflacije, što može dovesti do monetarne i financijske nestabilnosti. Kao što je već naglašeno, više cijene nafte mogu voditi višim kamatnim stopama te tako biti „okidač“ za početak recesije. Većina recesija bila je direktno potaknuta porastom kamatne stope, iako su razlozi bili dublji i kompleksniji, u pravilu strukturne prirode. Ipak, već sama najava rasta kamatne stope nepovoljno utječe na očekivanja investitora i kućanstva te oni smanjuju svoju potrošnju. Rezultat smanjenja investicija i potrošnje u kratkom roku neminovno vodi do usporavanja gospodarskog rasta i ulaska u recesiju. S obzirom da su kretanje kamatnih stopa i deviznih tečajeva povezani putem uvjeta kamatnog pariteta na način da rast kamatne stope potiče aprecijaciju domaće valute, to dodatno stvara pritisak na smanjenje izvoza. Jin (2008) tvrdi da su nagli rast cijena nafte tijekom posljednjeg naftnog šoka 2007-2008. godine i fluktuacije deviznih tečajeva bitno doprinijeli usporavanju ekonomskog rasta.

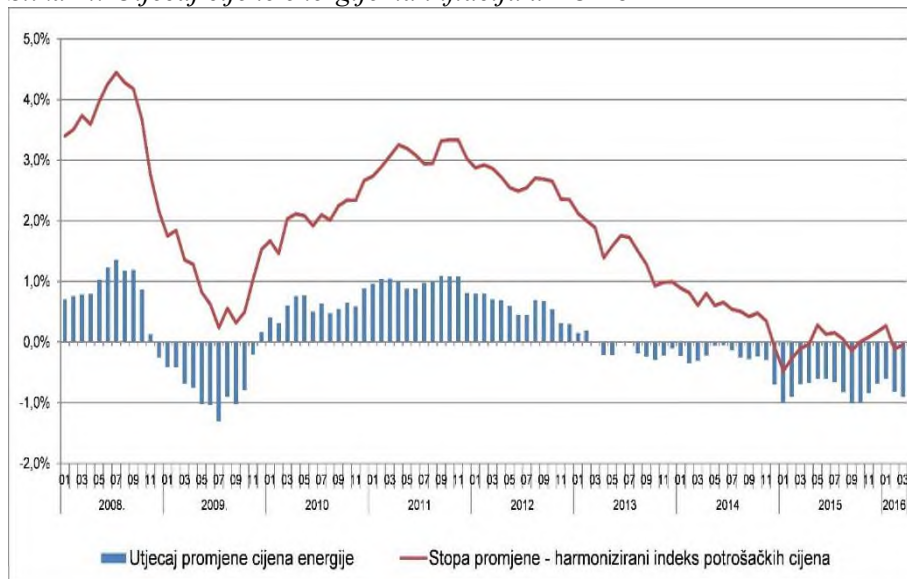
Ipak treba naglasiti da se tijekom godina smanjio intenzitet makroekonomskih implikacija energetske/naftne šokove, što su potvrdila i znanstvena istraživanja (Lee et.al., 1995; Hooker, 1996). Rotemberg i Woodford (1996) objašnjavaju slabljenje intenziteta veze između promatranih varijabli pomoću slabljenja uloge OPEC-a u održavanju stabilnih nominalnih cijena nafte, pogotovo u razdoblju 90-tih godina. Blanchard i Gali (2008) razlog pronalaze u kredibilnijoj monetarnoj politici koja je tijekom godina naučila dobro amortizirati utjecaje naftne šokove. Sasvim suprotno mišljenje imaju Bernake, Gertler i Watson (1997) prema kojima je restriktivna monetarna politika koju su centralne banke provodile nakon naftne šokove glavni krivac smanjenja gospodarske aktivnosti, a ne porast cijena nafte. Imajući u vidu rezultate brojnih studija, često i kontradiktorne, slabiji utjecaj porasta cijena nafte na makroekonomske varijable možemo objasniti na više načina:

- Smanjen je udio energije u troškovima proizvodnje kao rezultat nastojanja zemalja da smanje energetske intenzivnosti i povećaju energetske učinkovitosti.
- Orijentacija zemalja prema alternativnim izvorima energije, prvo prirodnom plinu kao tranzicijskom fosilnom energentu, a zatim i obnovljivim izvorima energije čija cijena nije direktno pod utjecajem raspoloživosti energenta kao u slučaju nafte.
- Mehanizam formiranja nadnica više nije direktno vezan uz kretanje cijena nafte/energije kao što je bio tijekom 70-tih i 80-tih godina 20. stoljeća.
- Oštrija konkurencija u većini industrija smanjila je mogućnost prevaljivanja viših cijena energije na kupce.
- Plivajuće trošarine omogućile su ublažavanje kratkoročnih šokova na teret proračuna, iako se ova mjera fiskalne politike pokazala kontroverznom zbog toga što dugoročno ne potiče prestrukturiranje gospodarstva prema energetski manje intenzivnim proizvodnjama te dodatno smanjuje cjenovnu elastičnost potražnje za naftom.

Inflacijski učinak cijene nafte i naftnih derivata ovisi i o poreznom sustavu zemlje i visini poreza na naftne derivate. S obzirom da cijena nafte ima direktan učinak na cijene pogonskih goriva i maziva, troškovi prijevoza indirektno utječu na inflacijska kretanja putem učešća u indeksu potrošačkih cijena (CPI). Također je važna struktura poreza jer se može očekivati da će u zemljama s manjim poreznim opterećenjem kao što je npr. SAD utjecaj rasta cijena nafte na rast opće razine cijena biti jači, za razliku od primjerice Japana

kod kojeg bi taj utjecaj bio slabiji. Važna je i uloga trošarina na benzin u formiranju cijena nafte, pogotovo u vremenima porasta cijena.²

Slika 2.: Utjecaj cijene energije na inflaciju u EU-28



Izvor: Eurostat, 2016

Kao što se može vidjeti iz prikazanih podataka te imajući u vidu razloge rasta i pada cijene nafte, može se zaključiti da šokovi potražnje imaju veći utjecaj na inflaciju, posebice u periodima rasta, ali i u periodima pada cijena. Ipak, i u ovom primjeru vidimo da postoji veća rigidnost promjena cijena na dolje nego kad cijene rastu.

Porast cijena nafte i ostalih energenata najčešće se prevaljuje na krajnje potrošače zbog neelastične cjenovne potražnje za naftom i ostalim energentima. U slučaju cjenovno elastične potražnje, troškove rasta cijena snosili bi proizvođači koji zbog konkurencije ne mogu više troškove prevaliti na krajnje potrošače. Jedan dio troškova povećanja cijena energenata snose i

² U Hrvatskoj su se od 2007. godine trošarine na gorivo čak utrostručile pa u 2018. iznose 3,86 kn po litri, dok je cijena samog goriva 3,64 kn. Kada se na iznos trošarine doda PDV, davanja državi rastu na čak 60% ukupne cijene goriva. Ovaj porast trošarina je dijelom posljedica usklađivanja s minimalnim trošarinama u EU-u, ali dijelom i rezultat potrebe za povećanjem poreznih prihoda. Koliko će iznositi visina trošarina, stvar je procjene svake države jer u tom segmentu, u smislu zajedničkih pravila EU, ne postoji gornje ograničenje, a EU propisuje samo minimalnu trošarinu.

vlasnici kapitala uloženog u energetske intenzivni sektor zbog pada prinosa na uloženi kapital zbog rasta troškova proizvodnje. Ipak, taj trošak prisutan je samo u kratkom roku jer na dugi rok dolazi do seljenja kapitala iz energetske intenzivnih sektora u druge sektore s višim prinomom na kapital.

Edelstein i Kilian (2007) dokazali su manji učinak naftnih šokova na veći broj agregatnih varijabli koristeći VAR (*vector autoregression*) metodu. Prema Blanchardu i Galiju (2008), manji inflatorni utjecaji naftnih šokova posljednjih godina može se objasniti efikasnijom antiinflacijskom politikom u većini zemalja, što je povećalo kredibilitet ekonomske politike i poboljšalo inflacijska očekivanja te tako relativno manje nepovoljno utjecalo na proizvodnju, zaposlenost i ekonomski rast. Tijekom srednjeg i dugog roka potrošači i proizvođači prilagodit će svoje ekonomske odluke novoj, višoj razini cijena te će tako postupno nestati negativan učinak na domaću potražnju i dohodak. Ipak, istraživanja (Mork, 1989; Ferderer, 1996; OECD, 2004) su ukazala na asimetrični učinak cijena nafte jer smanjivanje cijena nafte neće vratiti makroekonomske pokazatelje na početnu razinu, a gubitak dohotka koji su ostvarile zemlje uvoznice može se samo dijelom nadoknaditi smanjenjem cijena. Iako pad cijena može dijelom popraviti agregatne varijable, može imati i nepovoljan učinak ukoliko prevelika volatilnost cijena potiče špekulativne financijske transakcije te stvara dodatnu nesigurnost na tržištu energenata.

2.2.2. Pad cijena nafte i naftni šok – promjena paradigme

Od kraja 2014. godine pad cijena nafte na svjetskom tržištu izazvao je drugačiju vrstu makroekonomskih šokova, ponajprije za zemlje izvoznice nafte, a izazvao je i promjenu paradigme u naftnom sektoru. Naime, nafta više nije „rijetka“ roba te svjedočimo tranziciji od doba „rijetkosti“ (*age of scarcity*) prema dobu „obilja“ (*age of abundance*). Iako je nafta neobnovljivo fosilno gorivo, činjenica je da se zalihe nafte povećavaju s razvojem tehnologije. Treba napomenuti da se rezervama nafte često manipulira iz različitih razloga, a tome doprinosi i činjenica da se rezerve nafte mogu promatrati s različitih aspekata:

- 1) dokazane (proven) rezerve – rezerve koje se mogu eksploatirati s 90 % vjerojatnosti
- 2) vjerojatne (probable) rezerve – rezerve koje se mogu eksploatirati s više od 50 % vjerojatnosti
- 3) moguće (possible) rezerve – rezerve koje trenutno nisu vjerojatne, ali mogu se tehnički i ekonomski eksploatirati s manje od 50 % vjerojatnosti.

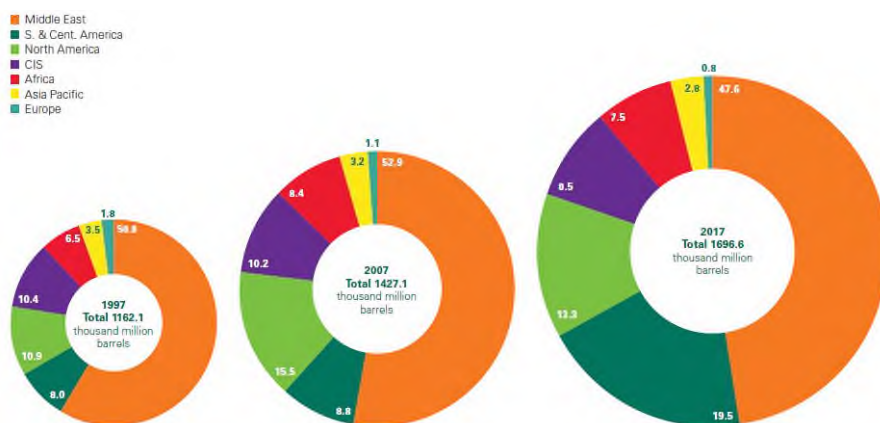
U stručnoj literaturi koristi se i sljedeća podjela:

- 1) IP rezerve = dokazane rezerve

- 2) 2P rezerve = dokazane i vjerojatne rezerve
- 3) 3P rezerve = dokazane, vjerojatne i moguće rezerve.

Sljedeća slika prikazuje stanje dokazanih rezervi nafte, dakle onih koje se mogu eksploatirati s 90 % vjerojatnosti, u razdoblju 1997. - 2017. Kako se može vidjeti, dokazane su se rezerve nafte značajno povećale.

Slika 3.: Dokazane rezerve nafte po regijama, 1997. - 2017.



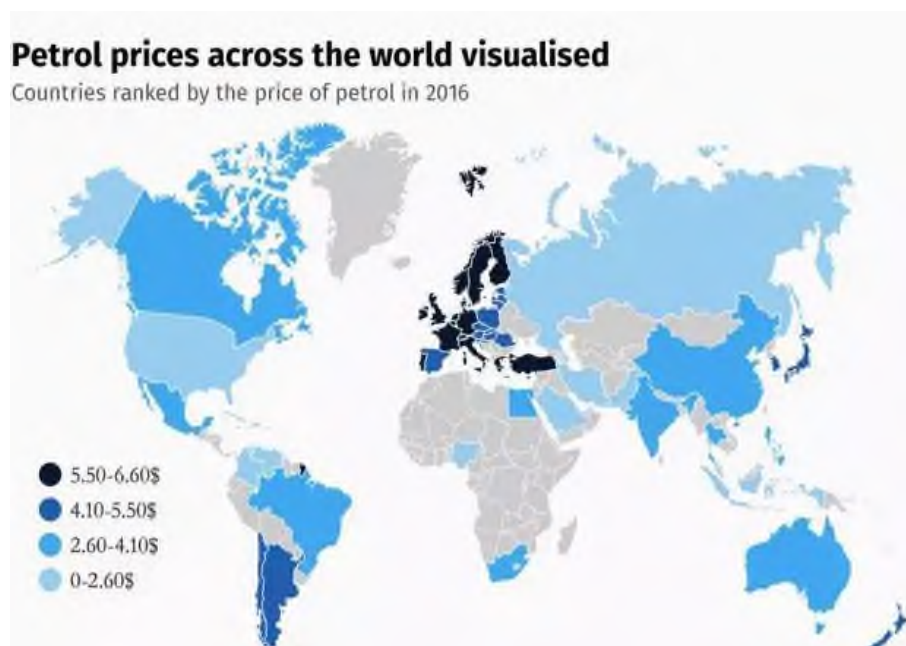
Izvor: BP, 2018

Globalni kontekst ovih promjena vezan je uz sve veću eksploataciju nafte iz nekonvencionalnih izvora, pogotovo u SAD-u, što je značajno promijenilo odnose između zemalja izvoznica. Iako je odavno poznato da se i nekonvencionalna nafta može eksploatirati, tek je razvoj tehnologije posljednjih desetak godina omogućio profitabilnu eksploataciju. Naravno, profitabilnost je visoko korelirana s cijenom nafte na tržištu te se za većinu nalazišta isplati samo u uvjetima relativno visoke cijene, što znači najčešće iznad 60 \$ po barelu.

Pad cijena nafte u razdoblju od kraja 2014. godine rezultat je porasta ponude, značajnim dijelom iz nekonvencionalnih izvora, ali i stagnacije/pada potražnje te geopolitičko-strateških razloga zbog kojih su pojedine zemlje izvoznice nastavljale s velikom proizvodnjom usprkos niskim cijenama kako bi zadržale ili povećale tržišni udio. Tzv. *low-cost* proizvođači (osobito Saudijska Arabija) smanjuju cijene da izguraju *high-cost* proizvođače (prije svega SAD-e) te nisu više motivirani držati rezerve na visokoj razini. Kako bi pokrili gubitke, moguća strategija u budućnosti vjerojatno će biti ona koja se temelji na većim količinama proizvodnje uz niže cijene, no takva strategija zahtijeva dodatne investicije.

Prema procjenama OECD-a (2017), učinci pada cijena nafte rezultirali su rastom svjetskog BDP-a od 0,5 % u razdoblju 2015. - 2016. Slične procjene ima i Svjetska banka (2018), prema kojoj pad cijena nafte od 10 % dovodi do rasta svjetskog BDP-a 0,5 – 1 %. Generalno možemo reći da su zemlje uvoznice profitirale, ali je raspodjela tih koristi između zemalja bitno drugačija. Najveće koristi od jeftinih energenata ostvarile su Kina, Japan i Indija, dok je EU samo djelomično iskoristio ove povoljne makroekonomske uvjete te se pad cijena samo 50 % prelio na sniženje cijena derivata. Slika 4. prikazuje cijene goriva u različitim regijama svijeta.

Slika 4.: Cijene goriva za krajnje potrošače 2016. godine



Izvor: Bloomberg, 2017

Kao što se može vidjeti na prethodnoj slici, potrošači u europskim zemljama plaćaju najskuplju cijenu goriva, što ima utjecaj i na razinu potrošnje kućanstava, kao i na konkurentnost poslovnog sektora. Ipak, pad cijena nafte i djelomično goriva doveo je do pada stope inflacije pa su zemlje EU-a tijekom 2015. godine imale čak i deflaciju (Slika 5.)

Slika 5.: Stopa inflacije u zemljama Europske unije u razdoblju 2008. - 2018.



Izvor: Tradingeconomics.com i Eurostat, 2018

Iako je pad stope inflacije generalno pozitivan trend, ulazak u zonu negativne inflacije, tj. deflacije nosi sa sobom probleme poznate kao „zamka likvidnosti“. Naime, u razdoblju pada očekivane inflacije (ili čak deflacije) smanjuje se nominalna kamatna stopa, no realna kamatna stopa raste i destimulira investicije. Odgovor monetarne vlasti u vidu ekspanzivne monetarne politike samo je djelomično učinkovit jer ne može značajnije sniziti već ionako nisku referentnu nominalnu kamatnu stopu, dok je istovremeno realna kamatna stopa³ pozitivna i još uvijek previsoka da snažnije potakne investicije i rast BDP-a. Također, deflacija rezultira i drugim nepovoljnim učincima kao što su:

- pad potražnje kućanstva i investicija zbog odgađanja potrošnje i nepovoljnih očekivanja
- rast realnog javnog duga u uvjetima kad je zaduženost najveći problem mnogih zemalja, a pogotovo zemalja Europske unije.

Kao što smo već naglasili, pad cijena nafte imao je i negativne posljedice, ponajprije na zemlje izvoznice nafte. Značajan pad poreznih prihoda i izvoznih carina u zemljama izvoznicama nafte rezultirao je padom BDP-a od 3,5 %. Mnoge zemlje suočile su se s ekonomskim problemima, npr. Rusija je ostvarila pad BDP-a od 4,5 % u razdoblju dok je cijena nafte bila ispod 60 \$. Saudijska Arabija ostvarila je proračunski deficit od čak 14 %. Iako u 2018. godini cijene nafte ponovo rastu te su prešle 70 \$, ipak je izvjesno da se tržište nafte strukturno mijenja, a zemlje izvoznice morat će se restrukturirati u budućnosti. Najveća je izvoznica nafte Saudijska Arabija 2017. godine

³ Realna kamatna stopa može se izraziti prema sljedećoj formuli: $r_t \approx i_t - \pi_t^e$ gdje su: r_t -realna kamatna stopa u razdoblju t , i_t -nominalna kamatna stopa u razdoblju t , π_t^e -očekivana inflacija u razdoblju t .

donijela novu strategiju razvoja pod nazivom Vision 2030 kojoj je cilj diverzifikacija i smanjenje ovisnosti o izvozu nafte.

Na tom tragu je i porast broja SWF fondova (*Sovereign Wealth Fund*). Zemlje izvoznice prihode od nafte (i plina) ulažu u posebne SWF fondove odvojene od državnih proračuna. Njihovi su ciljevi: oploditi kapital diverzifikacijom ulaganja, smanjiti volatilnost prihoda od izvoza nafte, spriječiti inflaciju i tzv. nizozemsku bolest, smanjiti proračunski deficit, financirati razvojne projekte te poticati gospodarski razvoj. Od 2006. ukupan broj SWF porastao je dvostruko s polaznih 22, a veliki broj novih fondova osnovan je u novim izvoznicama kao što su Angola, Brazil, Nigerija, Kazahstan i Azerbajdžan. Tablica 1. prikazuje 6 najvećih naftnih SWF fondova.

Tablica 1.: Šest najvećih naftnih SWF fondova 2018. godine

Naziv SWF	Zemlja	Vrijednost (mld \$)	Transparen- tnost
Norway Government Pension Fund-Global	Norway	1.033	10
Abu Dhabi Investment Authority	UAE	828	6
Kuwait Investment Authority	Kuwait	524	6
SAMA Foreign Holdings	S.Arabija	494	4
Qatar Investment Authority	Katar	320	5
Public Investment Fund	S.Arabija	224	4

Izvor: Sovereign Wealth Fund Institute, 2018

Iako Norveška nije najveći izvoznik nafte, vrijednost njezinog SWF fonda daleko nadmašuje ostale vodeće fondove, osim toga to je i najtransparentniji fond s maksimalnom ocjenom 10.

Osim nepovoljnih makroekonomskih učinaka na zemlje izvoznice nafte, pad cijena nafte ima i sljedeće globalne posljedice:

- smanjena profitabilnost za razvoj alternativnih (nefosilnih) izvora energije i tehnologija
- rast prometa zbog niže cijene goriva, zbog čega rastu emisije CO₂
- smanjenje vrijednosti SWF fondova povećalo je nestabilnost na tržištu kapitala

- financijski i *cash-flow* problemi kompanija u naftnom/energetskom sektoru.

Nema sumnje da će nafta još dugo ostati najvažnija sirovina, no ipak se može uočiti postupna i sve izraženija promjena paradigme na naftnom tržištu i početak tranzicije od „doba rijetkosti” do „doba obilja” nafte. Danas po prvi put nakon 150 godina komercijalne eksploatacije nafte potražnja pada, a nafta je, isto tako po prvi put, suočena sa stvarnom konkurencijom u prometnom sektoru koji se ubrzano okreće električnim automobilima. Nakon ambiciozno postavljenih ciljeva Pariškog sporazuma o klimatskim promjenama iz 2015. te još ambicioznijih ciljeva koje je sebi postavio EU, nepovratno je počeo proces velikih strukturnih promjena u prometnom i ostalim sektorima.

Na kraju sumirajmo učinke promjene cijena nafte na makroekonomska kretanja:

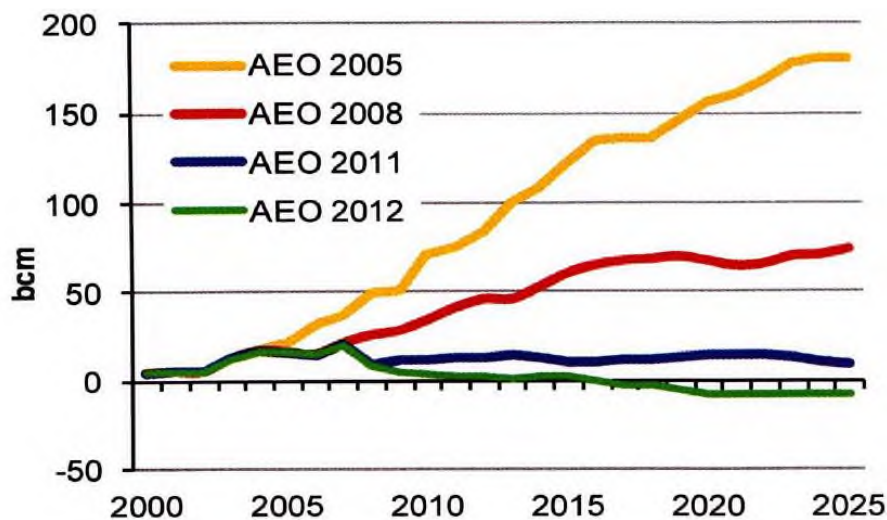
- Naftni šokovi koincidiraju s kontrakcijama poslovnih ciklusa: 1973. - 1974. 1980. -1982., 1990. -1991., 2008. - 2010.
- Empirijska istraživanja potvrdila su nelinearnost šokova (veći učinci pri porastu cijena u odnosu na pad cijena).
- Veći su negativni učinci pri poremećaju u opskrbi nego pri porastu cijena.
- Suvremene su ekonomije inflatorno otpornije na naftne šokove u odnosu na 70-te i 80-te godine 20. stoljeća.
- Volatilitnost cijena ima lošije makroekonomske implikacije od rasta cijena.
- Najveće su posljedice u energetski intenzivnim industrijama (kemijska industrija, proizvodnja aluminija, čelika, cementa itd., kao i industrijama koje proizvode energetski intenzivne proizvode kao što je automobilska) koje imaju značajan multiplikativni učinak na vezane i podržavajuće industrije.
- Pad cijena nafte također predstavlja svojevrsni šok i ima nepovoljne posljedice za izvoznice nafte i naftne kompanije te stvara financijske nestabilnosti, što povratno globalno smanjuje koristi uvoznica nafte i krajnjih potrošača.

2.2.3. Plin iz škriljevca i “*shale gas*” revolucija: makroekonomski učinci šoka ponude

Od 2008. godine na globalnom tržištu plina možemo pratiti velike promjene koje su posljedica eksploatacije novih nalazišta plina iz škriljevca (*shale gas*) i rasta trgovine ukapljenim prirodnim plinom (LNG – *Liquefied Natural Gas*). Iako su zalihe plina iz škriljevca poznate i puno prije 2008. godine,

eksploatacija je bila ekonomski neisplativa sve dok SAD nije razvio novu tehnologiju eksploatacije poznatu kao hidrauličko frakturiranje. Ova metoda vađenja plina iz škriljevca kojom se u stijene duboko ispod površine utiskuju kemikalije kako bi se na površinu istisnuo plin, zaslužna je za veliki rast eksploatacije plina u SAD-u, zbog čega je ova zemlja od uvoznice plina postala značajan izvoznik. U kratkom razdoblju od samo nekoliko godina u potpunosti su se promijenile projekcije i američka energetska strategija (Slika 6.).

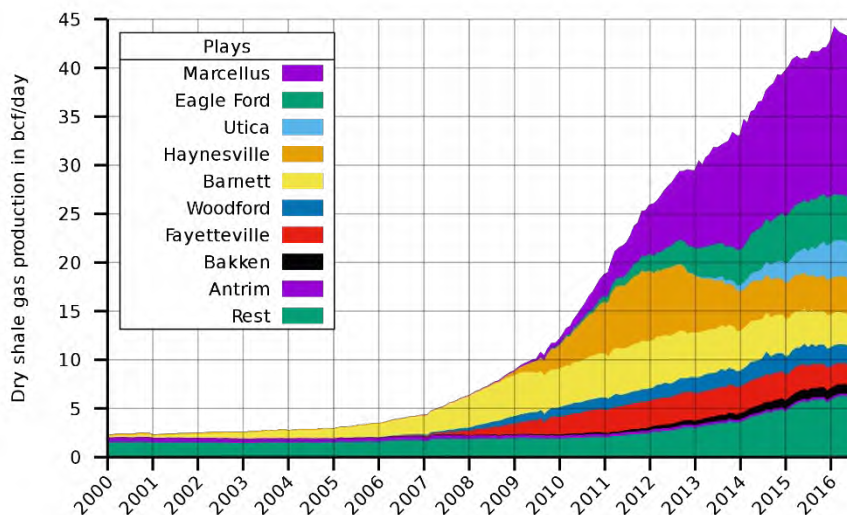
Slika 6.: Projekcije uvoza LNG-a u SAD-u u razdoblju 2005. - 2012.



Izvor: EIA, 2015

Kako se može vidjeti, prema projekcijama EIA (Energy Information Administration) iz 2005. godine, smatralo se da su plinski izvori u opadajućoj fazi te se očekivao rastući uvoz ukapljenog prirodnog plina. Započinju se graditi uvozni LNG terminali kako bi se uvozom mogao nadoknaditi očekivani manjak proizvodnje u odnosu na rastuću potražnju. Duboka recesija koja je započela 2007. u SAD-u i prelila se na ostatak svijeta, potaknula je novu strategiju industrijskog razvoja koja se temeljila na razvoju tehnologija za eksploataciju nalazišta plina (i nafte) iz škriljevca i različitih fiskalnih poticaja koji su usmjerili investicije u novi, rastući sektor nekonvencionalnih energetskih resursa. Već 2008. godine značajno se mijenjaju projekcije uvoza plina, da bi se 2012. godine očekivao potpuni preokret i izvoz plina zbog rastuće proizvodnje. Slika 7. zorno prikazuje otvaranje novih nalazišta i izrazito brzi rast eksploatacije plina iz škriljevca, a zbog eksponencijalnog rasta proizvodnje i značajnih makroekonomskih učinaka za cjelokupno gospodarstvo SAD-a, može se govoriti o svojevrsnoj *shale gas* revoluciji.

Slika 7.: Kretanje proizvodnje plina iz škriljevca u SAD-u u razdoblju 2000. - 2016.



Izvor: EIA, 2017

Razvoj nove tehnologije (doduše izrazito nepovoljne za okoliš⁴) i nove investicije potaknule su učinke ekonomije obujma i već od 2010. godine ostvaruju se značajni pozitivni makroekonomski učinci za gospodarstvo SAD-a: rast BDP-a za 77 mld \$, otvaranje novih 600.000 radnih mjesta u energetsom sektoru i pratećim industrijama te pad cijena električne energije i razine inflacije zbog značajnog pada cijena plina (Slika 8.).

⁴ Učinci hidrauličkog frakturiranja na okoliš vrlo su nepovoljni: zagađenje podzemnih voda zbog korištenja kemikalija, smanjenje vodnih resursa zbog intenzivne uporabe vode u procesu frakturiranja, povećane razine emisija ugljičnog dioksida i metana, devastacija prostora i česti tektonski poremećaji.

Slika 8.: Kretanje cijene plina na tržištu SAD-a u razdoblju 2007.-2017. (\$/MMBTU)

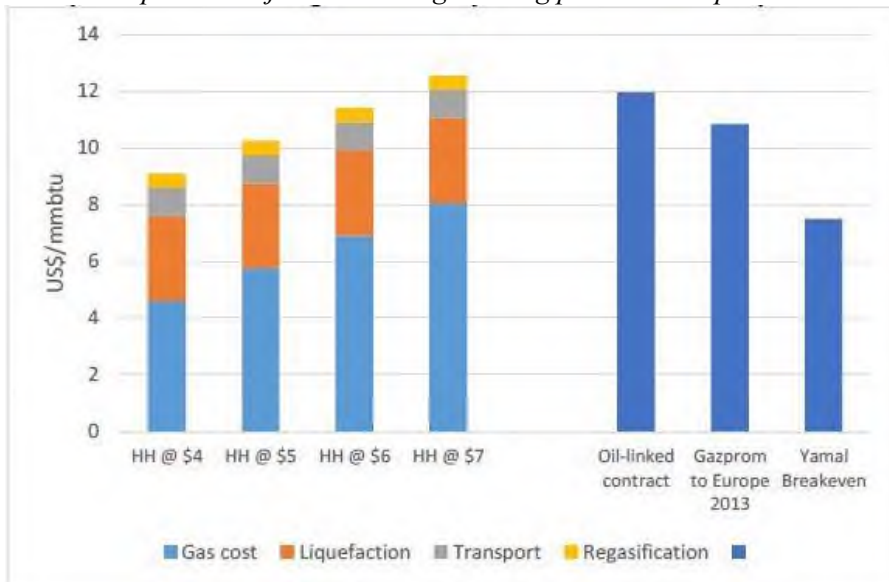


Izvor: EIA, 2018

Širenjem multiplikativnih učinaka na ostatak gospodarstva povećavaju se pozitivni učinci pa se procjenjuje da je 2014. godine otvoreno milijun novih radnih mjesta direktno ili indirektno vezanih uz eksploataciju plina iz škriljevca. Učinak u srednjem i dugom roku također je značajan, ne samo na energetski sektor i energetski intenzivne proizvodnje, već i na rast ukupne konkurentnosti zbog nižih cijena energenata. Očekuje se rast industrijske proizvodnje po stopi od 4,7 % u razdoblju do 2035. godine kao direktna posljedica *shale gas* revolucije.

Rast proizvodnje plina u SAD-u nije mogla pratiti jednaka dinamika izvoza plina jer je dotadašnji razvoj infrastrukture i LNG terminala bio temeljen na uveznoj strategiji. Nedovoljni izvozni kapaciteti bili su glavni ograničavajući faktor izvoza američkog plina, a promjena trgovinske strategije i izgradnja izvoznih LNG terminala i tankera zahtijevala je vrijeme. Tek su 2016. godine izgrađena dva izvozna terminala u SAD-u, čime je i službeno započeo izvoz američkog LNG-a iz Meksičkog zaljeva. Ipak, iako je cijena američkog plina značajno pala, konačna cijena plina na uveznoj destinaciji značajno je viša zbog visokih troškova transporta, ukapljivanja i ponovnog uplinjavanja, zbog čega je američki plin još uvijek skuplji na europskom tržištu u odnosu na ruski plin koji se doprema plinovodima. Slika 9. uspoređuje cijenu američkog i ruskog plina na europskom tržištu.

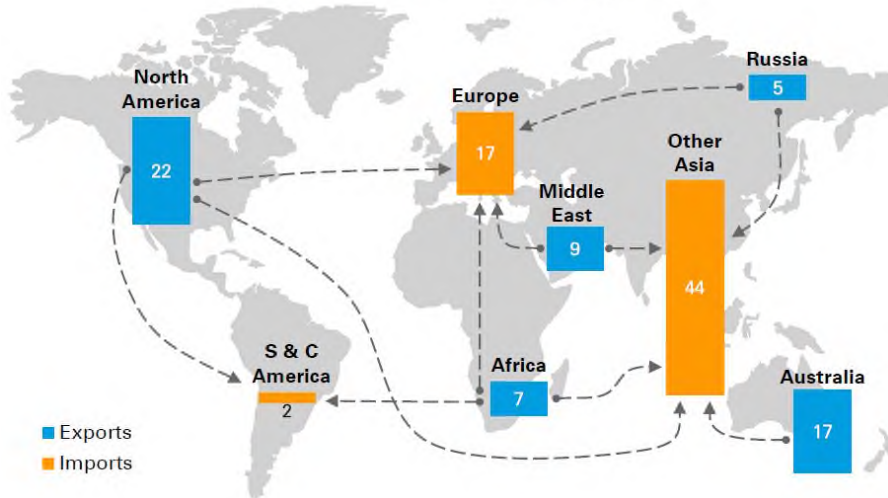
Slika 9.: Usporedba cijene američkog i ruskog plina na europskom tržištu



Izvor: Mitrova, T. et.al.,2015

Kao što se može vidjeti, čak i pri cijeni od 4 \$ na tržištu Henry Hub, ukupna je cijena još uvijek značajno viša u odnosu na ruski plin dopremljen plinovodom iz plinskog polja Yamal. Iako je američki plin nekonkurentan na europskom tržištu, raste njegov izvoz u druge regije, a do 2035. očekuje se da će SAD biti najveći izvoznik LNG-a te će prestići čak i Katar (Slika 10.).

Slika 10.: Projekcije kretanja izvoza i uvoza LNG-a 2035. godine
Net LNG exports and imports 2035 (Bcf/d)



Izvor: Foreign Affairs, 2018

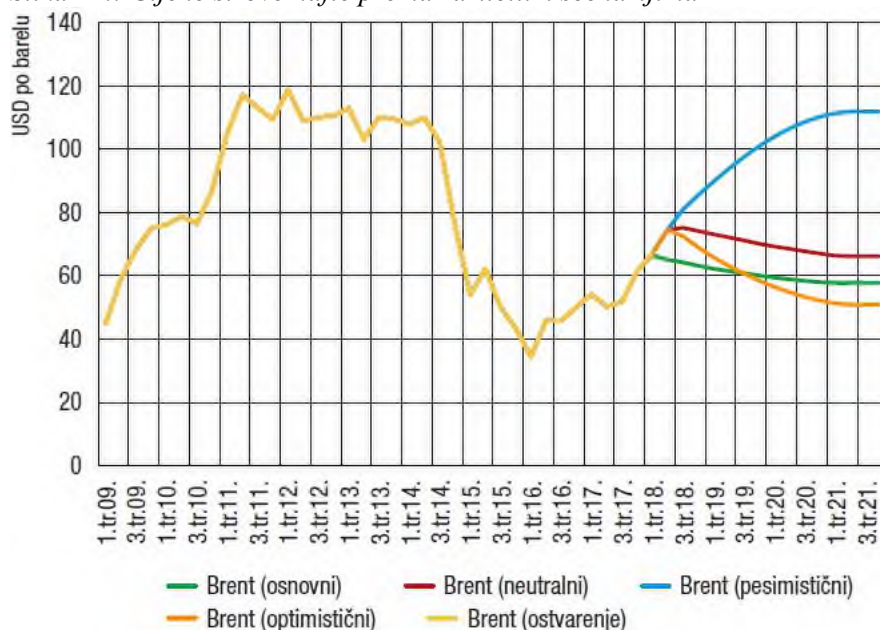
Tijekom posljednjih godina na tržištu LNG-a događaju se velike strukturne promjene, raste broj izvoznika i uvoznika, cijene su sve manje vezane dugoročnim ugovorima te stoga sve više volatilne. S obzirom na rastuću ulogu plina u procesu dekarbonizacije zbog manjih štetnih emisija u odnosu na ugljen, očekuje se rast potrošnje i trgovine plinom, a LNG će postati sve važniji za regije koje plinovodima ne mogu dopremiti plin.

2.2.4. Mogući učinci rasta cijena nafte na hrvatsko gospodarstvo

Iako smo svjedočili epizodi pada cijena nafte koja je trajala do 2016. godine, najnovija kretanja cijena koje karakterizira trend rasta ponovno su aktualizirala temu makroekonomskih implikacija rastućih cijena nafte. U nastavku ćemo se osvrnuti na hrvatsko gospodarstvo koje karakterizira cjenovno relativno neelastična potražnja.

Jovičić i Kunovac (2017) napravili su projekcije makroekonomskih učinaka različitih cijena nafte utemeljene na različitim scenarijima (neutralni, pesimistični i optimistični) kretanja cijena (Slika 11.). Njihova je temeljna pretpostavka da su promjene cijena primarno uvjetovane šokovima ponude.

Slika 11.: Cijene sirove nafte prema različitim scenarijima



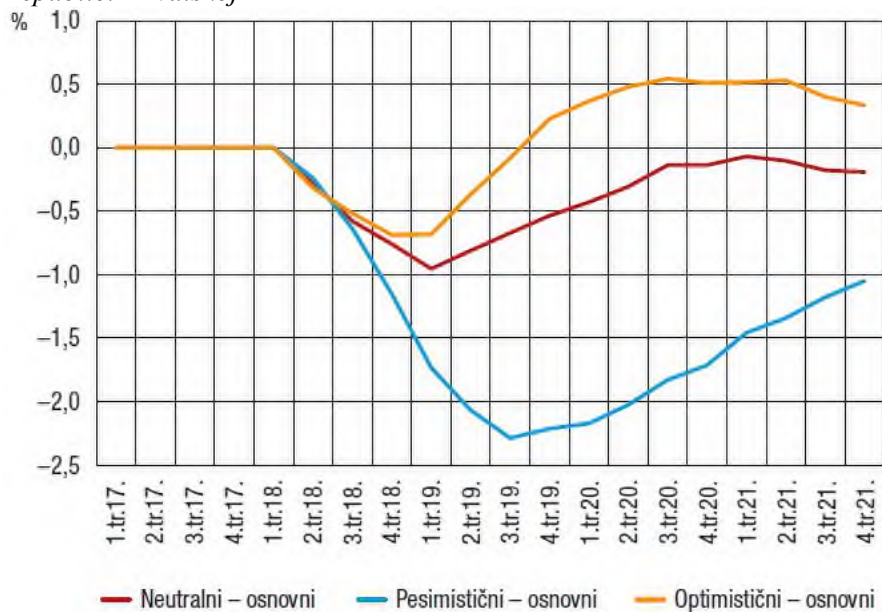
Izvor: HNB, 2018

Neutralni scenarij bazira se na cijeni sirove nafte u skladu s cijenom iz terminskih ugovora u svibnju 2018., pesimistični scenarij predviđa značajniji

rast do čak 112 dolara, a optimistični pad cijena sirove nafte do 50 dolara po barelu.

Rezultati projekcija prikazani su na slikama 12. i 13.

Slika 12.: Utjecaj različitih scenarija kretanja cijena nafte na BDP u Republici Hrvatskoj

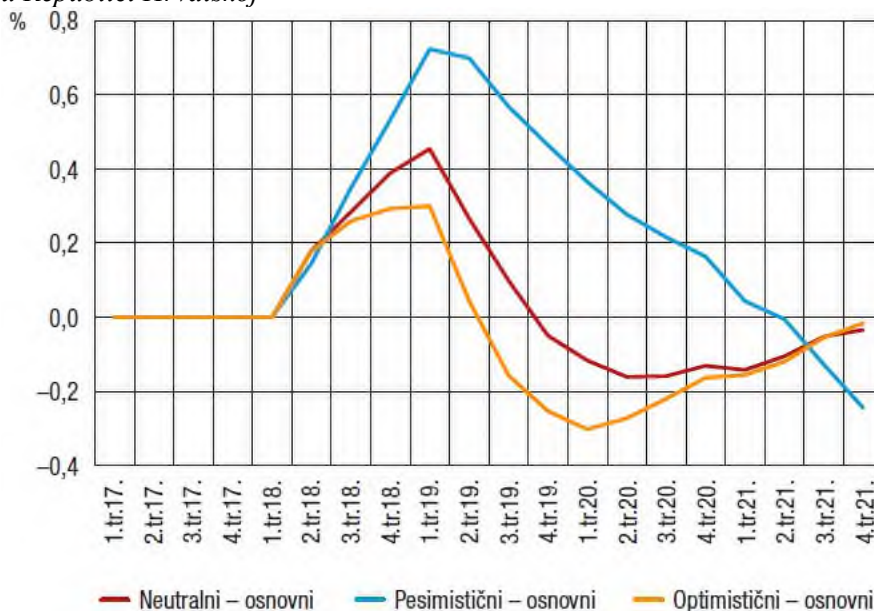


Izvor: Jovičić, Kunovac, 2017

Njihovi rezultati upućuju na zaključak da promjene cijena sirove nafte prema neutralnom, izglednom scenariju neće bitnije utjecati na promjene makroekonomske aktivnosti. Korekcija bi u tom slučaju iznosila -0,5 % u odnosu na osnovni scenarij. Pesimistični scenarij bi naravno utjecao na znatno nižu ekonomsku aktivnost i BDP koji bi pao preko 2 %, suprotno od optimističnog scenarija.

Osim utjecaja na ekonomsku aktivnost, promjene cijena nafte imaju učinak i na razinu cijena. Projekcije inflatornog utjecaja prikazane su na sljedećoj slici.

Slika 13.: Utjecaj različitih scenarija kretanja cijena nafte na razinu cijena u Republici Hrvatskoj



Izvor: Jovičić, Kunovac, 2017

Kako je već napomenuto u prethodnoj analizi, inflatorni učinci porasta cijena nafte danas su znatno manji nego što su bili tijekom 70-tih, 80-tih i 90-tih godina 20. stoljeća, što potvrđuju i rezultati prikazani na Slici 4. I u ovom slučaju vidimo relativno veći nepovoljni utjecaj rasta cijena nafte nego što je povoljan utjecaj pada cijena, što potvrđuje tezu o većoj rigidnosti pada cijena u odnosu na rast.

2.3. Ekonomske posljedice utjecaja proizvodnje i potrošnje energije na okoliš

Uz navedene direktne ekonomske učinke, energija ima značajne posljedice na kvalitetu okoliša i ljudsko zdravlje, što također ima svoju ekonomsku dimenziju. Prema Svjetskoj zdravstvenoj organizaciji (WHO), čak 7 milijuna ljudi umire godine zbog zagađenja zraka, a ekonomske posljedice, direktne i indirektne, ogromne su. Iako se tijekom godina relativni utjecaj proizvodnje i potrošnje energije na okoliš smanjivao kao posljedica tehnoloških inovacija zbog kojih su smanjene emisije CO₂ i drugih štetnih tvari, ipak je kumulativni utjecaj stakleničkih plinova postao sve veći.

Povijesno gledajući mijenjao se i prevladavajući stav stručne javnosti o tome kako smanjiti negativan utjecaj energetskog sektora na okoliš. U 70-tim godinama smatralo se da je najbolji način zaštite okoliša smanjenje potrošnje

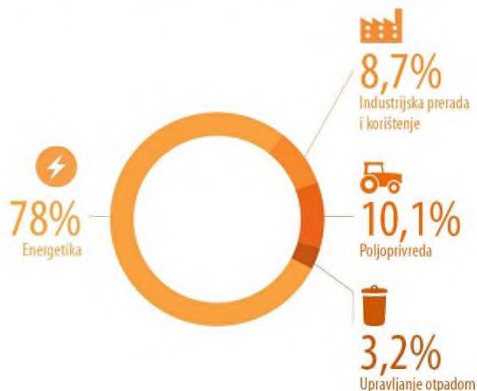
energije, da bi tijekom 80-tih nastala ideja održivog razvoja i povezivanje problema zaštite okoliša s dostignutom razinom razvoja. Smatralo se da su zemlje u razvoju suviše siromašne kako bi mogle štititi okoliš (“*too poor to be green*”) te da će gospodarski razvoj i viši dohodak rezultirati većim ulaganjem u zaštitu okoliša. Ova ideja uobličena je u empirijskim modelima koji se nazivaju EKS modeli (*Environmental Kuznets Curves*). Iako Kuznets nije imao veze s ovim modelima, nazvani su njegovim imenom jer su koristili njegovu obrnutu krivulju U oblika kako bi objasnili međuzavisnost različitih pokazatelja onečišćenja okoliša i dostignutog stupnja razvoja mjenjenog dohotkom po stanovniku. Prema njihovoj hipotezi, onečišćenje i ostali oblici degradacije okoliša rastu u ranim fazama ekonomskog razvoja i smanjuju se u kasnijim fazama. Ova ideja ostala je opće prihvaćena u literaturi koja se bavi ekonomikom prirodnih resursa i zaštite okoliša sve do današnjih dana usprkos nekim ozbiljnim kritikama (Stern et al., 1996; Ekins, 1997; Stern and Common, 2001). Dasgupta i suradnici (2002) opovrgnuli su neke zaključke EKS modela. Naime, na temelju empirijskih podataka pokazali su da su neke zemlje u razvoju postigle značajan napredak u smanjenju onečišćenja, dok s druge strane, u razvijenim zemljama dohodovna elastičnost emisija štetnih plinova nije negativna, iako je manja od jedan. Prema Sternu (2003), u zemljama koje ostvaruju niže stope ekonomskog rasta tehnološke promjene koje vode smanjenju štetnih emisija imaju veći pozitivan učinak u odnosu na negativan učinak povećanja emisija štetnih plinova zbog veće ekonomske aktivnosti i višeg dohotka po stanovniku. Rezultat ovakve situacije je značajno smanjenje emisije sumpora po stanovniku koje je postignuto u mnogim zemljama OECD-a tijekom zadnjih nekoliko desetljeća. Suprotna situacija je karakteristična za neke brzo rastuće srednje razvijene ekonomije gdje su negativni učinci porasta onečišćenja zbog rasta dohotka znatno veći od pozitivnog doprinosa tehnološkog progresa.

Tehnološki razvoj utjecao je i na tzv. *rebound* efekt zbog kojeg razvijene zemlje, iako energetske učinkovitije, troše više energije što su razvijenije. Ova situacija ima veze s rastom osobnog i javnog standarda zbog čega se troši više energije, ali i sa stalnom pojavom novih uređaja koji troše energiju. Ovaj učinak naziva se i makroekonomski *feedback* (Howarth, 1997). U ekstremnom slučaju, *rebound* efekt može se očitovati u potpunom poništavanju pozitivnih učinaka razvijene tehnologije na energetske učinkovitost.

Nema sumnje da su proizvodnja, transport i potrošnja energije najznačajniji izvori onečišćenja okoliša (Slika 14.), a procjenjuje se da otprilike $\frac{3}{4}$ emisija ugljičnog dioksida u okoliš potječe od izgaranja fosilnih goriva.

Slika 14.: Emisije stakleničkih plinova 2015. prema izvorima

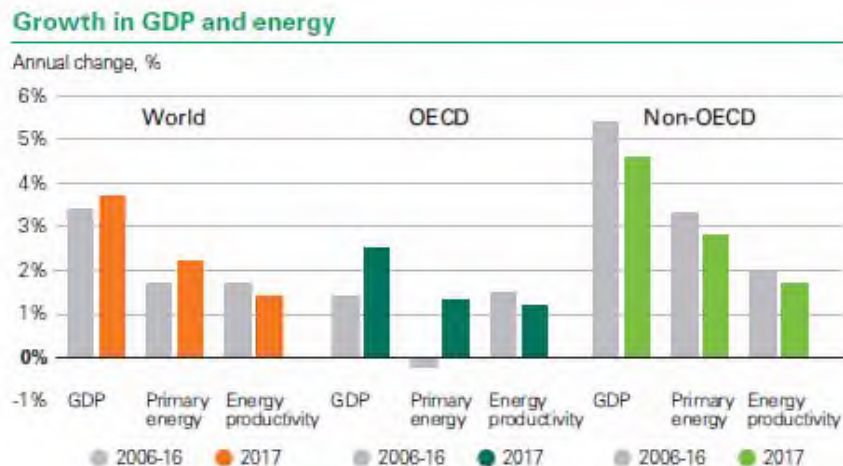
Emisije stakleničkih plinova u EU-u po sektoru u 2015.



Izvor: Eurostat, 2017

Energetski sektor najveći je onečišćivač s udjelom od čak 78% u ukupnim emisijama stakleničkih plinova, dok industrijski sektor čini tek 8,7%. S obzirom da gotovo sve ljudske aktivnosti zahtijevaju potrošnju energije, potrošnja energije ponekad se koristi kao općeniti pokazatelj utjecaja ljudi na okoliš (Common, 1995). Sljedeća slika pokazuje usporedbu kretanja BDP-a i potrošnje energije u razdoblju 2006. - 2016. te u 2017. godini, na globalnoj razini, u zemljama OECD-a te u ostalim zemljama.

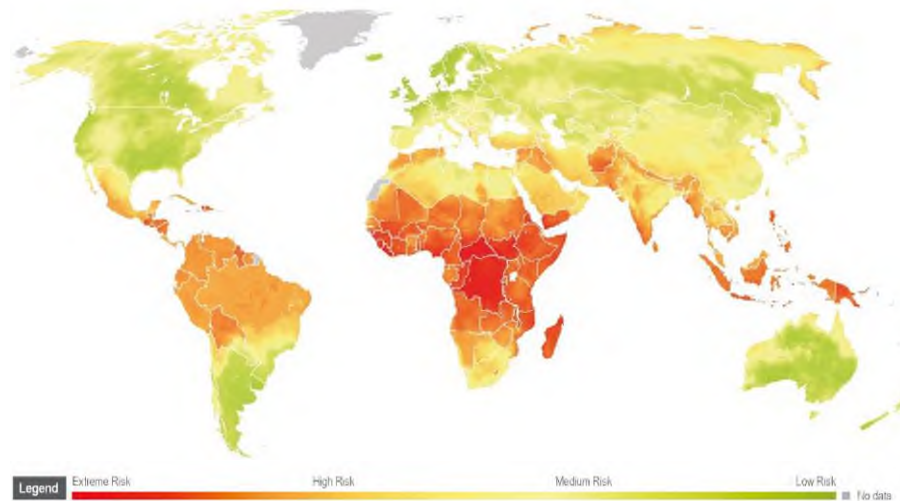
Slika 15.: Kretanje BDP-a i potrošnje energije 2006. - 2017.



Izvor: BP, 2018

Globalno gledajući, kao i na razini razvijenih zemalja OECD-a, potrošnja energije u 2017. godini raste znatno brže nego u prethodnom desetogodišnjem razdoblju, što je samo djelomično vezano uz rast BDP-a koji ipak raste sporije. Podaci pokazuju da se 2017. smanjila energetska produktivnost u svim zemljama u odnosu na prosjek 2006.-2016., što znači da je došlo do *rebound* efekta. Iako je potrošnja energije po stanovniku skoncentrirana na najrazvijenije zemlje svijeta te su one istovremeno i najveći onečišćivači, mnoga istraživanja su pokazala da su upravo nerazvijene zemlje najviše pogođene posljedicama onečišćenja okoliša i klimatskim promjenama. Situacije kao što su erozija tla, suše, poplave i oluje te općenito ekstremne klimatske neprilike i onečišćenje okoliša najteže pogađaju nerazvijene zemlje. Razne institucije mjere stupanj ranjivosti zemalja zbog klimatskih promjena, a često korišten je CV Indeks (*Climate Vulnerability Index*) Sveučilišta u Oxfordu koji pokazuje stupanj ranjivosti zemalja s obzirom na ugroženost vodnih resursa, ali uzima u obzir i različite socijalne, ekonomske i prirodne indikatore zbog kojih se neka zemlja lakše ili teže nosi s izmijenjenim klimatskim uvjetima. Smisao ovog indeksa leži u činjenici da su raspoloživost i dostupnost vodnih resursa egzistencijalno važni, a gotovo su uvijek pogođeni ekstremnim klimatskim promjenama. Prema UNDP-u, podsaharska Afrika gubi više zbog lošeg upravljanja vodnim resursima nego što dobije putem pomoći od razvijenih zemalja te oprosta duga. Što se tiče europskih zemalja, prema CV Indeksu većina ih ima srednju do nižu razinu rizika, dok su najugroženije zemlje upravo one najmanje razvijene.

Slika 16.: *Climate Vulnerability Index*



Izvor: Verisk Maplecroft, 2018

Prema metodologiji Svjetske banke, zemlje koje su izložene najvećem riziku nepovoljnih klimatskih promjena prikazane su u sljedećoj tablici.

Tablica 2.: Zemlje izložene najvećem riziku ekstremnih klimatskih promjena

Suše	Poplave	Oluje
Malavi Etiopija Zimbabve Indija Mozambik Nigerija Mauritanija Eritreja Sudan Čad Kenija Iran	Bangladeš Kina Indija Kambodža Mozambik Laos Pakistan Šri Lanka Tajland Vijetnam Benin Ruanda	Filipini Bangladeš Madagaskar Vijetnam Moldavija Mongolija Haiti Samoa Tongo Kina Honduras Fidži

Priobalni pojas 1m	Priobalni pojas 5m	Poljoprivreda
Otočne države Vijetnam Egipat Tunis Indonezija Mauritanija Kina Meksiko Mianmar Bangladeš Senegal Libija	Otočne države Nizozemska Japan Bangladeš Filipini Egipat Brazil Venezuela Senegal Fidži Vijetnam Danska	Sudan Senegal Zimbabve Mali Zambija Maroko Nigerija Indija Malavi Alžir Etiopija Pakistan

Izvor: World Bank, 2008

Navedene zemlje najviše su apsolutno ugrožene mjereno brojem ugroženih ljudi te relativno mjereno kroz udio šteta u bruto domaćem proizvodu. Unutar ovih zemlja najugroženije skupine stanovništva su upravo siromašni i beskućnici.

Problematika klimatskih promjena na globalnoj razini rješava se pod okriljem Ujedinjenih naroda, a Protokol iz Kyota donesen 1997. i usvojen 2005. godine predstavlja prvi pokušaj globalnog dogovora o mjerama zaštite klime. Iako je veliki broj zemalja pristupio sporazumu i obvezao se na

smanjenje emisije štetnih plinova, ipak činjenica da ga SAD kao najveći svjetski zagađivač nisu ratificirale, ukazuje na veliki problem u primjeni zaključaka sporazuma. Ipak, i u SAD-u raste svijest o klimatskim promjenama i neodrživosti dosadašnjeg energetskeg razvoja, a 2006. godina predstavlja prekretnicu u globalnom sagledavanju klimatskih promjena. International Energy Agency (IEA) u svom World Energy Outlooku (2006) započinje s konstatacijom: „Energetska budućnost koju sada stvaramo je neodrživa. Ako nastavimo kao do sada, u sljedećih 25 godina suočit ćemo se s ekološkom katastrofom, nedovoljnim investicijama i neplanskim ispadima energetskeg sustava.“ Ova crna predviđanja potvrđena su i na skupu G8 zemalja i „Plus 5“ vodećih zemalja u razvoju (Kina, Indija, Brazil, Južna Afrika i Meksiko) na konferenciji u Sankt Peterburgu. Rasprava o klimatskim promjenama u Kopenhagenu predstavljala je novi pokušaj globalnog odgovora na probleme s kojima su suočene sve zemlje, no dogovor još uvijek nije postignut na globalnoj razini, vjerojatno zbog vrlo ambicioznih ciljeva koji će direktno utjecati na gospodarstvo svih, a posebice razvijenih zemalja. Naime, osnovni cilj ovog dogovora o klimi je smanjenje emisija CO₂ i ostalih stakleničkih plinova do 2050. za čak 80% u odnosu na 1990. godinu. Značajan korak naprijed predstavlja Pariški sporazum o klimatskim promjenama koji je dogovoren na 21. zasjedanju Konferencije stranaka (COP 21) Okvirne konvencije Ujedinjenih naroda o promjeni klime (UNFCCC) u Parizu 2015. godine. Glavni cilj sporazuma je ograničavanje globalnog zatopljenja na razinu ispod 2° C i razvoj novih „zelenih“ tehnologija.

Ostvarenje ovih ambicioznih ciljeva bez sumnje će imati ogromne gospodarske implikacije za sve zemlje. Prema Graniću (2010), mogu se očekivati velike strukturne promjene:

Prvo, očekuje se promjena strukture finalne potrošnje energije i značajan rast potrošnje električne energije. Prema procjenama Međunarodne agencije za energiju (IEA), očekuje se da će u razdoblju do 2030. godine prosječno rasti potražnja za energijom po stopi od 1,3%, dok će u brzorastućim ekonomijama kao što su Kina i Indija taj rast iznositi između 3,6 – 3,9%. Na ove dvije zemlje otpadat će čak 42% povećanja potražnje za naftom u razdoblju 2005-2030. U takvim uvjetima rasta globalne potražnje za energijom, problematika proizvodnje električne energije postaje temeljno pitanje gospodarskeg razvoja. Očekuje se značajan doprinos obnovljivih izvora energije, dok se nakon tsunamija i atomske katastrofe u Japanu 2011. širom svijeta preispituje uloga i potencijalni rizik dobivanja energije iz nuklearnih elektrana. U Hrvatskoj postoji ogroman potencijal eksploatacije obnovljivih izvora, pogotovo iz biomase i energije sunca. Sustav poticajnih cijena (*feed-in tarife*) potaknuo je u početku interes investitora za ulaganje u obnovljive izvore, no sve dok tehnologije nisu postale „zrele“, a troškovi se smanjili, nije se mogao očekivati značajniji rast udjela obnovljivih izvora. Dosadašnji model subvencioniranja, iako poticajan u početku, nije dugoročno održiv, a samo realna cijena energije koja će uključivati sve

troškove zaštite okoliša može stvoriti poticajno gospodarsko okruženje za povećanje korištenja obnovljivih izvora energije.

Drugo, globalni dogovor o klimatskim promjenama i smanjenje emisija stakleničkih plinova za čak 50% drastično će povećati cijenu energije, po nekim procjenama čak 2 do 3 puta. U takvim uvjetima može se očekivati prestrukturiranje svjetske i nacionalnih ekonomija u pravcu industrijskih grana koje su tehnološki intenzivne, a sve manje energetske intenzivne.

Treće, nužan je razvoj novih tehnologija koje će omogućiti korištenje fosilnih izvora energije s vrlo malim emisijama CO₂, nove generacije postrojenja za proizvodnju energije iz obnovljivih izvora, rješavanje problema skladištenja energije dobivene iz obnovljivih izvora, nove proizvode koji će trošiti manje energije. Tehnološki razvoj utjecat će na efikasnije korištenje energije i povećanje energetske učinkovitosti. U poticanju tehnološkog razvoja koji će biti usmjeren ka novim tehnologijama i inovacijama u energetici ključna je uloga države koja će horizontalnim mjerama industrijske politike te mjerama energetske politike poticati razvoj tehnologija koje će osigurati održivi razvoj. Stoga je nužno definirati strategiju razvoja, a unutar nje i energetske strategiju, jasno postaviti ciljeve koji se žele ostvariti te mjere i instrumente kojima će se to ostvariti.

Četvrto, sve zemlje morat će se dogovoriti oko kvota emisija stakleničkih plinova, a protokolom iz Kyota definiran je mehanizam trgovanja emisijama (*IET-International Emission Trading*). Članice Kyoto protokola prihvatile su ciljeve za smanjenje ili ograničavanje emisije štetnih plinova. Ovi ciljevi su izraženi kao nivoi dozvoljene emisije, ili "dodijeljeni iznosi" (AAU - assigned allowance units) u periodu između 2008. i 2012. godine. Trgovina emisijama, kao što je navedeno u Članku 17. Kyoto protokola, dozvoljava zemljama koje imaju viška jedinica (neiskorišten puni dozvoljeni nivo emisija) da prodaju taj višak zemljama koje su u deficitu.

Program Europske unije za trgovinu emisijama (EU ETS - *European Union Emission Trading Scheme*) najveći je sustav trgovanja dozvolama za emisiju stakleničkih plinova na svijetu koji je započeo 1. siječnja 2005. godine s ciljem smanjenja emisija stakleničkih plinova na ekonomski učinkovit način. Ovim sustavom EU-a za trgovanje emisijama definira se koliko stakleničkih plinova mogu ispustiti u okoliš najveći zagađivači: energetske intenzivna industrija, proizvođači energije i zračni prijevoznici. Prva faza razvoja EU ETS sustava obuhvaćala je razdoblje od 2005. do 2007. godine, druga se odnosi na razdoblje koje se podudara s razdobljem u kojem je potrebno ispuniti zahtjeve Kyoto protokola (2008. - 2012. godina), a treća faza započela je 1. siječnja 2013.

Kao posljedica recesija koja je zahvatila sve europske zemlje u razdoblju nakon 2008. godine, što je posljedično značajno smanjilo potrošnju energije

i proizvodnju, smanjile su se emisije i potražnja za emisijskim jedinicama. Rezultat je smanjenje cijene ugljika te nastanak viškova emisijskih jedinica. Ekonomisti izražavaju opravdanu bojazan da li će EU ETS moći ostvariti smanjenje emisija koje će biti troškovno učinkovito, kao i sumnju u pokretanje novih investicija u tehnologije koje će smanjiti emisije ugljika.

S obzirom na vrlo ambiciozno zacrtane ciljeve (smanjenje stakleničkih plinova u EU-u za najmanje 40 % do 2030. u odnosu na razine iz 1990.), očigledno je da je EU ETS sustav, ovakav kakav je danas, neučinkovit te da ga treba reformirati. Reforme se već dešavaju, a kao prvi korak reforme EU je donijela odluku o uspostavi rezerve za stabilnost tržišta sustava trgovanja emisijama EU-a kako bi se smanjila prevelika raspoloživost emisijskih jedinica. Svrha je rezerve ispraviti veliki višak emisijskih jedinica koji je nakupljen u sustavu trgovanja emisijama EU-a te sustav učiniti otpornijim na neravnoteže u ponudi i potražnji. Nastavak reformi slijedi u srpnju 2015. kada je EU objavio novi prijedlog kojim se žele potaknuti inovacije i korištenje postojeće tehnologije s niskom razinom emisija ugljika.

2.4. Kauzalna povezanost potrošnje energije i ekonomskog rasta

Iako je međupovezanost ekonomskog rasta i potrošnje energije uglavnom općeprihvaćena teza, još uvijek ne postoji konsenzus o smjeru te kauzalnosti. Tijekom posljednjih 20-tak godina objavljen je velik broj radova o kauzalnoj povezanosti ekonomskog rasta i energije, uglavnom energetske potrošnje, a njihovi zaključci su ambivalentni. S jedne strane nalaze se radovi koji su dokazali da je energija ključan proizvodni input, jednako važan kao i rad, kapital i tehnologija. Sukladno tome, energija kao ključan preduvjet ekonomskog i socijalnog razvoja može postati i limitirajući činitelj ekonomskog rasta (Ghali i El-Sakka, 2004, 225). S druge strane, neki autori tvrde da energija čini mali udio u bruto domaćem proizvodu i ne može imati značajan učinak na rast BDP-a te stoga energija ima neutralni učinak na ekonomski rast. Ambivalentni su i rezultati istraživanja vezanih uz smjer kauzalne povezanosti između ekonomskog rasta i energetske varijabli, jer su studije čak i za iste zemlje pokazale različite rezultate. U nastavku je dan kratki pregled empirijskih istraživanja o kauzalnoj povezanosti energije i ekonomskog rasta kao najvažnijeg makroekonomskog pokazatelja.

2.4.1. Pregled empirijskih istraživanja

Jedan od prvih i najčešće citiranih radova je onaj Krafte i Krafte (1978) koji je istražio smjer kauzalne povezanosti između potrošnje energije i bruto nacionalnog proizvoda (BNP) u SAD-u u razdoblju 1947.- 1974. te utvrdio smjer veze od BNP-a prema energetske potrošnji. Ovo pionirsko istraživanje

potaknulo je čitav niz autora da istraže smjer kauzalnosti između ekonomskog rasta i potrošnje energije. Akarca i Long (1980) ponovili su istraživanje Krafte i Krafte, ali tijekom drugačijeg vremenskog perioda i nisu našli statistički značajnu kauzalnost. Erol i Yu (1987) su na primjeru Japana u razdoblju 1950. - 1982. pronašli obrnuti smjer Grangerove kauzalnosti koja ide od potrošnje energije prema dohotku. Nekonzistentni rezultati za ove dvije visoko razvijene ekonomije mogu se objasniti metodološkim razlikama, ali i izboru različitog vremenskog perioda. Još je veći istraživački interes usmjeren prema zemljama u razvoju koje su značajni potrošači energije zbog visoke energetske intenzivnosti i dominantnog udjela industrije u gospodarskoj strukturi pa ulažu napor u povećanje energetske učinkovitosti. Tako su Shiu i Lam (2004) dokazali jednosmjernu kauzalnost koja ide od energetske potrošnje prema BNP-u u Kini, dok je Jumbe (2004) pronašao obostranu usmjerenost između potrošnje energije i BNP-a u Malawiju. Mozumder i Marathe (2007) u svom su istraživanju ove tematike na primjeru Bangladeša pronašli jednosmjernu kauzalnost od bruto nacionalnog proizvoda prema potrošnji energije u Bangladešu. Neki autori kao npr. Yu i Hwang (1984), Yu i Choi (1985), Yu i Jin (1992) i Cheng (1995) dokazali su tzv. hipotezu neutralnosti jer nisu našli statistički značajnu kauzalnost između navedenih varijabli. Neki autori otišli su korak dalje istražujući postojanje i smjer kauzalnosti između ekonomskog rasta i potrošnje pojedinih vrsta energenata kao što su ugljen, nafta, prirodni plin i električna energija. Yang (2000) je na primjeru Taiwana pronašao jednosmjernu kauzalnost koja ide od ekonomskog rasta prema potrošnji nafte, bez ikakvog povratnog efekta. Slične rezultate dobio je i Yoo (2006) koji je na primjeru Južne Koreje također dokazao jednosmjernu kratkoročnu kauzalnost koja ide od ekonomskog rasta prema potrošnji ugljena, dok u dugom roku postoji obostrana kauzalnost, odnosno ekonomski rast rezultira porastom potrošnje ugljena, ali i potrošnja ugljena povratno utječe na ekonomski rast. Novije istraživanje Chontanawata, Hunta i Piersea (2008) posebno je interesantno jer testira kauzalnost između BDP-a i energije na velikom uzorku zemalja koje obuhvaćaju članice i nečlanice OECD-a. Rezultati njihova istraživanja pokazuju da se može definirati uzorak smjera kauzalnosti za razvijene (članice OECD-a) i zemlje u razvoju (zemlje koje nisu članice OECD-a). U razvijenim zemljama prevladava smjer kauzalnosti koji ide od energije prema BDP-u, za razliku od zemalja u razvoju kod kojih dominira obrnuti smjer veze. Ovi rezultati upućuju na moguće implikacije za vođenje ekonomske i energetske politike jer će kod razvijenih zemalja smanjenje potrošnje energije uslijed sve većih zahtjeva za smanjenjem emisije stakleničkih plinova relativno značajno utjecati na usporavanje ekonomskog rasta.

Istraživanje Žikovića i Vlahinić-Dizdarević (2011) o smjeru kauzalnosti između ekonomskog rasta i potrošnje nafte na uzorku od 22 male europske zemlje upućuje na zanimljive zaključke o optimalnom formuliranju ekonomske i energetske politike s obzirom na posljedice naftnih šokova u

malim, uvozno zavisnim ekonomijama, o čemu će biti više riječi u poglavlju 2.6. gdje detaljnije razrađujemo ovu temu.

Do sada je objavljeno nekoliko istraživanja koja ispituju postojanje kauzalnosti i smjer veze između ekonomskog rasta i energije na primjeru Republike Hrvatske (Gelo, 2009, Vlahinić-Dizdarević, Žiković, 2010, Borozan, 2013, Jakovac, Vlahinić Lenz, 2016). U nastavku su obrazloženi rezultati nekih od ovih istraživanja.

2.4.2. Međupovezanost energije i ekonomskog rasta u Republici Hrvatskoj

Kako bismo dokazali postojanje i smjer veze između ekonomskog rasta i energije, koristili smo sljedeće varijable: realni bruto domaći proizvod (u milijunima US dolara) na godišnjoj razini, konačnu potrošnju energije u industriji i kućanstvima, primarnu proizvodnju energije, neto uvoz energije i potrošnju nafte u tisućama barela dnevno. Vremenski niz koji smo koristili odnosi se na predkrizno razdoblje 1993. - 2007. godine, što je relativno kratki period, no predstavlja relevantno razdoblje za ekonometrijsku analizu. Razdoblje nakon 2008. godine specifično je zbog duboke recesije koja je utjecala na smanjenje potrošnje energije pa smo stoga izabrali navedeno razdoblje kao relevantno za daljnju analizu. Svjesni smo da bi korištenje kvartalnih podataka dalo kvalitetnije rezultate, no nedostupnost energetske indikatore na kvartalnoj razini predstavljalo je objektivno ograničenje takve analize.

U tablici 3. i 4. prikazana je deskriptivna statistika i testovi normalnosti distribucije za razine i prve diferencije varijabli.

Korištene kratice su sljedeće:

GDP – prirodni logaritam bruto domaćeg proizvoda u milijunima US\$,
FEC_H – prirodni logaritam ukupne potrošnje energije u kućanstvima u tisućama tona ekvivalenta nafte (TOE),
FEC_I – prirodni logaritam ukupne potrošnje energije u industriji u TOE,
PEP – prirodni logaritam proizvodnje primarne energije u TOE,
NIE – prirodni logaritam neto uvoza energije u TOE,
OIL – prirodni logaritam potrošnje nafte u tisućama barela na dan

Tablice 3. i 4. daju deskriptivnu statistiku i testove normalnosti za analizirane varijable.

Tablica 3.: Deskriptivna statistika i testovi normalnosti za analizirane varijable u razdoblju 1993. – 2007.

Statistike	GDP	FEC_H	FEC_I	PEP	NIE	OIL
Opisna statistika						
Aritm. sred.	14.882,95	1.638,64	1.422,50	3.935,29	4.100,29	86,52
Median	14.436,24	1.664,50	1.416,00	3.928,50	4.179,00	88,97
Minimum	10.902,62	1.220,00	1.257,00	3.569,00	2.568,00	62,82
Maksimum	19.278,98	1.926,00	1.637,00	4.494,00	5.262,00	99,00
St.dev.	2.536,95	224,28	110,13	270,43	901,00	9,28
Asimetrija	0,17	-0,59	0,39	0,37	-0,31	-1,09
Kurtosis	2,07	2,39	2,50	2,33	1,78	4,08
Testovi normalnosti						
Jarque-Bera test	0,577	1,042	0,493	0,584	1,096	3,467
(p vrijednost)	0,500	0,325	0,500	0,500	0,297	0,044
Lilliefors test	0,119	0,156	0,198	0,138	0,164	0,172
(p vrijednost)	0,500	0,453	0,141	0,500	0,377	0,307
Shapiro-Wilk/Francia	0,973	0,921	0,947	0,951	0,924	0,901
(p vrijednost)	0,914	0,225	0,522	0,583	0,254	0,233

Izvor: Izračun autora

Tablica 4.: Deskriptivna statistika i testovi normalnosti za prve diferencije analiziranih varijabli u razdoblju 1993–2007.

Statistike	GDP	FEC_H	FEC_I	PEP	NIE	OIL
Opisna statistika						
Aritm. sred.	0,044	0,032	0,016	-0,006	0,049	0,035
Median	0,047	0,023	0,014	-0,002	0,027	0,033
Minimum	-0,009	-0,036	-0,086	-0,111	-0,075	-0,127
Maksimum	0,066	0,116	0,133	0,087	0,175	0,224
St.dev.	0,020	0,046	0,055	0,055	0,077	0,085
Asimetrija	-1,370	0,255	0,190	-0,534	0,104	0,347
Kurtosis	4,611	2,042	3,249	2,930	1,910	3,758
Testovi normalnosti						
Jarque-Bera test	5,472	0,638	0,111	0,621	0,667	0,573
(p vrijednost)	0,018	0,500	0,500	0,500	0,500	0,500
Lilliefors test	0,228	0,114	0,193	0,174	0,151	0,221
(p vrijednost)	0,062	0,500	0,203	0,335	0,500	0,078
Shapiro-Wilk/Francia	0,854	0,974	0,948	0,937	0,966	0,916
(p vrijednost)	0,141	0,933	0,490	0,422	0,841	0,305

Izvor: Izračun autora

Dok su promjene u realnom BDP-u granično normalno distribuirane, energetske varijable su normalno distribuirane s blagim nagibom na desno (prema rastu) te su platokurtične (tanji repovi distribucije nego što to predviđa normalna distribucija), što znači da u promatranom razdoblju nisu zabilježeni ekstremni pomaci u vrijednostima varijabli.

Kako bi se ispitalo postojanje jediničnih korijena i identificirao stupanj integracije varijabli upotrijebit će se ADF metoda testiranja. Ukoliko se pokaže da analizirane varijable posjeduju jedinične korijene može se iskoristiti vjerojatnost zajedničkog kretanja njihovih vrijednosti tj. vjerojatnost da zajednički teže stabilnom dugoročnom ekvilibriju. Test jediničkog korijena je proveden na način da dozvoljava prisutnost konstante i vremenskog trenda. Newey-West (1987) metoda je korištena u pronalasku optimalne dužine vremenskog pomaka. Test jediničnog korijena za razinu i prvu diferenciju BDP-a i energetske varijabli u razdoblju 1993. - 2007. dat je u tablici 5.

Tablica 5.: Test jediničnog korijena za analizirane varijable

Varijable	Razina ADF vrijednosti	Prva diferencija ADF vrijednosti
GDP	0,592	-2,934*
FEC_H	-2,002	-3,355
FEC_I	-0,583	-3,527*
PEP	-2,501	-3,437*
NIE	-1,663	-3,345*
OIL	-3,081	-4,033*

* Signifikantno pri 10%. Krična vrijednost ADF statistike pri razini od 10% iznosi približno 3.17.

Izvor: Izračun autora

Tablica 5. pokazuje da pretpostavka stacionarnosti ne stoji za razine analiziranih varijabli te da su varijable integrirane reda jedan $I(1)$, budući da diferenciranje varijabli proizvodi stacionarnost.

Budući da test jediničnog korijena potvrđuje nestacionarnost varijabli u VAR modelu, moguće je primijeniti Johansenovu metodologiju u testiranju postojanja kointegracije (Johansen, 1988, 1991). Kako bi se odredio broj kointegrirajućih vektora, korišteni su testovi traga matrice svojstvenih vrijednosti (λ_{trace}) i najveće svojstvene vrijednosti (λ_{max}) te kritične vrijednosti prema MacKinnon, Haug i Michelis (1999). Kod bivarijatnih modela GDP OIL, GDP PEP i GDP FEC_I oba testa su identificirala po jedan kointegracijski vektor uz 5% signifikantnosti, što je i predstavljeno u tablici 6.

Tablica 6.: Testovi traga matrice svojstvenih vrijednosti (λ_{trace}) i najveće svojstvene vrijednosti (λ_{max}) Croatian real GDP and energy variables, period 1993. – 2007.

Testirani br. CE(s)	GDP OIL (Bez determinističkog trenda, konstanta)		GDP PEP (Bez determinističkog trenda, konstanta)		GDP NIE (Konstanta i linearan trend)		GDP FECH (Konstanta i linearan trend)		GDP FECI (Bez determinističkog trenda, konstanta)	
	Trace statistika	Max-Eigen statistika	Trace statistika	Max-Eigen statistika	Trace statistika	Max-Eigen statistika	Trace statistika	Max-Eigen statistika	Trace statistika	Max-Eigen statistika
Nula *	39.53457	39.04959	25.02074	24.99896	22.41448	22.36554	32.61132	25.72599	19.15178	18.97449
Najviše 1	0.484979	0.484979	0.021781	0.021781	0.048938	0.048938	6.885332	6.885332	0.177298	0.177298
	Trace test signalizira 1 kointegracijsku jednadžbu pri 5% signifikantnosti		Trace test signalizira 1 kointegracijsku jednadžbu pri 5% signifikantnosti		Trace test signalizira 1 kointegracijsku jednadžbu pri 5% signifikantnosti		Trace test signalizira 1 kointegracijsku jednadžbu pri 5% signifikantnosti		Trace test signalizira 1 kointegracijsku jednadžbu pri 5% signifikantnosti	
	Max-eigen test signalizira 1 kointegracijsku jednadžbu pri 5% signifikantnosti		Max-eigen test signalizira 1 kointegracijsku jednadžbu pri 5% signifikantnosti		Max-eigen test signalizira 1 kointegracijsku jednadžbu pri 5% signifikantnosti		Max-eigen test signalizira 1 kointegracijsku jednadžbu pri 5% signifikantnosti		Max-eigen test signalizira 1 kointegracijsku jednadžbu pri 5% signifikantnosti	

* označava odbacivanje hipoteze pri 5% signifikantnosti

Izvor: Izračun autora

Kointegracija u slučaju ovih modela predstavlja primjer testiranja kada postoji konstanta (ne i trend) u kointegracijskoj jednadžbi, a testira se postojanje VAR model s jednim kointegrirajućim vektorom. Prikladnost ovog izbora postavki testirana je pomoću Akaike informacijskog kriterija (AIC) i Schwarzovog informacijskog kriterija (SIC). Pretpostavka postojanja konstante i nepostojanja determinističkog trenda u modelima GDP OIL, GDP PEP i GDP FEC_I uspješno je potvrdila postojanje dugoročne veze među parovima analiziranih varijabli. Model s konstantom i linearnim determinističkim trendom u slučaju GDP NIE i GDP FEC_H parova također potvrđuje postojanje dugoročne veze (Tablica 4).

Nakon što su dobivene kointegracijske veze između BDP-a i energetske varijable može se ocijeniti EC model za realni BDP i energetske varijable kako bi se dobile i njihove kratkoročne elastičnosti. EC model u svojoj specifikaciji sadrži dobivene kointegracijske veze tako da na taj način ograničava dugoročno ponašanje endogenih varijabli kako bi konvergirale ka svojim kointegracijskim vezama, a istovremeno dopuštaju kratkoročnu dinamiku. Kointegracijski član u EC modelu je još poznat i kao član ispravke pogreške (EC) budući da se devijacije od dugoročnog ravnotežnog stanja putem njega postupno, kroz seriju kratkoročnih pomaka, ispravljaju. Rezultati Johansenovog kointegracijskog testa, kao i kratkoročna i dugoročna kauzalnost između BDP-a i energetske varijable predstavljeni su u tablicama 7. i 8.

Tablica 7.: Kauzalnost između BDP-a i energetske varijable u Republici Hrvatskoj

Varijabla	Kointegracijski rang	Kauzalnost	Varijabla
GDP	1	→	OIL
GDP	1	→	PEP
GDP	1	→	NIE
GDP	1	→	FEC_H
GDP	1	→	FEC_I

Izvor: Izračun autora

Tablica 8.: Johansenov EC model za realni BDP i energetske varijable u Hrvatskoj za razdoblje 1993. - 2007.

Zavisna var.	D(GDP)	D(OIL)	Zavisna var.	D(GDP)	D(PEP)	Zavisna var.	D(GDP)	D(NIE)	Zavisna var.	D(GDP)	D(FECH)	Zavisna var.	D(GDP)	D(FECL)
CountEq1	0.143937 [0.62429]	0.516980 [2.17960]	-0.059612 [-0.76558]	0.275736 [1.71399]	-0.142998 [-0.65124]	-0.20478 [-3.18086]	-0.424715 [-1.21761]	-0.222123 [-4.38328]	CountEq1	-0.424715 [-1.21761]	0.677502 [3.55004]	0.84205 [0.688410]	0.820080 [0.640160]	-0.096551 [-2.21789]
D(GDP(-1))	0.535585 [1.51686]	-0.516206 [-1.42110]	0.379144 [0.79139]	1.955128 [1.97526]	0.636725 [1.90664]	2.353691 [2.40386]	0.491902 [1.65541]	0.334142 [0.77402]	D(GDP(-1))	0.491902 [1.65541]	0.001334 [0.02315]	0.002815 [0.022727]	0.000744 [0.012198]	0.459033 [1.83104]
D(GDP(-2))	-0.52294 [-1.61927]	0.718477 [2.16522]	-0.540971 [-1.46697]	-1.691994 [-2.22079]	-0.073107 [-0.18468]	3.200099 [2.75720]	-0.233469 [-0.56254]	2.395365 [3.97934]	D(GDP(-2))	-0.233469 [-0.56254]	2.100792 [33.98938]	5.418685 [29.88096]	37.19910 [5.672563]	1.298163 [2.26830]
D(OIL(-1))	0.017790 [0.07621]	0.116697 [0.48593]	0.198930 [0.85673]	-0.641144 [-1.33647]	-0.139962 [-0.5721]	-1.42836 [-2.94427]	0.169804 [1.16518]	-0.301498 [-0.301498]	D(FECH(-1))	0.169804 [1.16518]	0.016332 [0.02315]	0.022727 [0.022727]	-0.349746 [-2.63884]	2.26830 [2.26830]
D(OIL(-2))	0.198433 [1.19417]	-0.214746 [-1.25621]	0.188117 [0.70833]	-0.267766 [-0.70833]	-0.176176 [-0.75026]	-0.814414 [-2.75959]	0.038313 [0.25409]	0.298232 [1.36141]	D(FECH(-2))	0.038313 [0.25409]	0.0021796 [0.021796]	0.093550 [-3.72453]	-0.352891 [-2.94572]	-1.211465 [-4.25269]
Konstanta	0.032912 [2.29092]	0.006753 [0.45694]	0.052045 [2.19758]	-0.017026 [-0.34796]	0.035168 [2.22889]	-0.082794 [-1.78972]	Konstanta	0.021796 [0.021796]	Konstanta	Konstanta	0.021796 [0.021796]	0.093550 [-3.72453]	0.021775 [2.04977]	-0.024656 [-0.97608]
R2	0.736856	0.968442	0.510549	0.661071	0.629728	0.772378	R2	0.629728	R2	0.677502	0.84205	0.820080	0.832396	
Adj. R2	0.473712	0.936884	0.021098	0.322142	0.259455	0.544756	Adj. R2	0.259455	Adj. R2	0.355004	0.688410	0.640160	0.664792	
SSR	0.001088	0.001152	0.002024	0.008639	0.001531	0.013162	SSR	0.001531	SSR	0.001334	0.002815	0.000744	0.004207	
S.E. equation	0.014732	0.015177	0.020120	0.041568	0.017499	0.051308	S.E. equation	0.017499	S.E. equation	0.016332	0.022727	0.012198	0.029007	
F-statistic	2.800198	30.68757	1.043106	1.950471	1.700715	3.393247	F-statistic	1.700715	F-statistic	2.100792	5.418685	4.558019	4.966442	
likelihood	35.10806	34.79614	31.69486	23.71288	33.22961	21.39725	likelihood	33.22961	likelihood	33.98938	29.88096	37.19910	27.67057	
Akaike AIC	-5.292374	-5.235663	-4.671792	-3.220524	-4.950838	-2.799500	Akaike AIC	-4.950838	Akaike AIC	-5.088979	-4.341993	-5.672563	-3.940104	
Schwarz SC	-5.075341	-5.018629	-4.454759	-3.003491	-4.733804	-2.582466	Schwarz SC	-4.733804	Schwarz SC	-4.871945	-4.124959	-5.455529	-3.723070	
Mean dep.	0.040627	0.010234	0.040627	-0.000614	0.040627	0.046519	Mean dep.	0.040627	Mean dep.	0.040627	0.025551	0.040627	0.024012	
SD depend.	0.020335	0.060410	0.020335	0.050488	0.020335	0.076043	SD depend.	0.020335	SD depend.	0.020335	0.042505	0.020335	0.050101	

Izvor: Izračun autora

Smjer kauzalnosti ima iznimno važne implikacije za formiranje ukupne gospodarstvene politike budući da njeno poznavanje ima izravne posljedice na formiranje državne politike glede uštede energije i sustava subvencioniraja cijena energenata. Kako dobiveni rezultati pokazuju da je u Hrvatskoj rast realnog BDP-a kointegriran s potrošnjom energije, primarnom proizvodnjom energije i neto uvozom energije, mora postojati bilo jednosmjerna ili dvosmjerna Grangerova kauzalost. Ovaj zaključak proizlazi iz toga što prema definiciji kointegracije makar jedan EC član mora biti signifikantno različit od nule.

Rezultati u tablici 8. vezani uz potrošnju nafte (prvi stupac) očekivani su i logični. Iako diferencirani BDP s jednim lagom pokazuje nesignifikantnu vezu, kada se uključi drugi lag jasna je signifikantna pozitivna veza između BDP-a i potrošnje nafte. Ovakav rezultat se može objasniti činjenicom da je potrebno određeno vrijeme kako bi se povećanje BDP-a „prelilo“ u povećanu potražnju (potrošnju) za naftom. Potrošnja nafte povećava se s vremenskim lagom u odnosu na povećanje BDP-a, a 1% povećanja realnog BDP-a rezultira povećanjem potrošnje nafte od 0,72%. Procjena EC člana od 0,517 znači da se 51,7% devijacije od dugoročnog ravnotežnog stanja u prethodnom razdoblju poništava u tekućem razdoblju. Realni BDP objašnjava visokih 93,7% varijacija u zavisnoj varijabli (nafta).

Za primarnu proizvodnju energije rezultati pokazuju dvojaki učinak: u prvom lagu postoji pozitivna veza s BDP-om, dok drugi lag ima negativan koeficijent. Ovakvo ponašanje dijelom se može objasniti time što ocjena prilagodbe R^2 pokazuje da se samo 32,2% varijacije u primarnoj proizvodnji energije može objasniti pomoću BDP-a. 27,5% devijacije od dugoročnog ravnotežnog stanja u prethodnom razdoblju poništava se u tekućem razdoblju.

Rezultati povezanosti neto uvoza energije i BDP veoma su problematični za Hrvatsku te otkrivaju pogrešnu državnu politiku (ili njen manjak) s obzirom na domaću primarnu proizvodnju energije. Neto uvoz energije je snažno pozitivno povezan s BDP-om pri oba laga. Porast BDP-a od 1% rezultira povećanjem neto uvoza energije od 2,35% u prvom lagu i 3,2% u drugom lagu. EC član ukazuje da se 20,5% devijacije od dugoročnog ravnotežnog stanja u prethodnom razdoblju poništava u tekućem razdoblju. Realni BDP objašnjava visokih 54,5% varijacija u neto uvozu energije.

Rezultati modela povezanosti BDP-a i ukupne potrošnje energije u domaćinstvima te ukupne potrošnje energije u industriji su slični. U oba slučaja prvi lag realnog BDP-a nije signifikantan, ali ima pozitivan predznak; drugi lag pokazuje signifikantu i snažnu pozitivnu kratkoročnu vezu između konačne potrošnje energije i BDP-a. Objašnjenje ovog rezultata slično je objašnjenju za potrošnju nafte, tj. povećanje u realnom BDP-u ne očituje se odmah u povećanju potrošnje energije u domaćinstvima i industriji, već s

vremenskim pomakom. Nakon što se s vremenskim pomakom povećanje u realnom BDP-u „prelije“ na domaćinstva i industriju, njegov utjecaj je veoma snažan. Porast BDP-a od 1% rezultira povećanjem ukupne potrošnje u domaćinstvima od 2,4% i porastu potrošnje u industriji od 1,3%. U slučaju domaćinstava 22,2% devijacije od dugoročnog ravnotežnog stanja u prethodnom razdoblju poništava se u tekućem razdoblju, dok kod industrijske potrošnje korekcija iznosi 9,66%. Realni BDP objašnjava 68,8% (domaćinstva) i 66,5% (industrija) varijacija u analiziranim varijablama.

U konačnici može se zaključiti da su svi dijagnostički testovi zadovoljavajući. Uzme li se u obzir signifikantnost t statistike, koeficijenti su ispravno određeni. EC član koji anulira odstupanja od dugoročne ravnoteže statistički je značajan u svim jednadžbama, što potvrđuje postojanje dugoročne ravnoteže između varijabli u EC modelima. Sve jednadžbe su statistički signifikantne, a sveukupna ocjena prilagodbe je zadovoljavajuća. Može se zaključiti da su koeficijenti regresije signifikantno različiti od nule. Kako bi se ocijenila robustnost procijenjenih EC modela, potrebno je provesti testiranje njihovih reziduala. Za EC rezidualne procijenjenih bivariatnih modela u tablicama 9, 10 i 11 predstavljeni su: Portmanteau autokorelacijski test, test normalnosti EC reziduala te Grangerov test uzročnosti parova varijabli/Waldov test skupne egzogenosti varijabli (Pairwise Granger causality/Block exogeneity Wald test). Na primjer, Portmanteau autokorelacijski test u tablici 9 pokazuje da u rezidualima bivariatnih EC modela nema autokorelacije sve do petog laka, osim kod modela BDP – ukupna potrošnja nafte. Test normalnosti reziduala je izračunat koristeći Jarque–Berra statistiku s Cholesky (Urzua) ortogonalizacijom te pokazuje da se reziduali testiranih EC modela mogu promatrati kao multivarijatno normalno distribuirani. Grangerov test uzročnosti parova varijabli/Waldov test skupne egzogenosti varijabli prikazan u tablici 11 testira mogu li se endogene varijable u modelu tretirati kao egzogene. Za svaku jednadžu u VAR modelu rezultat testa je Waldova statistika za skupnu signifikantnost svake od ostalih lagiranih endogenih varijabli u toj jednadžbi.

Tablica 9.: Portmanteau autokorelacijski test EC reziduala

Lagovi	GDP OIL		GDP PEP		GDP NIE		GDP FECH		GDP FECI	
	Q-stat	Vjerojatnost	Q-stat	Vjerojatnost	Q-stat	Vjerojatnost	Q-stat	Vjerojatnost	Q-stat	Vjerojatnost
1	9.287897	NA*	5.492014	NA*	7.369288	NA*	4.761089	NA*	7.548791	NA*
2	14.46035	NA*	10.18740	NA*	12.63517	NA*	5.684271	NA*	12.79701	NA*
3	20.26342	0.0025	11.93581	0.0634	15.96150	0.0140	8.343307	0.3033	14.25135	0.0270
4	29.96131	0.0009	12.70850	0.2404	17.70437	0.0602	9.966935	0.5334	15.66072	0.1098
5	34.71296	0.0016	13.49430	0.4880	20.16686	0.1250	10.70857	0.7730	18.04638	0.2047

H0: nema autokorelacije u rezidualima do laka h

Izvor: Izračun autora

Tablica 10.: Test normalnosti EC reziduala

Komponente	GDP OIL		GDP PEP		GDP NIE		GDP FECH		GDP FECI	
	Jarque-Bera	Vjerojatnost	Jarque-Bera	Vjerojatnost	Jarque-Bera	Vjerojatnost	Jarque-Bera	Vjerojatnost	Jarque-Bera	Vjerojatnost
1	0.398377	0.8194	0.344058	0.8420	0.155396	0.9252	1.488345	0.4751	NA	NA
2	2.008959	0.3662	1.726800	0.4217	0.853778	0.6525	4.731194	0.0939	NA	NA
Skupa	3.703825	0.9298	3.036475	0.9628	2.374929	0.9841	8.270053	0.5072	4.824447	0.8493

Ortogonalizacija: Kovarijanca reziduala (Urzua)

H0: reziduali su multivarijatno normalni

Izvor: Izračun autora

Tablica 11.: Grangerov test uzročnosti parova varijabli/Waldov test skupne egzogenosti varijabli za EC rezidualne

GDP OIL			GDP PEP			GDP NIE			GDP FECH			GDP FECI		
Zavisna varijabla: D(GDP)		Zavisna varijabla: D(GDP)		Zavisna varijabla: D(GDP)		Zavisna varijabla: D(GDP)		Zavisna varijabla: D(GDP)		Zavisna varijabla: D(GDP)		Zavisna varijabla: D(GDP)		
Isključeno	Vjeroj.	Isključeno	Vjeroj.	Isključeno	Vjeroj.	Isključeno	Vjeroj.	Isključeno	Vjeroj.	Isključeno	Vjeroj.	Isključeno	Vjeroj.	
D(OIL)	6.720107	0.0347	D(PEP)	1.301251	0.5217	D(NIE)	3.063701	0.2161	D(FECH)	1.430352	0.4891	D(FECI)	9.256699	0.0098
Zavisna varijabla: D(OIL)		Zavisna varijabla: D(PEP)		Zavisna varijabla: D(NIE)		Zavisna varijabla: D(FECH)		Zavisna varijabla: D(FECI)						
Isključeno	Vjeroj.	Isključeno	Vjeroj.	Isključeno	Vjeroj.	Isključeno	Vjeroj.	Isključeno	Vjeroj.	Isključeno	Vjeroj.	Isključeno	Vjeroj.	
D(GDP)	7.238633	0.0268	D(GDP)	6.415591	0.0404	D(GDP)	16.30845	0.0003	D(GDP)	20.04456	0.0000	D(GDP)	8.037815	0.0180

Izvor: Izračun autora

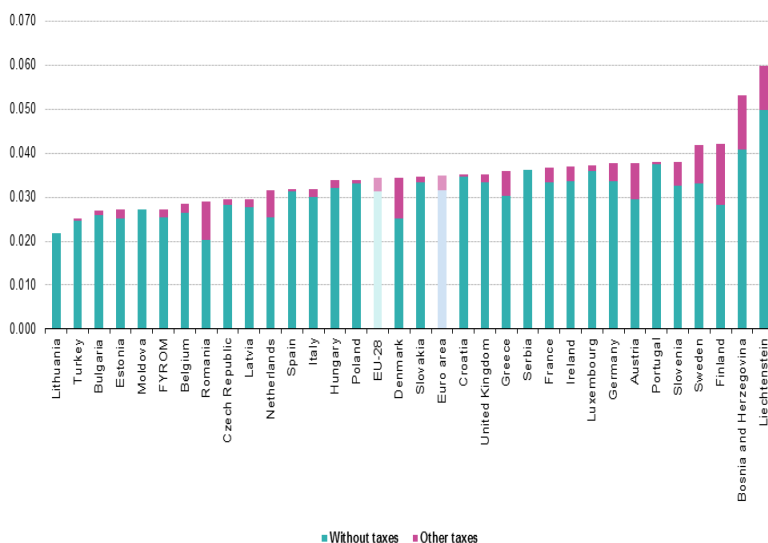
Naši rezultati pokazuju da je kratkoročno smjer međuzavisnosti uvijek isti i kreće se od rasta realnog BDP-a prema energetske varijabla. Ovi rezultati razlikuju se od većine studija koje istražuju zemlje u razvoju kod kojih kauzalnost ima obrnuti smjer: od energije prema ekonomskom rastu. Rezultati koje smo dobili za Hrvatsku specifični su za razvijene, postindustrijske ekonomije s razvijenim uslužnim sektorom. Međuzavisnost energije, ostalih inputa i ekonomske aktivnosti mijenja se usporedo s prestrukturiranjem i dostignutim stupnjem razvoja. Potrošnja energije u razvijenim zemljama većim se dijelom troši u finalnoj potrošnji (prijevoz, grijanje, hlađenje) u odnosu na zemlje u razvoju gdje glavina finalne potrošnje energije otada na proizvodne procese. U takvoj situaciji eksterni šokovi kao što su veliki porast cijena energije ili problemi u opskrbi imaju manji učinak na ekonomski rast, dok, s druge strane, ekonomski rast značajno utječe na razinu potrošnje, proizvodnje i uvoza energije. Iako je Hrvatska tranzicijska zemlja koja po mnogim pokazateljima još uvijek spada u zemlje u razvoju, ipak je njena gospodarska struktura vrlo slična razvijenim zemljama u kojima uslužni sektor čini preko 60% udjela u bruto domaćem proizvodu. Na žalost, slične strukturne karakteristike posljedice su sasvim različitih uzroka. Proces privatizacije u Hrvatskoj uglavnom je privukao tzv. brown-field investicije u uslužni sektor, posebice telekomunikacije i financijski sektor, a glavni motiv za strane investitore bio je ekstra profit na ovim oligopolskim (u početku i monopolskim) tržištima. S druge strane, bolna tranzicija tijekom 90-tih godina, restrukturiranje teške industrije koja je bila veliki potrošač energije te zatvaranje brojnih proizvodnih poduzeća koja su izgubila tržište za svoje proizvode, bilo zbog nekonkurentnosti na EU-u tržištu, bilo zbog gubitka bivšeg jugoslavenskog tržišta, utjecali su na značajno smanjenje potrošnje energije u industrijskom sektoru. Nekonkurentnost hrvatske industrije dodatno je otežana politikom jake domaće valute koja poskupljuje izvozne i pojeftinjuje uvozne proizvode, i u kombinaciji s brzom i ekstenzivnom trgovinskom liberalizacijom doveli su do pada industrijske proizvodnje i industrijske potrošnje energije.

Tijekom promatranog razdoblja značajno se smanjio udio energetske intenzivnih djelatnosti kao što su poljoprivreda i prerađivačka industrija, posebice proizvodnje koksa, naftnih derivata i nuklearnog goriva te proizvodnja kemikalija i kemijskih proizvoda. S druge strane, porastao je udio uslužnih djelatnosti koje su mali potrošači energije kao npr. poslovanje nekretninama, poslovne usluge, financijsko posredovanje i ugostiteljstvo. Stoga rezultati našeg istraživanja reflektiraju nisku energetske intenzivnost hrvatskog gospodarstva koja iznosi 0,17 toe/1000 \$ BDP-a. U usporedbi s ostalim zemljama Zapadnog Balkana čija prosječna energetska intenzivnost iznosi 0,28 toe/1000 \$ BDP-a, to je znatno manje, no još uvijek 13% više nego što je prosjek europskih članica OECD-a. Prema procjenama OECD-a i IEA, Hrvatska ima potencijala za značajne uštede u ukupnoj potrošnji energije do čak 25%, posebice u sektoru prijevoza i u zgradarstvu. Procjenjuje se da više od 83% postojećih zgrada nema odgovarajuću

termalnu izolaciju te je stoga prosječna potrošnja energije u tom sektoru čak 50% veća nego u postojećim zgradama u Njemačkoj.

Dodatni problem koji je negativno utjecao na konkurentnost hrvatskih poduzeća vezan je uz više cijene energije za industriju u odnosu na cijene za kućanstva, pogotovo što se tiče prirodnog plina (Slika 17.).

Slika 17.: Cijene prirodnog plina za industriju, 2016. (EUR/kWh)



Izvor: Eurostat, 2017

Kako se može vidjeti, cijene prirodnog plina za industriju više su nego u zemljama EU-28 i zemljama Euro zone, što znači da su domaći proizvođači u relativno nepovoljnijoj situaciji u odnosu na europske konkurente jer su ionako opterećeni višim troškovima, posebice višom kamatnom stopom.

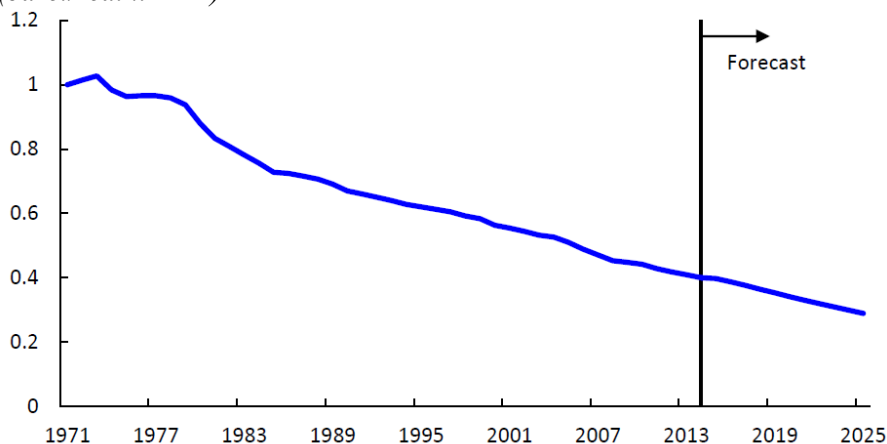
Ovakva nepovoljna situacija naslijeđe je prošlosti kada su tranzicijske zemlje primjenjivale unakrsne subvencije odnosno niže cijene za kućanstva kompenzirale višim cijenama energije za industriju. Iako su unakrsne subvencije ukinute, još uvijek su u nekim tranzicijskim zemljama cijene za industriju više nego za kućanstva, uglavnom zbog socijalnih razloga i nastojanja vlada da ublaže ekonomski udar na građane. U usporedbi sa starim članicama Europske unije gdje su cijene energije za industriju u prosjeku 2/3 cijene koja se naplaćuje individualnim potrošačima i gdje je taj odnos cijena rezultat relativnih troškova opskrbe ove dvije kategorije potrošača, jasno je da se hrvatska poduzeća teško mogu nositi s konkurencijom iz Europske unije.

Iako je porast cijena, prvenstveno električne energije, nužan da bi se postigla ekonomska cijena energije u Hrvatskoj te da bi se poslali racionalni ekonomski signali privatnim investitorima, pitanje energetske siromaštva i subvencioniranja cijene energije socijalno osjetljivim kategorijama stanovništva treba biti uključeno i regulirano kroz socijalnu politiku.⁵

2.4.3. Međupovezanost potrošnje nafte i ekonomskog rasta u malim europskim zemljama

Nema sumnje da je nafta još uvijek, a ostat će još dugo tako, najvažniji energent i pokretač industrijskog i ukupnog gospodarskog rasta. Potražnja za naftom raste u apsolutnim iznosima, iako sporije u odnosu na rast BDP-a, što se može vidjeti na sljedećoj slici.

Slika 18.: Omjer globalne potrošnje nafte i svjetskog BDP-a (bare/realni BDP)*



*Napomena: normalizirano na 1 u 1971. godini

Izvor: Arezki et.al., 2017

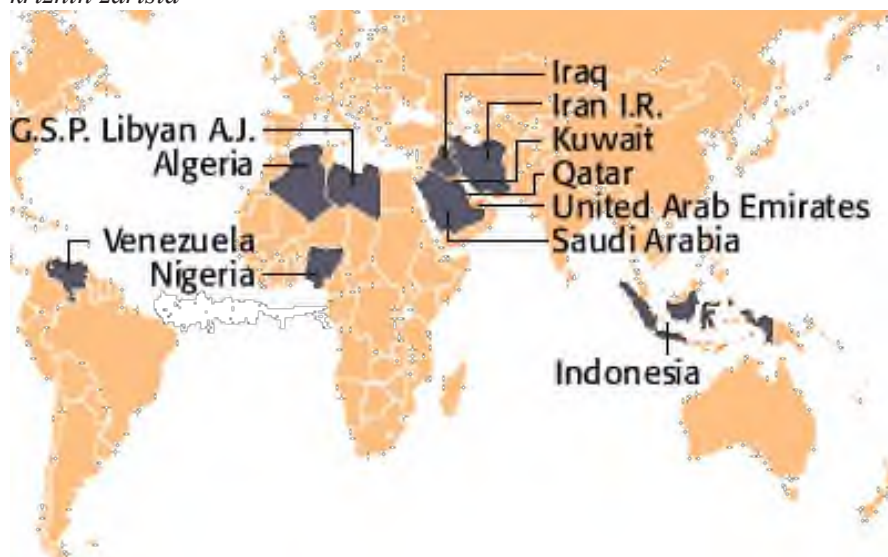
Očigledan je povijesni trend relativnog pada potrošnje nafte, iako potrošnja u apsolutnim iznosima raste. Prema projekcijama koje se temelje na scenariju intenzivne elektrifikacije u prometnom sektoru, taj trend će se i dalje nastaviti usprkos rastu potrošnje energije i nafte. Tako je npr. svijet 2005. godine potrošio dvostruko više ukupne energije i za polovicu više nafte nego 1972. u vrijeme neposredno prije prve naftne krize. Nakon naftnog šoka 2007. - 2008. godine kada je cijena nafte dostigla razinu od 145 \$ po barelu, svjetsko gospodarstvo našlo se ponovo pred sličnim dvojama kao i krajem 70-tih godina 20. stoljeća: kako smanjiti potrošnju energije uz održavanje

⁵ Moguća je kombinacija mjera potpora socijalno osjetljivim kućanstvima te poticaja za povećanje energetske učinkovitosti.

ekonomskog rasta. Moglo bi se reći da je sadašnja situacija ozbiljnija nego u vrijeme prvog i drugog naftnog šoka, jer je u 21. stoljeću evidentan veći utjecaj geopolitičkih činitelja na globalno tržište nafte i naftnih derivata, a nafta je postala najvažnije političko i strateško oružje.

U svjetlu stalnih napetosti u zemljama velikim proizvođačima nafte i plina, a što je posljedica stalnih pretenzija zapadnih sila na njihove prirodne resurse, vitalan je interes zemalja da smanje svoju ovisnost o stranim fosilnim gorivima, a da pri tome ne štete svom gospodarskom rastu. Učestale strane vojne intervencije u zemljama bogatim fosilnim gorivima imaju veoma snažne i dugoročne posljedice, kao npr. NATO-ova agresija te naknadna okupacija Iraka, napad na Libiju, potenciranje međuetničkih sukoba u Nigeriji, napad NATO-a na Siriju kao odskočna daska za agresiju na Iran itd. Većina ovih zemalja su i članice OPEC-a (Organization of the Petroleum Exporting Countries). Iako danas zemlje OPEC-a proizvode oko 40% svjetske nafte one drže 80% dokazanih svjetskih rezervi, a 85% od te količine nalazi se na Bliskom Istoku. Može se zaključiti da su gotovo sve ove zemlje ili već napadnute od strane zapadnih sila ili su u veoma napetim, gotovo predratnim odnosima s njima. Iz navedenih razloga iznimno je važno poznavati smjer kauzalnosti između uvoza i potrošnje energije s jedne strane te gospodarskog rasta s druge. Geografski položaj kriznih žarišta bogatih naftom prikazan je na Slici 19.

Slika 19.: Geografski pregled država bogatih naftom, aktualnih potencijalnih kriznih žarišta



Izvor: Institute for the Analysis of Global Security, 2017

Ukoliko smjer kauzalnosti ide od energije prema BDP-u to bi značilo da bi smanjenje neto uvoza energije negativno utjecalo na rast BDP-a. Budući da

su pitanja vezana uz zagađenje okoliša i globalno zatopljenje postala iznimno važna i za ekonomsku politiku, stoga se niti taj aspekt potrošnje fosilnih goriva ne smije zanemariti. Kako su proizvodnja i potrošnja energije jedni od glavnih izvora CO₂ emisija, dileme da li smanjenje proizvodnje i potrošnje energije nužno vodi do smanjenog ekonomskog rasta postala su osnovna pitanja ekonomske i energetske politike. U sklopu ciljeva EU-a da poveća energetska efikasnost i smanji emisije CO₂ važno je znati što postavljanje takvih ciljeva znači za rast BDP-a zemalja EU-a. U svom istraživanju polazimo od pretpostavke da se veza između energije i gospodarskog rasta značajno razlikuje ovisno o stupnju ekonomskog razvoja zemlje, kao i specifičnim karakteristikama. Za pretpostaviti je da će se male razvijene zemlje ponašati na sličan način tj. kauzalnost veze vodit će od rasta BDP-a prema povećanoj potrošnji nafte zbog efekta povećanog prihoda. Porast BDP i raspoloživog prihoda povećavaju potražnju za svim dobrima u ekonomiji pa posljedično i za energijom koja je potrebna u njihovoj proizvodnji i distribuciji. S protokom vremena, pri višim stupnjevima razvoja, potrošači koriste više energije kroz povećano korištenje transporta, dobara, usluga, nekretnina itd. S druge strane, u malim i manje razvijenim ekonomijama koje su prošle kroz proces privatizacije i tranzicije može se očekivati obrnuta kauzalna veza koja ide od potrošnje nafte prema rastu BDP-a. Ovakav smjer kauzalnosti može se objasniti na način da u značajnom broju tih zemalja industrijska potrošnja nafte i dalje nadilazi potrošnju nafte i naftnih derivata u domaćinstvima te se zbog toga može pretpostaviti da povećanje ukupne potrošnje nafte uzrokuje povećanu ekonomsku aktivnosti i ekonomski rast.

Kako bi se testirala Grangerova kauzalnost između potrošnje nafte i ekonomskog rasta (mjereno BDP-om) specificirana su dva bivarijatna modela: jedan za potrošnju nafte te jedan za BDP. Kako bi se ispitalo postojanje jediničnih korijena i identificirao stupanj integracije varijabli, upotrijebit će se Phillips–Perron (1988) metoda testiranja. Ukoliko se pokaže da analizirane varijable posjeduju jedinične korijene, može se iskoristiti vjerojatnost zajedničkog kretanja njihovih vrijednosti tj. vjerojatnost da zajednički teže stabilnom dugoročnom ekvilibriju. Test jediničnog korijena je proveden na način da dozvoljava prisutnost konstante i vremenskog trenda. Newey-West metoda je korištena u pronalasku optimalne dužine vremenskog pomaka. Test jediničnog korijena za razinu i prvu diferenciju BDP-a i potrošnje nafte u razdoblju 1980. - 2007. (razvijene zemlje) te 1993. - 2007. (tranzicijske zemlje) dat je u tablici 12.

Tablica 12.: Test jediničnog korijena za analizirane varijable u malim europskim zemljama

Zemlje	Razina		1. diferencija	
	Phillips-Perron GDP	OIL	Phillips-Perron GDP	OIL
Austrija	1,2225	-0,1064	-4,2357*	-4,3154*
Belgija	1,3364	-0,6135	-3,6425*	-4,0830*
Danska	1,5786	-3,9802*	-4,1992*	-5,6173*
Finska	0,7667	-4,4298*	-2,4741	-4,9244*
Irska	3,3152	0,5188	-3,3903*	-3,6604*
Norveška	0,0789	-1,3535	-3,5772*	-5,9941*
Švedska	-0,7491	-4,9733*	-3,0257	-3,5829*
Švicarska	0,3420	-4,8712*	-3,3759*	-7,2949*
Albanija	0,1203	-1,9258	-4,0799*	-2,5520
BiH	0,1998	-0,3433	-4,4597*	-3,7109*
Bugarska	-1,4073	-1,3476	-3,5033*	-2,8082
Hrvatska	4,9174	-2,6525	-2,4106	-7,2684*
Cipar	3,4744	0,0053	-3,0332*	-7,6193*
Češka	2,0644	-0,7731	-1,4440	-2,6436
Estonija	3,5317	-1,3827	-3,0310*	-2,8131*
Latvija	13,7307	-1,5285	-0,7283	-3,9749*
Litva	3,1588	-1,5000	-3,4593*	-2,6005
Makedonija	1,2556	-3,9049*	-2,5888	-6,6053*
Malta	-0,1168	-0,6328	-2,6502*	-7,1333*
Moldavija	0,5098	-5,8099*	-1,2699	-6,3775*
Slovačka	2,0346	-3,0753	-0,2198	-4,6836*
Slovenija	-0,1639	-1,7867	-2,9573	-1,9656

* Signifikantno pri 10%. Krična vrijednost Phillips-Perron statistike pri razini od 10% iznosi približno 3.13.

Izvor: Izračun autora

Tablica 12. pokazuje da pretpostavka stacionarnosti ne stoji za razine BDP-a svih analiziranih zemalja kao i za potrošnju nafte u velikoj većini zemalja. Kao što će kasnije biti detaljnije opisano, novija istraživanja koncepta kointegracije ukazuju da je korištenje VAR modela na diferenciranim podacima ispravno jedino u slučaju kada varijable nisu kointegrirane. Ukoliko su kointegrirane, potrebno je koristiti EC model. Nakon što su utvrđene kointegracijske veze između BDP-a i potrošnje nafte procijenjen je EC model za realni BDP i potrošnju nafte kako bi se dobile kratkoročne elastičnosti. EC model u svojoj specifikaciji sadrži dobivene kointegracijske veze tako da na taj način ograničava dugoročno ponašanje endogenih varijabli kako bi konvergirale ka svojim kointegracijskim vezama, a istovremeno dopuštaju kratkoročnu dinamiku. Kointegracijski član u EC modelu je još poznat i kao član ispravke pogreške (EC) budući da devijacije od dugoročnog ravnotežnog stanja putem njega, postupno, kroz seriju kratkoročnih pomaka, ispravljaju. Rezultati Johansenovog kointegracijskog

testa, kao i kratkoročna i dugoročna kauzalnost između BDP-a i potrošnje nafte predstavljani su u tablici 13.

Tablica 13.: *Kauzalnost između BDP-a i potrošnje nafte u malim europskim zemljama*

Države	Kointegracija	Kauzalnost		
		oil → gdp	gdp → oil	bidirekcionalno
<i>Razvijene</i>				
Austrija	√	√		
Belgija	√		√	
Danska			√	
Finska				
Irska	√		√	
Norveška	√		√	
Švedska			√	
Švicarska				
<i>Tranzicijske</i>				
Albanija				
BiH	√	√		
Bugarska		√		
Hrvatska	√		√	
Cipar				
Češka	√	√		
Estonija				
Latvija	√		√	
Litva	√		√	
Makedonija				
Malta	√	√		
Moldavija			√	
Slovačka	√	√		
Slovenija	√		√	

Izvor: Izračun autora

Smjer kauzalnosti ima iznimno važne implikacije za formiranje i vođenje ekonomske i energetske politike za sve zemlje, a posebice za male ekonomije koje imaju ograničene ekonomske i energetske resurse. Uspješnost mjera racionalizacije potrošnje energije i državnih potpora direktno ovisi o tome hoće li smanjenje potrošnje energije/nafte utjecati na smanjenje outputa i ekonomskog rasta. Naši rezultati pokazuju da je kod 12 od ukupno 22 testirane male europske zemlje prisutna kauzalnost između BDP-a i potrošnje nafte. Kao što se moglo i očekivati, rezultati pokazuju da je kauzalnost u malim europskim zemljama jednosmjerna.

Iz dobivenih rezultata može se zaključiti da su sve dijagnostičke test statistike zadovoljavajuće. Prema t statistikama dobiveni koeficijenti su dobro određeni. U konačnici može se zaključiti da su svi dijagnostički testovi

zadovoljavajući. EC član koji anulira odstupanja od dugoročne ravnoteže statistički je značajan u svim jednadžbama što potvrđuje postojanje dugoročne ravnoteže između varijabli u EC modelima. Sve jednadžbe su statistički signifikantne, a sveukupna ocjena prilagodbe je zadovoljavajuća. Može se zaključiti da su koeficijenti regresije signifikantno različiti od nule.

Kako bi se ocijenila robustnost procijenjenih EC modela provedeno je testiranje njihovih reziduala: Portmanteau autokorelacijski test, test normalnosti EC reziduala te Grangerov test uzročnosti parova varijabli/Waldov test skupne egzogenosti varijabli. Na primjer Portmanteau autokorelacijski test pokazuje da u rezidualima bivarijatnih EC modela nema autokorelacije čak do petog laga. Test normalnosti reziduala je izračunat koristeći Jarque–Berra statistiku s Cholesky (Urzua) ortogonalizacijom te pokazuje da se reziduali svih testiranih EC modela mogu promatrati kao multivarijatno normalno distribuirani. Grangerov test uzročnosti parova varijabli/Waldov test skupne egzogenosti varijabli testira da li se endogene varijable u modelu mogu tretirati kao egzogene.

Postoje određene sličnosti, kao i razlike između ovih rezultata i rezultata predstavljenih u Chontanawat, Hunt, Pierse (2008) koji su analizirali potrošnju energije i BDP u razdoblju 1960. - 2000. Rezultati su identični, tj. kauzalnost ide u istom smjeru: od potrošnje nafte prema BDP-u za Češku, Slovačku i Austriju, dok su suprotni rezultati dobiveni za Bugarsku, Dansku, Norvešku i Maltu. Prema dobivenim rezultatima male europske zemlje mogu se podijeliti u dvije heterogene skupine. Prva skupina se sastoji od zemalja u kojima kauzalnost ide od realnog BDP-a prema potrošnji nafte, a u tu skupinu spadaju: Belgija, Danska, Irska, Norveška, Švedska, Hrvatska, Latvija, Litva, Moldavija i Slovenija. Iako je na prvi pogled ova skupina veoma heterogena, ona se sastoji od dvije homogene skupine zemalja. Razlozi za smjer kauzalnosti od BDP-a prema potrošnji nafte u razvijenim zemljama (Skandinavske zemlje, Irska i Belgija) i tranzicijskim zemljama (Hrvatska, Latvija, Litva, Moldavija) potpuno su različiti. Kod razvijenih zemalja smjer kauzalnosti je posljedica visoko razvijenog postindustrijskog društva sa snažnim tercijarnim sektorom. Ove zemlje su postigle značajne napretke u energetskej efikasnosti, što ima isti učinak kao i niže cijene nafte te vodi bržem ekonomskom rastu. Ovaj efekt gospodarskog rasta koji uzrokuju efikasnije tehnologije vodi do povećanja korištenja energije, što je u literaturi poznato pod nazivom „makroekonomska povratna veza“ (*macroeconomic feedback*) (Howarth, 1997). Kod tranzicijskih zemalja smjer kauzalnosti povezan je s procesom deindustrijalizacije i tranzicijske depresije koja je rezultirala snažnim padom industrijske proizvodnje i smanjenom potrebom za naftom u industriji. Smjer kauzalnosti između realnog BDP-a i potrošnje nafte u tranzicijskim ekonomijama više je vezan uz transport nego za industrijske potrebe. Pod pretpostavkom da postoji unidirekcionalna Grangerova kauzalnost koja se kreće od ekonomskog rasta ka potrošnji nafte, politike koje su usmjerene na smanjenje ovisnosti o nafti ne bi trebale imati

značajan negativan utjecaj na ekonomski rast zemlje. Provođenjem takvih politika i mjera kao što su više trošarine i porezi na naftu stvorili bi se dodatni državni prihodi koji se mogu koristiti u smanjenju općeg poreznog opterećenja gospodarstva, privlačenju investicija ili stimuliranju ekonomije kroz povećanu državnu potrošnju.

Druga skupina zemalja u kojoj se smjer kauzalnosti kreće od potrošnje nafte ka realnom BDP-u sastoji se od Austrije, Češke, Slovačke, Malte, Bugarske te Bosne i Hercegovine. Iako je i ova skupina zemalja heterogena, većina ih ipak koristi naftu u industrijske svrhe te je stoga ovaj smjer kauzalnosti logičan. U ovoj skupini gdje se Granger kauzalnost kreće jednosmjerno od potrošnje nafte prema BDP-u države trebaju dodatno subvencionirati cijene nafte te uložiti dodatne resurse kako bi osigurale sigurnu, dugoročnu i stabilnu opskrbu naftom. Za ove države smanjenje potrošnje nafte zbog vanjskih cjenovnih šokova, povećanih poreza na naftu i naftne derivate, problema u nabavi ili transportu nafte, kao i restriktivnih ekoloških zakona vezanih za emisije CO₂, mogu dovesti do usporavanja ekonomskog rasta.

Dobiveni rezultati različiti su od studija koje istražuju tranzicijske zemlje, a koje su našle da u tranzicijskim zemljama kauzalost ima smjer od energetske varijabli prema ekonomskom rastu. S druge strane, kauzalnost koja se kreće u suprotnom smjeru karakteristična je za razvijene, postindustrijske ekonomije sa snažnim tercijarnim sektorom. Međuovisnost energije, drugih inputa i ekonomske aktivnosti se značajno mijenja kako se ekonomije kreću kroz različite faze razvoja. Potrošnja energije u razvijenim zemljama uglavnom je usmjerena na finalnu potrošnju u obliku transporta, grijanja i hlađenja, a ne na korištenje u proizvodnim procesima. U ovom slučaju vanjski šokovi imaju malen utjecaj na ekonomski rast, dok s druge strane ekonomski rast ima značajan utjecaj na razinu potrošnje, proizvodnje i uvoza energije. Iako su Hrvatska, Latvija i Litva tranzicijske zemlje, pokazuju ekonomsku strukturu sličnu razvijenim zemljama koje imaju dominantan uslužni sektor s udjelom i do 60% BDP-a. Ipak, ne radi se o postindustrijskom razvoju već o deindustrijalizaciji koja je rezultat loše ekonomske politike, o čemu je već bilo riječi.

3. REFORME U ENERGETSKOM SEKTORU

Od početka 90-tih godina 20. stoljeća pa sve do danas energetski sektor⁶ doživljava velike promjene koje su rezultat drugačijeg makroekonomskog okruženja, naslijeđa prošlosti, tehnološkog razvoja i organizacijskih promjena. Tijekom 90-tih godina razvijene zemlje poduzimaju reforme u energetskom sektoru, no s različitim motivom u odnosu na tranzicijske zemlje i zemlje u razvoju. Naime, razvijene zemlje željele su dodatno unaprijediti već uglavnom efikasan sektor, sniziti cijene energije kako bi potaknule konkurentnost svojih ekonomija te unaprijedile kvalitetu i sigurnost usluge. S druge strane, sada već posttranzicijske zemlje Srednje, Istočne i Jugoistočne Europe započinju sveobuhvatnu tranziciju svojih gospodarstava kako bi se prilagodile standardima tržišnih ekonomija, a reforme energetskog sektora samo su dio znatno širih strukturnih prilagodbi. Evidentno je da ove zemlje i u području energetskog sektora pokušavaju implementirati reformske modele razvijenih zemalja, no sa znatno manjim uspjehom. Razlozi su brojni, no možda je najvažniji onaj vezan uz različito razvijene institucije i ukupno institucionalno okruženje, o čemu će biti više riječi u nastavku. S obzirom na to da Republika Hrvatska spada u grupu posttranzicijskih zemalja i dijeli s njima brojne sličnosti u gospodarskoj strukturi te razvojne obrasce i institucionalne karakteristike, ovo je poglavlje fokusirano na posttranzicijske zemlje i probleme u provođenju pokrenutih reformi u energetskom sektoru.

Primjenjivost istog modela reformi na zemlje na različitoj razvojnoj razini te s različitim gospodarskim, političkim i institucionalnim karakteristikama predstavlja univerzalni problem na svim područjima, a ne samo u energetskom sektoru. Rezultat je to neoliberalne ideje o nužnosti brzih i jednakih „receptata“ za gospodarske probleme u kojima su se našle tranzicijske zemlje u procesu prijelaza iz dogovorne ekonomije u tržišnu ekonomiju. Preporuke o nužnosti brze privatizacije, liberalizacije i deregulacije poznate kao Washingtonski konsenzus potekle su od globalnih međunarodnih institucija kao što su MMF, Svjetska banka i WTO. Iako se originalna ideja o 10 nužnih reformi⁷ veže uz J. Williamsona i konferenciju

⁶ Prema nacionalnoj klasifikaciji djelatnosti (NKD) aktivnosti vezane za energetske sirovine te proizvodnju, isporuku i potrošnju energije svrstane su u tri područja djelatnosti: (1) područje "B" **Rударство i vađenje**, odjelci: 05-Vađenje ugljena i 06-Vađenje sirove nafte i plina; (2) područje "C" **Prerađivačka industrija**, odjeljak 19-Proizvodnja koksa i rafiniranih naftnih proizvoda; (3) područje "D" **Opskrba električnom energijom, plinom, parom i klimatizacijom**, s odjeljkom 35-Opskrba električnom energijom, plinom, parom i klimatizacijom.

⁷ Reforme uključuju: fiskalnu disciplinu, preusmjeravanje javnih rashoda, poreznu reformu, liberalizaciju kamatnih stopa, liberalizaciju trgovine, konkurentski tečaj,

o dužničkoj krizi u Latinskoj Americi, vrlo se brzo proširila i na tranzicijske zemlje, odnosno zemlje u razvoju. Sažeta je u riječima J. Sachsa: „Napravite brze reforme i ne očekujte puno pomoći od nas. Ako ih provedete uspješno, dogodit će vam se dobre stvari.“ No čak je i on priznao da je taj model previše pojednostavljen i ne uvažava specifičnosti zemalja koje se nalaze na različitom stupnju ekonomskog, institucionalnog i političkog razvoja. S vremenom se javilo sve više kritičara modela Washingtonskog konsenzusa. Najviše su mu zamjerali zanemarivanje razvoja institucija kao ključne determinante dugoročnog ekonomskog rasta i razvoja zemalja te zanemarivanje problema neravnomjerne raspodjele i siromaštva. Cijeli je model bio previše orijentiran na strukturne reforme kojima je cilj bio unapređenje efikasnosti na mikroekonomskoj razini pri čemu se očekivalo da će liberalizirano tržište i privatizirana poduzeća automatski stvarati konkurentnost i ekonomski rast, no to se nije dogodilo. Prema Rodrikovim (2002) riječima Washingtonski konsenzus tek je vrlo općenit popis institucionalnih reformi koje ne uzimaju u obzir specifičnosti i nacionalni kontekst te on zapravo predstavlja „opis“ razvijenih ekonomija. Godine 2006. Rodrik je nadopunio Washingtonski konsenzus (*Augmented Washington Consensus*) s dodatnih 10 mjera koje bi trebale korigirati velike makroekonomske neravnoteže u zemljama reformatorima.

Tablica 14.: Nadopunjeni Washingtonski konsenzus

Originalni Washingtonski konsenzus:	Nadopunjeni Washingtonski konsenzus (izvornih 10 mjera + 10)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Fiskalna disciplina 2. Preusmjeravanje javnih rashoda 3. Porezna reforma 4. Liberalizacija kamatnih stopa 5. Konkurentski tečaj 6. Liberalizacija trgovine 7. Liberalizacija stranih direktnih investicija 8. Privatizacija 9. Deregulacija 10. Vlasnička prava 	<ol style="list-style-type: none"> 11. Izgradnja regulatornih institucija 12. Antikorupcijske mjere 13. Fleksibilnost tržišta rada 14. Pravila WTO-a 15. Financijski kodeks i standardi 16. Pažljiva liberalizacija kapitalnog računa platne bilance 17. Primjena odgovarajućih režima deviznih tečajeva 18. Nezavisnost CB – targetiranje inflacije 19. Mreža socijalne sigurnosti 20. Ciljano smanjenje siromaštva

Izvor: Rodrik, 2006

Jedna od mjera nadopunjenog Washingtonskog konsenzusa koja bi trebala ispraviti distorzije nastale prebrzom liberalizacijom, deregulacijom i

liberalizaciju stranih direktnih investicija, privatizaciju, deregulaciju i vlasnička prava.

privatizacijom jest izgradnja regulatornih institucija, a njihova uloga je iznimno bitna upravo u energetsom sektoru.

Energetska tržišta, pogotovo tržišta električne energije i prirodnog plina, imaju regionalnu dimenziju pa je energetska politika Europske unije bitan činitelj koji je utjecao na poduzete reforme u energetsom sektoru u svim europskim zemljama, bez obzira na to jesu li članice EU-a ili nisu. Tzv. reformski model EU-a bitno je odredio reforme u tada tranzicijskim zemljama, posebice u elektroenergetskom sektoru koji je zbog svoje važnosti ponajviše reguliran, a unutarnje tržište električne energije uređeno je direktivama EU-a i ostalim zakonskim propisima. Veći dio poglavlja posvećen je upravo elektroenergetskom sektoru u kojem se očekuju najznačajnije promjene u skoroj budućnosti zbog orijentacije prema niskougljičnoj ekonomiji i sve većem udjelu obnovljivih izvora energije čija je penetracija presudno utjecala na razvoj elektroenergetike.

3.1. Makroekonomski kontekst reformi u tranzicijskim zemljama

Prelazak s jednog sustava na drugi koji je zahtijevao ukupnu gospodarsku, institucionalnu i političku prilagodbu nije bio lak, a tranzicijske zemlje našle su se u velikim makroekonomskim problemima. Tzv. tranzicijska depresija rezultirala je niskim ili čak negativnim stopama ekonomskog rasta, padom industrijske proizvodnje, rastom nezaposlenosti te brojnim makroekonomskim neravnotežama kao što su rast budžetskog deficita, javnog duga, vanjskotrgovinskog deficita te povećanje vanjske zaduženosti (Tablica 15.).

Tablica 15.: Pokazatelji unutrašnje i vanjske makroekonomske ravnoteže u razdoblju 1995. - 2017. (u %BDP-a)

Zemlja	Saldo državnog proračuna			Dug države			Saldo tekuće balance			Ukupan vanjski dug		
	1995	2005	2017	1995	2005	2017	1995	2005	2017	1995	2005	2015
Srednja i istočna Europa												
Češka	-1,4	-2,6	-0,1	15,3	30,3	35,1	-2,6	-2,1	0,1	31,8	36,8	..
Estonija	-0,6	1,6	-0,5	7,6*	4,8	9,3	-4,4	-10,3	1,4	17,5	86,7	94,6
Mađarska	-6,7	-6,1	-2,5	86,4	58,4	73,9	-5,6	-7,4	4,2	70,9	75,5	106,8
Latvija	-3,9	0,2	-1,0	16,1	11,9	38,9	-0,4	-12,5	-1,5	34,6	101,1	138,7
Litva	-4,5	-0,5	-1,0	22,8**	18,7	38,9	-10,2	-7	-1,4	22,8	47,7	61,8
Poljska	-3,1	-2,4	-2,2	57,9	42	46,2	4,5	-1,5	-1,2	38,0	43,3	64,6
Slovačka	0,4	-2,9	-1,5	24,6	34,5	51,6	2,1	-8,6	0,2	30,9	57	83,7
Slovenija	-0,3	-1,1	-1,6	18,8	28,8	78,6	-0,5	-1,1	4,9	15,8	67,2	115,2

Zemlja	Saldo državnog proračuna			Dug države			Saldo tekuće balance			Ukupan vanjski dug		
	1995	2005	2017	1995	2005	2017	1995	2005	2017	1995	2005	2015
Jugoistočna Europa												
Albanija	-10,1	-3,6	-2,1	68,9	54,8	71,3	-7,2	-6,6	-13,0	27,6	20	36,9
Bosna i Hercegovina	-0,3	0,7	-1,1	na	na	43,2	10,3	-17,3	-7,7	180,0	28,1	51,9
Bugarska	-5,7	3,1	-1,4	111,1	31,9	28,6	-1,5	-11,8	0,1	77,4	67,2	87,4
Hrvatska	-1,4	-4,1	-2,1	19,3	44,2	81,5	-7,7	-6,6	0,6	20,2	78,5	112,4
Makedonija	-1,0	0,3	-3,0	na	47,6	47,3	-5,0	-1,3	-1,3	23,8	39,5	69,8

Rumunjska	-2,5	-0,8	-3,4	17,6	19	38,5	-5,0	-8,8	-0,4	18,3	33	58,4
Srbija i Crna Gora	-4,3	0,9	na	na	na	Na	-11,6 *	-10	Na	79,4*	63,8	na
Srbija	Na	1,0	-1,7	na	na	71,0	na	-8,7	-6,0	na	61,6	82,7
Crna Gora	Na	2,1	-7,5	na	na	71,3	na	-8,6	-15,4	na	22,8	132,9

* Godina 1997.

Izvor: EBRD, 2018

Podaci pokazuju da su tranzicijske zemlje nakon gospodarske krize sredinom 90-tih godina uglavnom uspjele stabilizirati javne financije i dug države tijekom desetogodišnjeg razdoblja (1995. – 2005.). U 2005. godini samo su Mađarska, Hrvatska, Albanija i Bugarska ostvarivale proračunski deficit koji je prelazio dozvoljenih 3% udjela u BDP-u sukladno kriterijima iz Maastrichta, a sve zemlje svele su javni dug unutar dozvoljenih 60% BDP-a. Godine 2017. sve zemlje osim Rumunjske uspjele su smanjiti proračunski deficit na prihvatljive razine ispod 3% BDP-a, dok se javni dug povećao u svim analiziranim zemljama s izuzetkom Bugarske.

Tijekom godina može se uočiti i promjene vezane uz vanjske neravnoteže. Naime, 90-tih godina i početkom 2000-tih najveći makroekonomski problemi bili su vezani su uz trgovinske deficite i rast vanjskog duga. Sve zemlje su 2005. godine ostvarile vanjskotrgovinski deficit, no situacija je znatno bolja deset godina kasnije. Zemlje su smanjile deficit ili čak uspjele ostvariti vanjskotrgovinski suficit (kao npr. Slovenija, Mađarska, Hrvatska, Estonija, Češka, Slovačka i Bugarska), a jedino je Albanija povećala minus po tekućem računu, prvenstveno zbog brzog rasta uvoza koji je posljedica ekonomskog rasta. Kao rezultat dugogodišnjeg deficita na tekućem računu platne bilance povećavao se godinama neto uvoz kapitala i ukupan vanjski dug gotovo svih analiziranih zemalja, a najzaduženije u 2015. godini jesu Latvija, Slovenija, Hrvatska i Mađarska s udjelom vanjskog duga od preko 100% udjela u BDP-u. Značajne vanjske neravnoteže znače da će pristup međunarodnim financijama, od zajmovnog kapitala do stranih direktnih investicija, biti neophodan za ostvarenje dugoročno održivog ekonomskog rasta.

U ovakvom makroekonomskom kontekstu treba promatrati i promjene koje su se dešavale u energetske sektoru. Do početka 90-tih godina 20. stoljeća elektroenergetski sektor bio je prirodni vertikalno integrirani monopol u državnom vlasništvu. Cijeli sektor bio je pod kontrolom jednog velikog, vertikalno integriranog poduzeća reguliranog direktno od države ili državne/regulatorne agencije koje su često donosile mjere i odluke kao dio socijalne politike. Kako je već spomenuto, u tranzicijskim zemljama cijene energije nisu odražavale strukturu troškova, već su više korištene kao mjera društvene i socijalne politike. U takvim uvjetima distorzije cijena i niske efikasnosti monopolističkih poduzeća naravno da nije bilo interesa privatnih investitora za ulaganje u energetske sektor, a bez novih investicija konkurentnost sektora dodatno se smanjivala. Monopol kao model organizacije tržišta električne energije pokazao se neefikasan u osiguranju realne cijene električne energije te poticanju investicijske aktivnosti i tehnološkog unapređenja. Zbog tog nedostatka, kao i zbog tehnološkog napretka u proizvodnji i prijenosu električne energije nametnula se potreba za restrukturiranjem elektroenergetskog sektora i liberalizacijom tržišta električne energije.

Analiza u nastavku fokusirat će se na razdoblje prije početka recesije 2008. godine te na razdoblje koje slijedi nakon toga. Tablica 16. daje pregled kretanja cijena električne energije od kraja 90-tih godina kada su uglavnom sve zemlje započele s reformama pa do početka globalne krize 2008. Upravo je cijena električne energije bila ponajviše subvencionirana od strane države zbog velike važnosti električne energije za životni standard stanovništva. Prikazani su i podaci o stopi naplate računa za električnu energiju, temeljem čega se može procijeniti veličina komercijalnih gubitaka u tranzicijskim zemljama.

Tablica 16.: Kretanje cijena električne energije i prosječna stopa naplate računa u tranzicijskim zemljama srednje i istočne te jugoistočne Europe, 1999. - 2008.*

ZEMLJE SREDNJE I ISTOČNE EUROPE	1999	2001	2003	2005	2007	2008	2008/1999
Češka							
Cijene el. energije za kućanstva (u US\$c/kWh)	5,1	7,3	8,4	11,4	223,5
Prosječna stopa naplate računa za el. energiju (u %)	100	100	100	100	
Estonija							
Cijene el. energije za kućanstva (u US\$c/kWh)	..	4,4	6,5	9,2	10,2	11,5	261,4
Prosječna stopa naplate računa za el. energiju (u %)	..	97	99	99	99	99	
Mađarska							
Cijene el. energije za kućanstva (u US\$c/kWh)	5,9	7,0	11,4	14,7	18,8	22,5	381,6
Prosječna stopa naplate računa za el. energiju (u %)	99	99	99	100	
Latvija							
Cijene el. energije za kućanstva (u US\$c/kWh)	..	6,3	7,1	8,1	9,9	11,8	187,3
Prosječna stopa naplate računa za el. energiju (u %)	..	99	100	100	100	100	
Litva							

Cijene el. energije za kućanstva (u US\$/kWh)	..	6,3	9,4	10,2	10,9	10,5	166,6
Prosječna stopa naplate računa za el. energiju (u %)	90	91	91	100	100	99	
Poljska							
Cijene el. energije za kućanstva (u US\$/kWh)	5,5	6,5	7,7	9,9	12,3	20,0	363,6
Prosječna stopa naplate računa za el. energiju (u %)	
Slovačka							
Cijene el. energije za kućanstva (u US\$/kWh)	3,5	5,7	10,9	14,9	15,2	22,8	651,4
Prosječna stopa naplate računa za el. energiju (u %)	..	102	
Slovenija							
Cijene el. energije za kućanstva (u US\$/kWh)	10	8,7	11,5	13,1	14,0	18,4	187,0
Prosječna stopa naplate računa za el. energiju (u %)	99	..	93	90	99	99	
ZEMLJE JUGOISTOČNE EUROPE							
Albanija	1999	2001	2003	2005	2007	2008	
Cijene el. energije za kućanstva (u US\$/kWh)	..	3,4	5,1	6,7	7,7	9,6	282,4
Prosječna stopa naplate računa za el. energiju (u %)	58	76	92	74	76	76	
Bosna i Hercegovina							
Cijene el. energije za kućanstva (u US\$/kWh)	5,7	5,7	7,1	6,9	8,6	9,1	159,6
Prosječna stopa naplate računa za el. energiju (u %)	94	95	90	96	98	98	
Bugarska							

Cijene el. energije za kućanstva (u US\$/kWh)	..	3,8	5,2	8,4	9,1	10,9	286,8
Prosječna stopa naplate računa za el. energiju (u %)	112	85	92	93	93	..	
Hrvatska							
Cijene el. energije za kućanstva (u US\$/kWh)	5,5	6,1	8,2	9,4	10,9	12,4	225,5
Prosječna stopa naplate računa za el. energiju (u %)	..	95	95	98	100	100	
Makedonija, FYR							
Cijene el. energije za kućanstva (u US\$/kWh)	4,7	4,4	5,7	6,1	129,8
Prosječna stopa naplate računa za el. energiju (u %)	87	80	77	88	86	87	
Rumunjska							
Cijene el. energije za kućanstva (u US\$/kWh)	4,1	5,7	8,1	11,3	15,9	14,5	353,7
Prosječna stopa naplate računa za el. energiju (u %)	..	62	98	99	
Srbija i Crna gora							
Cijene el. energije za kućanstva (u US\$/kWh)	4,0	2,0	5,2
Prosječna stopa naplate računa za el. energiju (u %)	..	74	87
Srbija							
Cijene el. energije za kućanstva (u US\$/kWh)	..	1,9	4,7	5,1	7,5	8,8	463,2
Prosječna stopa naplate računa za el. energiju (u %)	..	92	90	94	93	94	
Crna gora							
Cijene el. energije za kućanstva (u US\$/kWh)	5,9	10,1	12,4	210,2

Prosječna stopa naplate računa za el. energiju (u %)
--	----	----	----	----	----	----	----

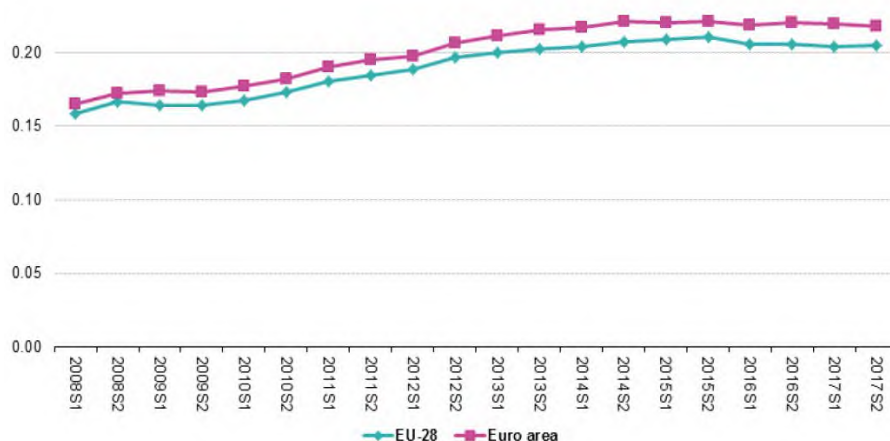
Izvor: EBRD, 2010

Podaci pokazuju da su nove EU-a članice ostvarile značajan porast cijena električne energije, posebice nakon ulaska u EU-u 2004. godine te u narednim godinama kako se proces liberalizacije tržišta intenzivirao. Očigledno, otvaranje tržišta utjecalo je na tržišno formiranje cijena i djelomičnu konvergenciju na razini Europske unije, ali na štetu novih zemalja članica. Najveći rast cijena ostvaren je u Slovačkoj (preko 6 puta u odnosu na 1999. godinu), Srbiji, Mađarskoj, Poljskoj i Rumunjskoj. U svim zemljama srednje i istočne Europe značajno se popravila naplata računa za električnu energiju, što je u uvjetima značajnog ekonomskog rasta u razdoblju do 2008. godine i porasta cijena energije utjecalo na unapređenje efikasnosti u energetske poduzećima ovih zemalja. S druge strane, visoki udio troškova energije u ukupnim troškovima kućanstava i poduzeća utjecao je na smanjenje životnog standarda i cjenovne konkurentnosti poslovnih subjekata. Prema rezultatima istraživanja (MERCADOS, 2007), rast cijena energije rezultirao je smanjenjem životnog standarda kućanstava, štednjom u grijanju stanova i kuća te velikim udjelom troškova energije u dohotku kućanstava novih zemalja članica.

Situacija u zemljama jugoistočne Europe koje su tek 1999. godine prvi put institucionalizirale svoje ekonomske i političke odnose s Europskom unijom, bila je znatno drugačija, iako je i u ovim zemljama započeo rast cijena energije. Cijene električne energije još uvijek su značajno niže u manje razvijenim zemljama kao što su Bosna i Hercegovina, Bugarska, Srbija, Makedonija i Albanija, jer energetska politika još uvijek ima socijalne prioritete. Stoga u uvjetima niskih cijena i financijske nediscipline koja se ogleda u neadekvatnoj naplati računa nema novih privatnih investicija u energetske sektor, a neracionalna potrošnja raste. Rezultat su veliki gubici poduzeća energetske sektora, zbog čega su i manje razvijene zemlje Jugoistočne Europe započele s reformskim procesima.

Nakon 2008. godine može se pratiti postupan rast cijena električne energije u zemljama Europske unije i Euro zone (EA) (Slika 20).

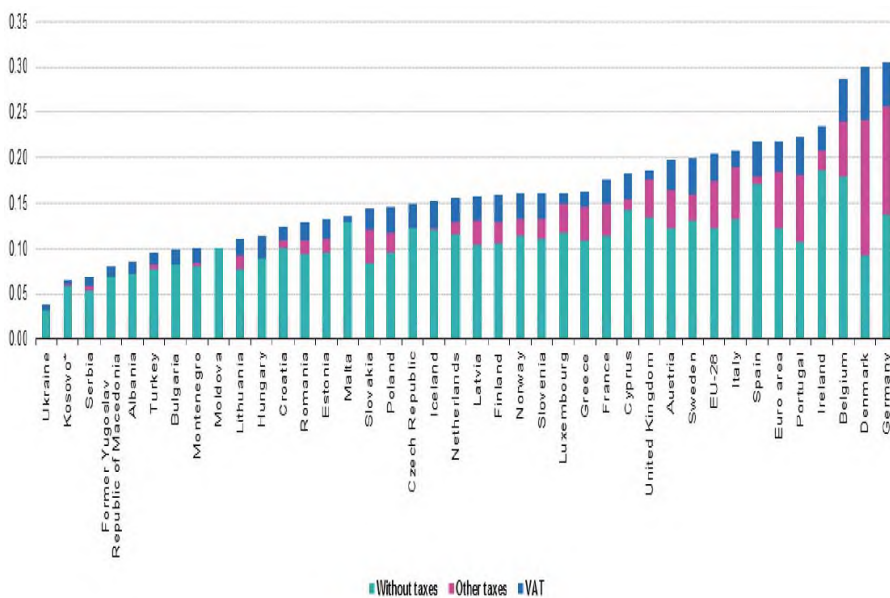
Slika 20.: Kretanje cijena električne energije za kućanstva u EU-28 i EA u razdoblju 2008. - 2017. (EUR/ kWh)



Izvor: Eurostat, 2018

U 2018. godini i dalje su vidljive velike razlike u cijeni električne energije za kućanstva između razvijenih i manje razvijenih europskih zemalja (Slika 21), temeljem čega se može zaključiti da jedan od osnovnih ciljeva reformi - konvergencija cijena, nije ostvaren.

Slika 21.: Kretanje cijena električne energije za kućanstva u prvoj polovini 2018. godine u zemljama EU-a i ostalim europskim zemljama



Izvor: Eurostat, 2018

Podaci pokazuju kako najvišu cijenu električne energije u EU-u plaćaju kućanstva u Njemačkoj, Danskoj i Belgiji, dok najnižu cijenu plaćaju u manje razvijenim zemljama kao što su Bugarska, Litva i Mađarska. Ako uzmemo u obzir sve analizirane zemlje, onda vidimo da je, očekivano, cijena znatno niža u zemljama koje nisu članice EU-a, a najniža u Ukrajini, Kosovu i Srbiji.

Temeljem iznesenih podataka možemo zaključiti da postoji različit obrazac promjena cijena u novim članicama EU-a te zemljama jugoistočne Europe. Ove razlike rezultat su različite pozicije u odnosu na Europsku uniju i različite brzine promjena u elektroenergetskom sektoru koje su bitno determinirane prepristupnim pregovorima, odnosno punopravnim članstvom pojedinih tranzicijskih zemalja. Naime, nove zemlje članice morale su u potpunosti prilagoditi svoje zakonodavstvo i primijeniti Prvi i Drugi paket energetske propisa EU-a. Uspostavljanje unutarnjeg energetskeg tržišta Europske unije funkcionira samo za područje električne energije i prirodnog plina, a direktive za električnu energiju i prirodni plin konceptijski su vrlo slične i imaju isti krajnji cilj. Stoga ćemo se u nastavku fokusirati ponajviše na elektroenergetski sektor u kojem su promjene i najizraženije. Situacija u Republici Hrvatskoj je slična. Naime, plinski sektor već je kod usklađivanja s Drugim paketom energetske propisa EU-a reformiran tako da zadovoljava i ključne zahtjeve Trećeg paketa, prvenstveno što se tiče razdvajanja djelatnosti, dok kod elektroenergetskog sektora postoje mnoge dileme o učincima Trećeg i četvrtog, tzv. Zimskog paketa na budućnost hrvatskog elektroenergetskog sektora.

3.2. Energetska politika Europske unije i zakonodavni okvir

Nema sumnje da je energetska politika Europske unije snažno utjecala na smjer i intenzitet provođenja reformi u europskim tranzicijskim zemljama, bez obzira da li su u međuvremenu postale nove članice ili su ostale izvan integracijskih procesa. Europska energetska politika datira čak i prije samog formiranja Europske ekonomske zajednice 1957. godine i kreirana je sukladno interesima gospodarski najjačih europskih zemalja. Tako je ostalo i do danas, a model reformiranja energetskeg sektora ponajviše odgovara upravo tim zemljama čija su se vodeća nacionalna energetska poduzeća lako proširila na integrirana europska tržišta energije te postala regionalni lideri.

3.2.1. Razvoj energetske politike Europske unije

Razvoj europske energetske politike bio je u samom središtu europskih integracijskih procesa još od samih početaka. Još 1951. godine uspostavljena je Europska zajednica za ugljen i čelik, a 1957. i Europska zajednica za

atomsku energiju. Od tada pa do današnjih dana energija je ostala jedno od ključnih strateških i sigurnosnih pitanja u Europskoj uniji koja je najveći svjetski uvoznik energije.

Povijesno gledajući energetska politika EU-a prolazila je kroz više faza, a često su poticaji ka većem usklađivanju i povezivanju nacionalnih energetske politike zemalja članica dolazili iz geopolitičkog okruženja. Tako je prvi naftni šok iz 1973. godine i drastičan porast cijena nafte sa 2 na 11 dolara po barelu potaknuo industrijski razvijene zemlje okupljene u Organizaciji za ekonomsku suradnju i razvoj (OECD) da formiraju Međunarodnu agenciju za energiju (IEA) kao „klub potrošača“, u koji ulaze i članice EU -a. Slijedi drugi naftni šok 1980-1981. godine koji je dodatno potaknuo dogovaranja oko zajedničkog nastupa prema zemljama izvoznicama nafte. EU je u to vrijeme bila više fokusirana na unutrašnje reforme i izgradnju institucija, pri čemu je velika pažnja bila posvećena utjecajima proizvodnje i potrošnje energije na životni standard i okoliš. S tim u vezi je i razvoj ideje o stvaranju unutrašnjeg tržišta za električnu energiju i prirodni plin. EU je pokrenula i niz programa razvoja tehnologije u energetici, posebno u vezi povećanja energetske učinkovitosti i povećanja udjela obnovljivih izvora energije.

Paralelno s ovim događanjima, 1989. godine definitivno se mijenja geopolitička karta Europe. Raspad SEV-a i bivšeg SSSR-a doveli su do velikih promjena u političkoj ekonomiji nafte i plina, a zemljama EU-a postaju dostupna nekadašnja zatvorena nalazišta nafte i plina iz Centralne Azije i zemalja Kaspijskog bazena. Europska unija poduzima sve intenzivnije korake u formuliranju zajedničke energetske politike i potpisuje Ugovor o energetskej povelji sa zemljama nečlanicama kako bi osigurala sigurnost opskrbe. Sigurnost opskrbe energentima i energetska neovisnost direktno su povezani s razvojem zemalja EU-a, stoga Unija razvija novu generaciju odredbi vezanih za energetske neovisnost koje će biti uključene u međunarodne ugovore sa zemljama proizvođačima izvan Europe, posebice s Rusijom i Kaspijskim zemljama. Naglašava se i sve veća uloga afričkih zemalja na energetskej tržištu, a u okviru dijaloga s OPEC-om prepoznati su zajednički interesi zemalja proizvođača i potrošača u smislu redovite opskrbe i prihvatljivih cijena energenata. Već postoji uspješna suradnja s Norveškom, a EU je 2005. godine osnovala Energetske zajednicu sa zemljama Jugoistočne Europe kojom se definira jedinstveni regulatorni okvir na tom velikom unutrašnjem tržištu električne energije i plina. Za EU ova Zajednica znači veću sigurnost transporta energije prema korisnicima, a za države nečlanice mogućnost uključenja u zajednički europski energetske prostor i povećanje trgovine s ostalim zemljama regije zbog primjene zajedničkih pravila.

Iako nakon 1990. cijena nafte ne raste značajno, izrazita volatilnost na naftnim tržištima predstavljala je problem i za zemlje EU-a. Važan preokret

dogodio se 2006. godine kada je rusko-ukrajinski plinski spor razotkrio slabosti visoke ovisnosti o uvozu energenata koncentrirane na samo jednu regiju (Rusiju), a sljedeća plinska kriza iz 2009. dodatno je potvrdila energetska ranjivost Unije. U takvim međunarodnim okolnostima Unija ubrzano dogovara zajedničku strategiju, a 2006. godine usvojena je Energetska politika za Europu (Energy Policy for Europe - EPE) odlukom šefova država članica. Definiraju se tri temeljna cilja: veća sigurnost opskrbe energijom, osiguranje konkurentnosti europskih gospodarstava i dostupnosti energije te promicanje održivosti okoliša i borbe protiv klimatskih promjena. Na proljetnom sastanku Europskog vijeća 2007. godine usvojen je paket mjera za Energetska politiku za Europu i Akcijski plan njihovog provođenja za razdoblje od 2007. do 2009. godine. Postignut je dogovor poznat pod nazivom 3x20 do 2020. godine: povećanje udjela obnovljivih izvora energije na 20% ukupne potrošnje energije, smanjenje stakleničkih plinova za 20%, 20%-tno povećanje energetske učinkovitosti te povećanje udjela biogoriva na 10%. U ožujku 2011. godine, potaknuta nuklearnom katastrofom u Japanu, Unija dogovara novu energetska strategiju za novo desetljeće, a jedno od ključnih pitanja odnosi se na dilemu treba li smanjiti udio nuklearne energije, odnosno kojim je energentom supstituirati. Posljednjih godina ključna pitanja energetike u Europskoj uniji vezana su uz prilagodbu i razvoj elektroenergetskog sektora u uvjetima velikoj rasta intermitentnih obnovljivih izvora energije, dekarbonizacije te ubrzanog tehnološkog razvoja i razvoja naprednih energetska sustava i mreža. Kao rezultat navedenih promjena, krajem 2016. godine Europska komisija predlaže tzv. Zimski paket.

Iako govorimo o zajedničkoj energetska politici EU-a, ipak Ugovor o EU ne definira pravnu osnovu za djelovanje Zajednice u području energetike pa se energetska politika razvila u okrilju drugih politika (vanjski odnosi, unutarnje tržište, zaštita okoliša, konkurencija). Zato postupak odlučivanja nije jedinstven i ovisi o području: drugačiji je za razvoj infrastrukture, razvoj jedinstvenog tržišta, poticanje energetska učinkovitosti i korištenja obnovljivih izvora energije te suradnje s trećim zemljama. Na primjer, razvoj jedinstvenoga tržišta električne energije i plina razvija se prema načelima pravila razvoja konkurencije kojima se liberaliziraju tržišta od "općeg ekonomskog interesa". Te odredbe omogućuju Komisiji da donosi odgovarajuće direktive ili odluke koje se odnose na države članice. Nepostojanje stvarne zajedničke energetska politike EU-a vidi se i kroz različitu strategiju pojedinih EU članica prema pojedinim energentima.

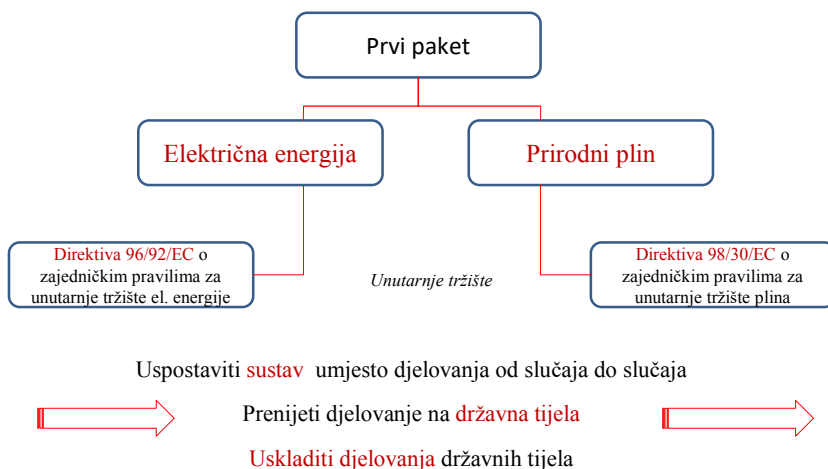
3.2.2. Pravna stečevina EU

Temeljni preduvjet reformi koje su dovele do uspostave unutarnjeg europskog energetska tržišta jesu Europski propisi, odnosno direktive koje reguliraju tržište električne energije i prirodnog plina. Naime, upravo je

unutarnje tržište električnom energijom i prirodnim plinom posebno važno kako bi se postigla veća efikasnost u proizvodnji, prijenosu/transportu i distribuciji energije te konkurentnost europskog gospodarskog prostora. Prva faza započela je još 1990. godine kada su donesene direktive 90/377/EEC i 90/547/EEC te godinu dana kasnije 91/226/EEC. U prvoj direktivi regulira se problematika transparentnosti cijena energije, što je uvjet funkcioniranja unutarnjeg energetskog tržišta te stvaranja uvjeta za osiguranje poštene tržišne utakmice. Direktiva 90/547/EEC zagovara veću integraciju europskog energetskog tržišta gdje državne granice ne bi trebale utjecati na slobodan tranzit električne energije, dok direktiva 91/226/EEC regulira jedinstveno unutarnje tržište prirodnim plinom, kao i pitanja sigurnosti opskrbe i zaštite okoliša. Ipak, navedene direktive više su postulati uspostave jedinstvenog unutarnjeg europskog energetskog tržišta koji definiraju ciljeve i prioritete energetske politike Europske unije, a tek direktive iz 1996. i 1998. predstavljaju obvezujući tzv. Prvi paket energetskih propisa EU-a. (Slika 22)

Slika 22.: Pravna stečevina Europske unije – Direktive iz Prvog paketa

Pravna stečevina EU Direktive iz Prvog paketa



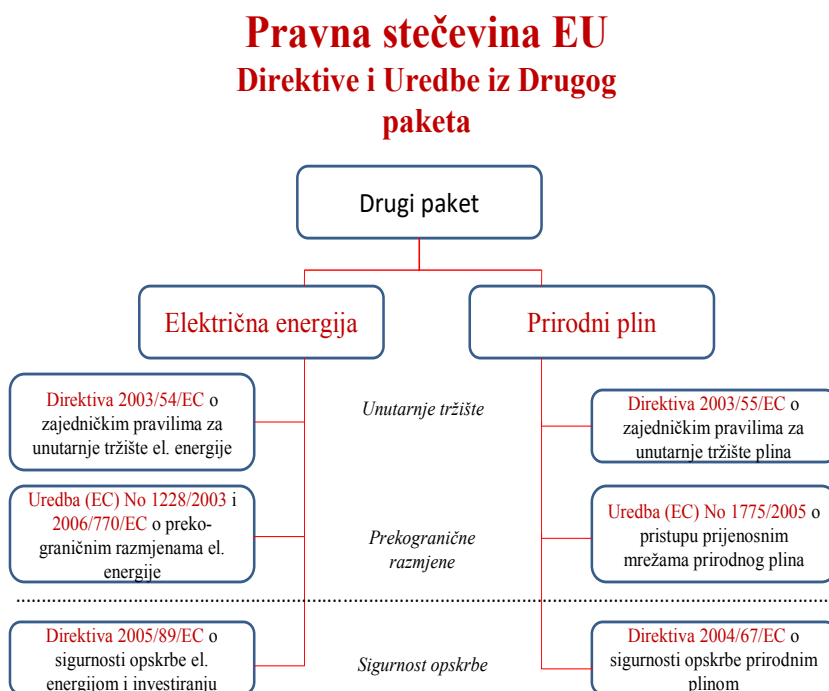
Izvor: Dizdarević, 2010

Direktiva 96/92/EC regulira zajednička pravila unutarnjeg tržišta električnom energijom, a direktiva 98/30/EC odnosi se na unutarnje tržište prirodnog plina. Ovi dokumenti predstavljaju prekretnicu u energetskej politici Europske unije jer im je cilj uspostava zajedničkog energetskog sustava umjesto djelovanja od slučaja do slučaja. Predviđa se postupno

uspostavljanje tržišta kako bi se omogućila prilagodba energetskeg sektora, što je posebice važno zbog velikih razlika u razvijenosti nacionalnih ekonomija i njihovih energetskeg sustava. Uvodi se pojam „obveze javne usluge“ jer je postalo jasno kako liberalizacija tržišta sama po sebi ne može garantirati sigurnost opskrbe niti adekvatnu zaštitu okoliša. Naglašava se važnost transparentnosti i nepristranog pristupa prijenosnoj mreži električne energije, jer to predstavlja nužan preduvjet poticanja konkurencije i otvaranja tržišta.

Navedene direktive tzv. Prvog energetskeg paketa stavljene su van snage 1. srpnja 2004. godine, a naslijedile su ih direktive tzv. Drugog energetskeg paketa: direktiva 2003/54/EC koja regulira unutarnje tržište električne energije i direktiva 2003/55/EC koja regulira unutarnje tržište prirodnog plina. (Slika 23).

Slika 23.: Pravna stečevina Europske unije – Direktive i Uredbe iz Drugog paketa



Izvor: Dizdarević, 2010

Iako navedeni dokumenti predstavljaju nastavak funkcioniranja Prvog paketa, ipak su uvedene i neke novine. Tako se po prvi puta definiraju

pojmovi kao što su opća usluga (*universal service*), opskrbljivač u krajnjoj nuždi (*supplier of last resort*), potrošači u udaljenim područjima (*remote customers*) i ranjivi potrošači (*vulnerable customers*). Definiran je i pojam povlaštenih kupaca (*eligible customers*) koji mogu kupovati električnu energiju ili plin od opskrbljivača prema svom izboru, no postupno, a najkasnije do 1. srpnja 2007, svi kupci postali su povlašteni kupci. Iako potpuno otvoreno tržište formalno omogućava svim potrošačima slobodan izbor opskrbljivača, ovo pravo i dalje nije konzumirano u mnogim zemljama, pa tako i u Hrvatskoj. Direktive Drugog energetske paketa također zahtijevaju od zemalja članica osnivanje autonomnog regulatornog tijela koje će biti potpuno neovisno o interesima regulirane industrije, ali i vlade jer država i dalje u mnogim zemljama ima značajan udio u vlasničkoj strukturi energetske sektora, posebice u prijenosnoj mreži. Regulatorna tijela/agencije imaju obvezu osiguranja konkurencije na tržištu, zaštite potrošača te osiguranja transparentnog regulatornog okruženja koje će biti poticajno za investitore.

Jedan od elemenata jačanja unutarnjeg tržišta električne energije u EU-u koji je potaknuo integracijske procese je potpisivanje Ugovora o uspostavi energetske zajednice koji je na snazi od 2006. godine. Ovaj Ugovor potpisalo je devet zemalja jugoistočne Europe (Albanija, Bugarska, Bosna i Hercegovina, Republika Hrvatska, Makedonija, Crna Gora, Rumunjska i Srbija) s jedne strane te zemlje članice EU-a s druge strane, čime je formiran jedinstven regulatorni energetske prostor. Tim su ugovorom zemlje regije prihvatile pravnu stečevinu EU-a iz područja električne energije i prirodnog plina, obnovljivih izvora energije, zaštite okoliša i tržišnog natjecanja, što stvara pravni okvir za uspostavu tržišnih odnosa i integraciju regije u europsko energetske tržište.

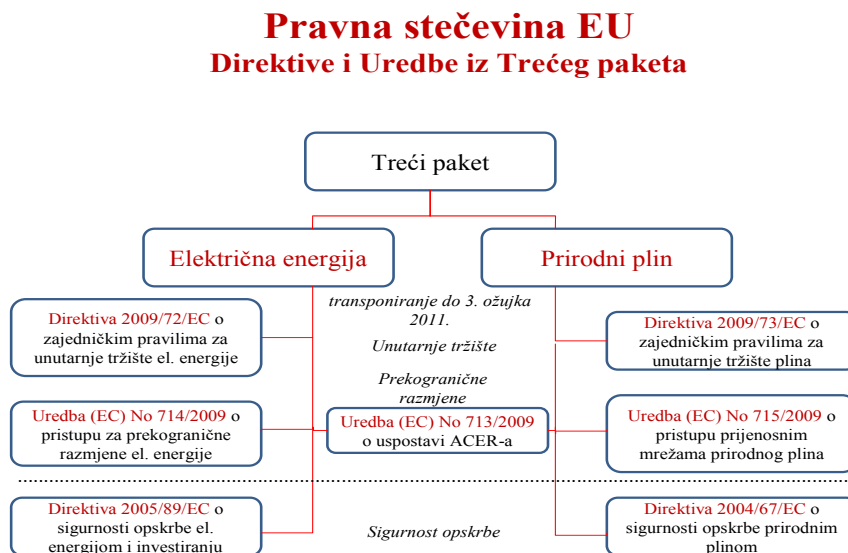
Iako su direktive Drugog energetske paketa znatno ambicioznije u reguliraju više područja, ipak je ostalo niz problema koji će se pokušati riješiti Trećim energetske paketom. Uočeni nedostaci u funkcioniranju unutrašnjeg tržišta električne energije i plina su sljedeći:

- I dalje postoje situacije monopolističke dominacije na tržištu, a nacionalne monopole zamijenili su oligopoli.
- Mrežna infrastruktura i dalje se nalazi pod nadzorom vertikalnih koncerna.
- Otvoreno tržište još uvijek predstavlja samo mogućnost, ali ne i realnost. Tržišna koncentracija i dalje je vrlo visoka.
- Još uvijek postoje velike razlike među zemljama, što predstavlja dodatno ograničenje jedinstvenom energetske tržištu.
- I dalje egzistira administrativni utjecaj na cijene, što stvara nepovjerenje privatnih investitora.

- Prekogranična trgovina električnom energijom i plinom i dalje nije velika zbog nedovoljnih prekograničnih kapaciteta.
- Regionalna suradnja daleko je manja od potencijala.

Europska komisija je 2009. godine pokrenula postupke protiv čak 25 zemalja članica, a najčešći razlozi vezani su uz prethodne probleme: pojave tržišne moći, nedovoljne transparentnosti, još uvijek visoke vertikalne integriranosti, ograničenog pristupa mreži treće strane i slično. U srpnju 2009. godine objavljuju se novi dokumenti koji uređuju unutarnje tržište električnom energijom i prirodnim plinom te se direktive iz 2003. godine ukidaju 3. ožujka 2011. godine. (Slika 24)

Slika 24.: Pravna stečevina Europske unije – Direktive i Uredbe iz Trećeg paketa



Izvor: Dizdarević, 2010

Direktive 2009/72/EC i 2009/73/EC čine tzv. Treći energetske paketa i predstavljaju nastavak prethodna dva paketa energetske propisa. S obzirom da je prepoznata potreba za transparentnom i učinkovitom regulacijom kao ključnim preduvjetom uspostave otvorenog i učinkovitog tržišta energijom, u Trećem paketu energetske propisa pridaje se znatno veća važnost jačanju uloge regulatora, kako na nacionalnoj, tako i na europskoj razini. Osnovana je posebna agencija za suradnju nacionalnih regulatora (ACER) koja će imati veće ovlasti te će moći korigirati odluke nacionalnih regulatora u korist općeg nacionalnog interesa (EKONERG, 2010).

Glavni operativni ciljevi novih direktiva predstavljaju nastavak prethodnih, a mogu se svesti na sljedeće (EKONERG, 2010, 10):

- uspostava potpuno otvorenog unutarnjeg tržišta električne energije i prirodnog plina koje će omogućiti svim kupcima slobodan izbor opskrbljivača,
- nepristran pristup mreži i jednako djelotvorna razina regulatornog nadzora u svim zemljama članicama Europske unije,
- sigurna opskrba energijom, olakšan prekogranični pristup i uspostava unutarnjeg energetskeg tržišta što će biti poticajno za ulaganja u nove energetske objekte,
- učinkovito odvajanje mrežnih djelatnosti od konkurentskih djelatnosti (proizvodnje i opskrbe),
- osiguranje opskrbe energijom osjetljivih kupaca kako bi se ublažilo energetske siromaštvo koje predstavlja rastući problem u zemljama Europske unije,
- lakše uključivanje obnovljivih izvora energije u energetske sustave i razvoj naprednih mreža i mjerenja (*smart grids*) s ciljem povećanja energetske učinkovitosti.

Četvrti energetske paket poznat kao Zimski paket predstavlja nastavak procesa reformiranja tržišta električne energije. Ovaj paket mjera predstavlja pokušaj EU-a da osigura konkurentnost EU-a u tranziciji prema čistoj energiji, potakne rast i otvaranje novih radnih mjesta te da objedini energetske i klimatske politiku. Važan dio mjera odnosi se na ostvarenje povoljnije pozicije potrošača energije u uvjetima velikih promjena koje se očekuju. Krajem 2016. godine Europska komisija donosi prijedlog zajedničkih pravila unutarnjeg tržišta električne energije kojeg dodatno dopunjuje u veljači 2017. godine. Jedan od glavnih ciljeva Zimskog paketa je smanjenje emisija CO₂ i drugih stakleničkih plinova za 20% do 2030., odnosno njihova gotovo potpuna eliminacija do 2050. Da bi se to postiglo, potrebno je napraviti drastične promjene u energetskeg i mnogim drugim sektorima, prvenstveno prometnom, te omogućiti krajnjim potrošačima da aktivno sudjeluju na tržištu pomoću upravljanja vlastite potrošnje. U sljedećem desetljeću tržište električne energije karakterizirat će decentralizirana proizvodnja električne energije u uvjetima novih tehnologija i pametnih mreža koje će omogućiti krajnjim potrošačima da aktivno sudjeluju na tržištu kao proizvođači i potrošači.

U tom kontekstu predlaže se niz mjera koje bi trebale unaprijediti prava potrošača:

- širenje korisničkih prava potrošača
- ugovore s dinamičkim određivanjem cijena električne energije
- ugovore o usluzi odziva potrošnje
- korištenje naprednih mjernih sustava.

Kako bi se navedeni ciljevi realizirali, predlaže se prilagodba tržišnih pravila kako bi se omogućilo sudjelovanje potrošača u proizvodnji električne energije iz intermitentnih obnovljivih izvora stvaranjem unutardnevnih tržišta tj. tržišta energije uravnoteženja. Takva bi tržišta omogućavala prekograničnu trgovinu električnom energijom iz obnovljivih izvora, što bi povećalo likvidnost, smanjilo troškove energije uravnoteženja te za potrošače osiguralo veće uštede. Naglasak je na pristupu pametnim sustavima i mrežama kako bi potrošači mogli imati koristi od aktivnog sudjelovanja na tržištu električne energije. Važan preduvjet je jačanje regionalne suradnje, posebice operatora prijenosnog sustava i regulatora, kako bi se smanjili prekogranični trgovinski poremećaji. Stoga se predlaže suradnja nacionalnih regulatora, kroz koju bi se važna prekogranična energetska pitanja umjesto na nacionalnom rješavala na zajedničkom nivou.

Iako su predložene mjere usmjerene na jačanje položaja potrošača i ažuriranje tržišnih pravila, radi postizanja ekonomski povoljne energetske tranzicije prema čistoj energiji, odredbe su usklađene sa širim okvirom klimatske i energetske politike Europske unije. Cilj mjera je ubrzati prelazak gospodarstva na čistu energiju do 2030. godine, s minimalnim udjelom od 27% OIE u vlastitoj ukupnoj potrošnji električne energije te uvesti sustav obveza energetske učinkovitosti kroz koji će se ostvariti 30% ušteda u potrošnji finalne energije. Ti su ciljevi za potrošače troškovno učinkoviti i s aspekta uštede na naknadama koje izdvajaju za emisijske dozvole. S obzirom na povećanu penetraciju intermitentnih obnovljivih izvora, za njihovu je regulaciju potrebno ulaganje u razvijanje i implementaciju pametnih mreža i mikromreža.

Pri pozicioniranju potrošača u središte energetske tržišta, pitanje rješavanja rastućeg energetske siromaštva ostaje i dalje otvoreno, gdje je od ključne važnosti naći rješenja za njegovo zaustavljanje i osiguranje zaštite najugroženijih članova društva, kroz međudržavnu suradnju svih članica.

3.2.3. Model reformi u energetske sektoru

Tijekom 90-tih godina razvijene zemlje započele su s reformama kako bi dodatno unaprijedile već uglavnom efikasan sektor, snizile cijene električne energije te poboljšale kvalitetu i sigurnost usluge. Ovi ciljevi i dalje su prioriteta zajedničke energetske politike Europske unije.

Iako su mnogi zaključili da ne postoji jedinstven model reformi energetske sektora, ipak mogu se definirati glavni reformski koraci (Tablica 17.).

Tablica 17.: Glavni koraci reforme elektroenergetskog sektora

Restrukturiranje	- Vertikalno razdvajanje (<i>unbundling</i>) proizvodnje, prijenosa, distribucije i opskrbe
	- Horizontalno razdvajanje proizvodnje od opskrbe
Konkurencija i tržišta	- Veleprodaja i konkurencija u maloprodaji
	- Dozvoljavanje ulaska novim proizvođačima i distributerima
Regulacija	- Uspostavljanje nezavisnog regulatora
	- Dozvoljavanje ulaska na mrežu trećoj strani
	- Poticaj za regulaciju prenosne i distributivne mreže
Vlasništvo	- Dozvoljavanje pristupa učesnicima u privatnom vlasništvu
	- Privatizacija postojećih kompanija u državnom vlasništvu

Izvor: Pollitt i Jamasb, 2005

Prvi korak obuhvaća restrukturiranje, odnosno odvajanje djelatnosti iz nekadašnjeg vertikalno integriranog monopolskog poduzeća na one u kojima postoji konkurentski elementi (proizvodnja i opskrba) te regulirane djelatnosti koje i dalje imaju elemente prirodnog monopola (prijenos i distribucija). Razdvajanje mrežnih od tržišnih djelatnosti ključno je za transparentnost poslovanja elektroenergetskih kompanija i obvezno prema EU Direktivama koje reguliraju unutarnje tržište električne energije. Na taj način Europska unija nastoji spriječiti nastajanje rizika štetnog djelovanja okomito integrirane elektroenergetske tvrtke koja je u pravilu vodeći tržišni igrač, a koja može iskoristiti pravo upravljanja distribucijskom ili prijenosnom mrežom kako bi pogodovala proizvodnim, odnosno opskrbnim tvrtkama u svome vlasništvu.

Nakon restrukturiranja slijedi daljnji korak koji obuhvaća postupnu liberalizaciju i otvaranje tržišta pri čemu bi konkurencija trebala dovesti do povećanja kvalitete usluge te nižih cijena. Otvaranje tržišta u infrastrukturnom sektoru dovodi do značajnih poboljšanja performansi postojećih operatora, ali i olakšava posao regulatoru. Naime, više igrača na tržištu osigurava regulatoru alternativne izvore informacija (npr. o troškovima), reducira se rizik da regulator bude u odnosima s jednim operaterom te se umanjuje korištenje političke i ekonomske snage dominantnog operatera (Dvornik, 2003).

Regulatorne reforme predstavljaju ključni temelj za uspješno provođenje ekonomskih reformi u sektoru, a uključuju donošenje Zakona o energiji i pratećih zakona te osnivanje nezavisnog regulatornog tijela/agencije. Nezavisnost regulatora bazira se na organizacijskoj odvojenosti od Vlade/ministarstva. Osnovni zadaci regulatorne agencije obuhvaćaju propisivanje uvjeta ulaza i izlaza s tržišta, definiranje cijena te brigu o zaštiti interesa potrošača.

Privatizacija je posljednji, često i najkontroverzniji korak koji nije nužno povezan s procesom liberalizacije. Postoje brojni empirijski dokazi o pozitivnim učincima privatizacije u industrijama i sektorima s konkurentskom tržišnom strukturom, no rezultati su ambivalentni u sektorima gdje dominiraju nesavršene tržišne strukture. Elektroenergetski sektor u djelatnostima prijenosa i distribucije još uvijek je primjer prirodno monopola gdje privatizacija ne mora nužno voditi do unapređenja mikroekonomske učinkovitosti niti boljih makroekonomskih performansi.

Konačni cilj reformskog procesa je uvođenje konkurencije na tržište električne energije, odnosno davanje mogućnosti krajnjem kupcu da bira dobavljača/distributera od kojeg će kupovati električnu energiju po razumnoj cijeni. Reformski procesi postavljaju pred nositelje ekonomske politike određena pitanja i dileme, a tiču se sljedećih tema:

- način realizacije razdvajanja elektroprivrednih djelatnosti (*unbundling*)
- vlasnički odnosi unutar okomito integrirane tvrtke,
- rješavanje naslijeđenih troškova, obveza javne usluge opskrba tarifnih kupaca
- odabir modela i organiziranja tržišta električne energije,
- dinamika otvaranja tržišta
- zaštita socijalno osjetljivih kupaca.

U poglavljima koja slijede detaljnije će se razraditi svaki pojedini reformski korak.

Od početka formalnih reformi u elektroenergetskom sektoru prošlo je 15 godina tijekom kojih se pomoću velikog broja direktiva i pratećih dokumenata pokušalo uspostaviti jedinstveno tržište električne energije. Ipak, proces je još daleko od završetka, a mnogi problemi su ostali (Majstrović, 2008):

- Postoji mnoštvo specifičnosti elektroenergetskog sustava, koje onemogućavaju uspostavu idealnoga otvorenog tržišta električne energije.
- U EU-u ne postoji jedinstvena vizija razvoja tržišta električne energije s dovoljno čvrstim mehanizmima provedbe. Strategija uvođenja jedinstvenog tržišta električne energije u više koraka nije dala očekivane rezultate, a do Trećeg energetskog paketa sankcija za neprovođenje nije bilo.
- Suprotno postavljenim ciljevima, nacionalne monopole zamjenili su novi privatni megamonopoli – oligopoli.
- Velika većina kupaca ne konzumira svoje pravo izbora drugog opskrbljivača (kumulativno od otvaranja tržišta prosječno je manje od 20% svih kupaca po državi ikada promijenilo opskrbljivača).

Najčešći razlozi su nezainteresiranost zbog relativno malih troškova za električnu energiju i izostanak stvarne konkurencije u djelatnosti opskrbe. Time se dovodi u pitanje smisao stvaranja konkurencije i uvođenja tržišta.

- Udio inozemnih opskrbljivača na nacionalnim tržištima u 2005. godini iznosio je manje od 20%, dok je razmjena električne energije između zemalja iznosila samo oko 8% ukupno proizvedene električne energije.
- Razlike u organizaciji i radu tržišta među pojedinim zemljama članicama su znatne, pa je funkcioniranje jedinstvenoga europskog tržišta još uvijek nerealno.
- EU želi uspostaviti jedinstveno otvoreno tržište električne energije, a još uvijek nije riješila institucionalne odnose među članicama.
- EU do sada nije problematizirala vlasničke odnose i njihov utjecaj na konačan razvoj tržišta iako je očito da nejasan odnos prema vlasništvu u pravilu proizvodi negativne učinke na tržište.
- Sve donedavno se nije ozbiljno otvorilo pitanje sigurnosti opskrbe.
- Pojavljuje se velik nerazmjer između dugog roka povrata investicija u sustav i ovisnosti isplativosti projekta o svakodnevnim tržišnim rizicima. Rezultat je izostanak potrebnih aktivnosti i kašnjenje u izgradnji minimalno potrebnih prijenosnih i proizvodnih kapaciteta čime se ugrožava sigurnost opskrbe.

3.3. Restrukturiranje energetskeg sektora

Do početka 90-tih godina 20. stoljeća elektroenergetski sektor bio je prirodni vertikalno integrirani monopol u državnom vlasništvu. Cijeli sektor bio je pod kontrolom jednog velikog, vertikalno integriranog poduzeća reguliranog direktno od države ili državne/regulatorne agencije koje su često donosile mjere i odluke kao dio socijalne politike. U bivšim socijalističkim ekonomijama cijene energije bile su više socijalna, a manje ekonomska kategorija, zbog čega nije bilo interesa privatnih investitora za ulaganje u sektor, a efikasnost monopolističkih poduzeća bez poticaja konkurencije bila je niska. Monopol kao model organizacije tržišta električne energije pokazao se neefikasan u osiguranju realne cijene električne energije te poticanju investicijske aktivnosti i tehnološkog unapređenja. Zbog tog nedostatka, kao i zbog tehnološkog napretka u proizvodnji i prijenosu električne energije, nametnula se potreba za restrukturiranjem elektroenergetskog sektora i liberalizacijom tržišta električne energije. Konačni cilj reformskog procesa je uvođenje konkurencije na tržište električne energije, odnosno davanje mogućnosti krajnjem kupcu da bira dobavljača/distributera od kojeg će kupovati električnu energiju po razumnoj cijeni. Ovaj cilj podrazumijeva i da distributerima bude dostupna mreža preko koje mogu energiju prodavati kupcima.

Reforma elektroenergetskog sektora čiji je cilj liberalizacija tržišta električne energije temelji se prvenstveno na restrukturiranju elektroprivrednih poduzeća i elektroenergetskog sektora u cjelini. Ovaj proces postavlja pred nositelje ekonomske politike određena pitanja i dileme, a tiču se sljedećih tema:

- način realizacije razdvajanja elektroprivrednih djelatnosti (*unbundling*)
- vlasnički odnosi unutar okomito integrirane tvrtke
- rješavanje naslijeđenih troškova, obveza javne usluge, opskrba tarifnih kupaca
- odabir modela i organiziranja tržišta električne energije,
- dinamika otvaranja tržišta
- zaštita socijalno osjetljivih kupaca.

Razdvajanje mrežnih (prijenos i distribucija) od tržišnih djelatnosti (proizvodnja i opskrba) ključno je za transparentnost poslovanja elektroenergetskih kompanija te je obvezno prema EU Direktivama koje reguliraju unutarnje tržište električne energije. Na taj način Europska unija nastoji spriječiti nastajanje rizika štetnog djelovanja okomito integrirane elektroenergetske tvrtke koja je u pravilu vodeći tržišni igrač, a koja može iskoristiti pravo upravljanja distribucijskom ili prijenosnom mrežom kako bi pogodovala proizvodnim, odnosno opskrbnim tvrtkama u svome vlasništvu.

Razdvajanje ima različite dimenzije i obuhvaća računovodstveno, funkcionalno, pravno i vlasničko razdvajanje. Računovodstveno razdvajanje je minimum koji zahtijevala Europska unija na početku reformskih procesa, a podrazumijeva vođenje odvojenih računa (bilance i računa dobiti i gubitaka) za mrežne djelatnosti kako bi se izbjeglo prelijevanje sredstava između elektroprivrednih djelatnosti i tako narušilo tržišno natjecanje. Funkcionalno razdvajanje predstavlja korak dalje jer zahtijeva organizacijsko izdvajanje prijenosa i distribucije unutar okomito integrirane tvrtke s namjerom osiguranja njihove neovisnosti. Konačni cilj je pravno razdvajanje koje podrazumijeva formiranje nove tvrtke za obavljanje djelatnosti prijenosa (OPS – Operator prijenosnog sustava) ili distribucije električne energije (ODS – Operator distribucijskog sustava). Sukladno pravnim propisima EU-a, države članice mogu u svojim nacionalnim zakonodavstvima odrediti da se pravno razdvajanje ODS-a od okomito integrirane tvrtke ne primjenjuje kada tvrtka ima manje od 100.000 priključenih korisnika, no i dalje imaju obvezu funkcionalnog razdvajanja (Tešnjak, Banovac, Kuzle, 2010). Vlasničko razdvajanje podrazumijeva da operator prijenosnog/distribucijskog sustava nije u vlasništvu vertikalne kompanije. Prema dosadašnjim Direktivama, razdvajanje ne stvara obvezu razdvajanja vlasništva nad imovinom.

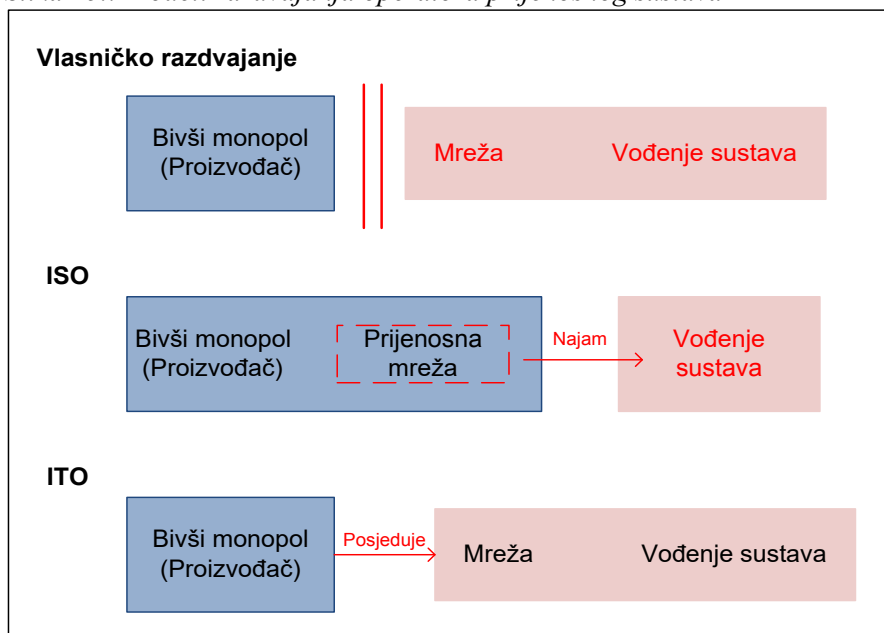
Dosadašnje restrukturiranje okomito integriranih elektroenergetskih tvrtki u EU-u i većini tranzicijskih zemalja temeljilo se na jednom od dva modela uspostave operatora prijenosnog sustava:

- Model operatora prijenosnog sustava (OPS ili TSO – *Transmission System Operator*) gdje jedna tvrtka obavlja djelatnost prijenosa električne energije i vođenja elektroenergetskog sustava. OPS mora biti razdvojen od ostalih djelatnosti okomito integrirane tvrtke, a EU preferira pravno razdvajanje kako bi se osigurao nediskriminatorni pristup mreži.
- Model nezavisnog operatora sustava (NOS ili ISO – *Independent System Operator*) gdje vođenje elektroenergetskog sustava obavlja tvrtka koja je vlasnički odvojena od regulirane djelatnosti prijenosa električne energije. NOS nema komercijalnih interesa u tržišnim djelatnostima proizvodnje i opskrbe električnom energijom, a može biti u državnom vlasništvu, vlasništvu institucija ili elektroenergetskih tvrtki.

Pod utjecajem moćnih zemalja članica EU-a kao što su Njemačka i Francuska, Treći paket energetske propisa EU-a prihvaćen u srpnju 2009. predviđa i treći model uspostave operatora prijenosnog sustava – Neovisnog operatora prijenosa (NOP ili ITO – *Independent Transmission Operator*). Ovaj model predstavlja kompromisno rješenje jer je NOP/ITO unutar vertikalno integriranog poduzeća samostalno ovlašten za vođenje elektroenergetskog sustava. Mreža je u vlasništvu Operatora prijenosa, a Operator je u vlasništvu bivšeg vertikalno integriranog poduzeća. Ovaj model predstavlja znatno kompleksnije rješenje jer nadzor regulatora mora biti vrlo strog i složen kako bi se spriječilo narušavanje tržišnog natjecanja. Operator mora biti u potpunosti samostalan, što podrazumijeva vlastite kadrovske, financijske, tehničke i sve ostale resurse. Samostalnost ide toliko daleko da je zabranjeno korištenje istih konzultanata, revizora itd., a čak i sam vizualni identitet ne smije asociirati na bivše vertikalno integrirano poduzeće. Slika 25. daje prikaz tri modela razdvajanja operatora prijenosnog sustava.

Europska unija prvenstveno se posvetila problemima razdvajanja energetske djelatnosti na proizvodnju, prienos, distribuciju i prodaju, izdvajajući pitanja upravljanja prijenosnim i distribucijskim mrežama kao najvažnijim pitanjima razvoja tržišta. Rješenje tog pitanja je nužno, ali ne i dovoljno za ostvarivanje temeljnih ciljeva energetske tržišta. Na temelju važećih direktiva zahtjevi za pravno razdvajanje djelatnosti i nezavisno vođen OPS trebali su se primijeniti do 1. srpnja 2004. godine. Nedostatan napredak u provedbi procesa razdvajanja djelatnosti ističe se kao najveća prepreka povećanju konkurentnosti i razvijanju tržišne utakmice u sektoru opskrbe i distribucije električnom energijom i plinom. Prijedlozi Europske unije idu za tim da se pitanje nezavisnosti operatora prijenosne mreže (a jednako tako i distribucijske) postavi i kao vlasničko pitanje, što je nužan korak za realizaciju koncepta otvorenog tržišta (Granić i suradnici, 2008).

Slika 25.: Modeli razdvajanja operatora prijenosnog sustava

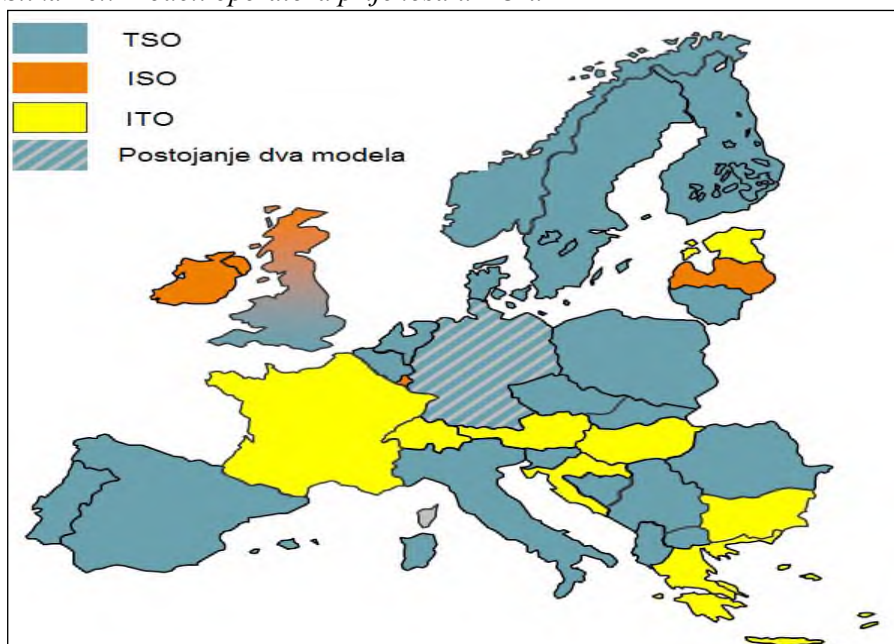


Izvor: Izrada autora

U okviru restrukturiranja hrvatskog elektroenergetskog sektora, u travnju 2005. godine osnovan je HEP-Operator prijenosnog sustava d.o.o. (HEP-OPS) koji u srpnju 2013. postaje Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o. (HOPS). HOPS d.o.o. je vlasnik cjelokupne hrvatske prijenosne mreže (naponskih razina 400kV, 220kV i 110kV), te posjeduje dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti prijenosa električne energije kao regulirane javne usluge. Poslovanje HOPS d.o.o. regulirano je Zakonom o energiji (Narodne novine 120/2012, 14/2014, 95/2015, 102/2015), Zakonom o tržištu električne energije (Narodne novine 22/2013, 95/2015, 102/2015), te drugim domaćim i međunarodnim propisima (www.hops.hr). HOPS posluje po ITO modelu, što podrazumijeva funkcijsku neovisnost o matičnom društvu, Hrvatskoj elektroprivredi d.d., i njenim povezanim društvima, te nediskriminatorno ponašanje prema svim korisnicima prijenosnog sustava

Podaci o stanju prijenosnog sustava u Europskoj uniji pokazuju da se upravljačko vlasnički odnosi kod operatora prijenosnog sustava razlikuju unutar zemalja (Slika 26.).

Slika 26.: Modeli operatora prijenosa u EU-u



Izvor: Izrada autora

Kao što se može vidjeti, upravljačko-vlasnički odnosi kod operatora prijenosnog sustava razlikuju se unutar zemalja. U nekim zemljama oni su samostalni gospodarski subjekti sa svim obilježjima TSO/OPS, manji dio zemalja izabrao je ITO model kao kompromisno rješenje (Francuska, Njemačka, Austrija, Mađarska, Bugarska, Grčka i Republika Hrvatska), a najrjeđe je u primjeni ISO model. Njemačka ima kombinaciju TSO i ITO modela. Što se tiče broja operatora prijenosa, u velikoj većini zemalja i dalje postoji samo jedan, dok ih jedino u Austriji (3), Njemačkoj (4), Italiji (8) i Portugalu (3) ima više, no oni su raspoređeni regionalno te svaki pokriva jedno regionalno područje, s obzirom da se radi o prirodnom monopolu i reguliranoj djelatnosti.

Hrvatska je prihvatila ITO model nakon dugo promišljanja i napetosti, pa je zanimljivo usporediti rezultate restrukturiranja u navedenih sedam zemalja koje su također prihvatile isti model. Bez obzira na razlike koje proizlaze iz različitog energetskeg miksa pojedinih zemalja (npr. Francuska u velikoj mjeri ovisi o nuklearnoj energiji, za razliku od ostalih zemalja), različitog povijesnog nasljeđa (elektroenergetski sektor Mađarske, Bugarske i Hrvatske razvijao se u različitim gospodarskim okolnostima u vrijeme socijalizma i dogovorne ekonomije) i različite razvijenosti njihovih ekonomija, podaci pokazuju da se mogu uočiti određene zajedničke tendencije. Sve zemlje ostvarile su rast cijena električne energije bez obzira da li su cijene regulirane (npr. Grčka) ili ne (npr. Austrija). Rast cijena više je izražen nego u zemljama koje su izabrale TSO model razdvajanja. Također se može uočiti visoka

koncentracija na veleprodajnom (Hrvatska, Francuska, Grčka) i maloprodajnom tržištu s niskim stopama promjene opskrbljivača od 0% u Bugarskoj do 10% u Njemačkoj. Analize također pokazuju da je regulatorni nadzor znatno kompliciraniji nego u slučaju TSO modela, što povećava troškove, ali i stavlja veću težinu na ulogu regulatora koji mora biti nezavisan i kompetentan. Primjer Francuske to zorno potvrđuje. Naime, na francuskom tržištu električne energije postoji izrazito visoka koncentracija gdje samo jedan subjekt (EDF) ima čak 90% instaliranih proizvodnih kapaciteta (uključujući sve nuklearne elektrane). S obzirom da je Operator prijenosa u vlasništvu EDF-a, njegova poslovanje je pod strojim nadzorom regulatora koji je čak naložio EDF-u da 20% svoje proizvodnje mora prodati svojim konkurentima kako bi se smanjila koncentracija na tržištu. EDF ima također u svom vlasništvu i 95% distribucijske mreže (ostatak od 5% je u vlasništvu lokalnih ODS-ova), zbog čega je tržišna koncentracija izuzetno visoka. Iako potrošači imaju slobodu izbora opskrbljivača još od 2007. godine, stopa promjene opskrbljivača je vrlo niska (tek 3,5% u razdoblju 2011. - 2016.), a ogromna većina potrošača, njih čak 95%, izabrala je regulirane cijene.

3.4. Liberalizacija energetskega sektora

Proces deregulacije i otvaranja tržišta električnom energijom doveo je do razvoja različitih strukturnih modela tržišta električne energije s različitim stupnjevima konkurencije. Ovi modeli predstavljaju faze u liberalizaciji tržišta električne energije i pokazuju tijek reformskog procesa u elektroenergetskom sektoru. Svaki od ovih modela podrazumijeva postojanje određenog tržišnog mehanizma koji osigurava uvođenje konkurencije na tržište električne energije. Četiri temeljna modela organizacije elektroenergetskog sektora jesu:

Model 1 - *Vertikalno integrirani monopol* u kome nema konkurencije niti u proizvodnji, niti u prodaji električne energije. Potrošači nemaju pravo izbora jer mogu kupovati energiju isključivo od jednog, monopolskog poduzeća koje je u pravilu u vlasništvu države. Ovaj model bio je karakterističan u predreformsko vrijeme.

Model 2 - *Jedan kupac ili Purchasing agency (monopson)* u kome je dozvoljeno, ili se zahtijeva, postojanje jednog kupca/veletrgovca (purchasing agency) koji može nabavljati električnu energiju od više proizvođača s ciljem poticanja konkurencije na tržištu. S obzirom na to da u ovom modelu nema slobodnog pristupa treće strane i nije osigurano tržišno natjecanje, Europska unija nije ga prihvatila kao alternativu.

Model 3 - *Veletržište* na kome je omogućeno distributivnim kompanijama da izaberu svog dobavljača, što uvodi konkurenciju među proizvođače i na maloprodajnom tržištu. U ovom modelu postoji slobodan pristup prijenosnoj mreži i djeluje mehanizam veleprodajne burze električne energije. Napredak

u odnosu na prethodni model ostvaren je mogućnošću da proizvođači prodaju električnu energiju različitim kupcima, bilo distribucijskim tvrtkama, bilo velikim industrijskim potrošačima, a ne samo jednom kupcu, što čini tržište konkurentnim.

Model 4 - *Maloprodaja* u kojoj je dozvoljeno svim kupcima da sami izabiru svog dobavljača, što podrazumijeva potpunu konkurenciju. Osim toga prema ovom modelu postoji slobodan pristup prijenosnoj i distribucijskoj mreži.

Naravno da optimalan model tržišta ovisi o ekonomskim, tehničkim, ali i socijalnim i institucionalnim specifičnostima svake pojedine zemlje, a u skladu s time treba donijeti tržišna pravila i tehničke norme kojima se potiče razvoj i otvaranje tržišta. Bez obzira na relativno veliki broj direktiva EU-a i pravnu reguliranost obveze liberalizacije tržišta, postoje velike razlike u dostignutom stupnju otvorenosti u zemljama članicama Europske unije. U nastavku će se analizirati liberalizacija tržišta električne energije prema otvorenosti maloprodajnog tržišta i prema mogućnosti krajnjih kupaca da promjene opskrbljivača.

3.4.1. Rezultati liberalizacije tržišta električne energije

Iako u ekonomskoj literaturi uglavnom nema previše dileme oko toga pogoduje li liberalizacija tržišta krajnjim potrošačima nižim cijenama i većim izborom proizvoda i usluga, energetska tržišta su specifična i dobrim dijelom različita u odnosu na ostala tržišta dobara i usluga. Tržište električne energije drugačije je u odnosu na tržište prirodnog plina, nafte ili ugljena jer se električna energija ne može uskladištiti pa sustav mora biti dimenzioniran kako bi mogao pokriti kratkotrajna vršna opterećenja. Također, radi se o umreženom energentu jer su prijenos, distribucija i opskrba električnom energijom mogući samo putem umrežene infrastrukture. Stoga je tržište električnom energijom specifično te mnogi zaključci vezani uz liberalizaciju tržišta ne vrijede i u ovom slučaju.

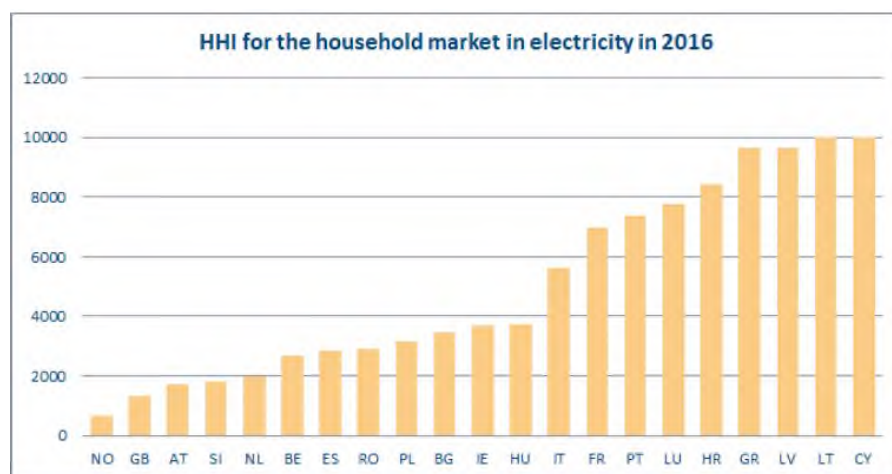
Generalno, liberalizacija tržišta podrazumijeva otvaranje tržišta i mogućnost krajnjih potrošača da slobodno biraju svog opskrbljivača električnom energijom, što podrazumijeva postojanje konkurencije. Odgovor na pitanje kada postoji konkurencija na tržištu nije jednostavan jer ovisi o nekoliko elemenata: broju alternativnih opskrbljivača, kada je broj alternativnih opskrbljivača tako velik da niti jedan nije pogođen poslovnim potezima konkurentskog opskrbljivača te kada HHI (Herfindahl-Hirschmann indeks) ne prelazi određenu vrijednost. HHI indeks računa se prema formuli koja predstavlja sumu kvadrata tržišnih udjela svih na tržištu prisutnih konkurentskih tvrtki:

$$HHI = \sum_{i=1}^n S_i^2$$

Kada je $HHI < 1000$, koncentracija na tržištu je niska i niti jedan tržišni igrač nema značajan udio na tržištu, HHI između 1000 i 1800 pokazatelj je umjerene koncentracije, a u slučaju kada je $HHI > 1800$, smatra se da postoji mogućnost štetnog utjecaja okrupnjavanja. $HHI > 2200$ ukazuje na visoku koncentraciju i dijelom monopolizirano tržište (npr. kod oligopola 4 tvrtke s istim udjelom od 25 %, HHI iznosi 2500).

Sljedeća slika prikazuje stupanj koncentracije na maloprodajnom tržištu električne energije u zemljama EU-a mjerene pomoću HHI indeksa.

Slika 27.: Stupanj koncentracije na maloprodajnom tržištu električne energije u zemljama EU-a 2016. godine



Izvor: CEER, 2017

Kao što se može vidjeti, sve zemlje (s izuzetkom Norveške i Velike Britanije) imaju HHI indeks iznad 1800, a većina njih i znatno više od toga, što jasno upućuje na zaključak da su rezultati liberalizacije i otvaranja tržišta za krajnje potrošače izostali. Od promatrane 21 zemlje u samo njih 5 (Norveška, Velika Britanija, Austrija, Slovenija i Nizozemska) HHI iznosi manje od 2000. Na Cipru je HHI 10000, što znači da na tržištu postoji samo jedan dobavljač te da je ono visoko koncentrirano i bez konkurencije. Zemlje koje nisu prikazane na grafikonu, poput Švedske ili Njemačke, ipak imaju znatno nižu tržišnu koncentraciju.

Može se očekivati da će tranzicijske zemlje jugoistočne Europe imati višu koncentraciju na tržištu, što potvrđuju sljedeći podatci.

Tablica 18.: Tržišna koncentracija na maloprodajnom tržištu u zemljama jugoistočne Europe 2016. godine

Zemlja	Broj opskrbljivača koji opskrbljuju min. 5 % krajnjih kupaca	Tržišni udio 3 najveća opskrbljivača (u %)	Tržišni udio ex vertikalno integrirane kompanije (u %)
Albanija	1	96	100
BiH	3	95	100
Crna Gora	1	100	100
Makedonija	3	85	100
Kosovo	1	100	100
Srbija	1	99	100

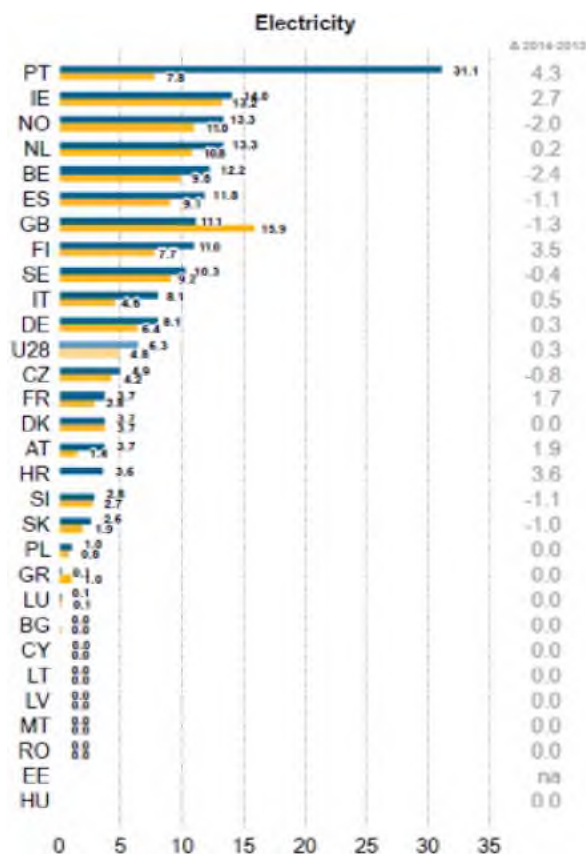
Izvor: ECRB, 2017

Kako se može vidjeti, u svim zemljama postoji izrazito visoka koncentracija na maloprodajnom tržištu, a proces otvaranja tržišta na samom je početku. Tako je npr. u Albaniji 2016. godine registrirano 20 aktivnih dobavljača, no tržišni udio 3 najveća opskrbljivača iznosi 96 %, odnosno 100%-tni udio *incumbent* tvrtke. Slična je situacija i u Bosni i Hercegovini, a najviša koncentracija je u Crnoj Gori i na Kosovu gdje ne postoji konkurencija.

Važan je pokazatelj otvaranja tržišta stopa promjene opskrbljivača. U nastavku poglavlja analizira se situacija u zemljama EU-a.

Iako su neke zemlje ostvarile relativno značajnije stope promjene u razdoblju nakon 2008. godine, a najviše Velika Britanija s 15,9 % promjene, ipak je dinamika vrlo spora i nezadovoljavajuća u velikoj većini zemalja. U prosjeku je manje od 5 % krajnjih potrošača promijenilo opskrbljivača, a u čak polovini zemalja uopće nema promjena.

Slika 28.: Stope promjene opskrbljivača u zemljama EU-a 2014. - 2013. i prosječno u razdoblju 2008. - 2013.



Izvor: CEER, 2017

3.4.2. Tržišni redizajn i intervencionizam na energetsom tržištu

Iako energetska politika Europske unije počiva na liberalizaciji i otvaranju tržišta, kretanja nakon globalne recesije koja je započela 2007. godine pokazuju suprotno. Subvencije u energetici rastu, a prema podacima MMF-a (MMF, 2017) iznosile su čak 8 % ukupnih državnih rashoda u 2011. godini. U tom su se razdoblju mnoge energetske kompanije našle u financijskim problemima, ne samo zbog financijske krize i recesije, već i zbog izmijenjenih okolnosti. Jedan dio kompanija zakasnio je s restrukturiranjem i prilagodbom novim tržišnim uvjetima i novim naprednim tehnologijama, neke su zapale u probleme jer su se preinvestirale, a većina ipak nije dovoljno

dobro anticipirala veliku i brzu penetraciju intermitentnih obnovljivih izvora koji su potaknuli probleme stabilnosti i upravljanja elektroenergetskim sustavom. U takvim uvjetima mnoge su kompanije tražile pomoć države, na koje nositelji energetske politike najčešće pristaju iz različitih ekonomskih i političkih razloga. Nema sumnje da je konkurentan i stabilan energetski sektor ključan faktor razvoja industrije i cjelokupnog gospodarstva, a cijene energenata, posebice električne energije, često su i socijalno, a ne samo ekonomsko pitanje. Stoga ne čudi spremnost država na različite intervencije na energetskim tržištima.

Situacija se posljednjih nekoliko godina nije promijenila, dapače i najrazvijenije zemlje okreću se intervencionizmu i povećavaju subvencije, posebice u elektroenergetici. Iako je ekonomska teorija relativno konzistentna u preferiranju slobodnog tržišta i smanjenju intervencionizma kao optimalnog modela, stvarnost ipak značajno odstupa od teorije zbog čega se nositelji ekonomske i energetske politike sve više okreću različitim oblicima subvencija kako bi ublažili nepovoljne učinke tržišnih nesavršenosti. Trend razvoja energetskog sektora u pravcu brzorastućeg udjela obnovljivih izvora i tranzicije prema niskougljičnoj ekonomiji kao odgovora na klimatske promjene, promijenili su okolnosti u kojima se razvijaju tržišta energenata, posebice tržište električne energije. Važan je argument državne intervencije ispravljanje tržišnih nesavršenosti, odnosno eksternalija vezanih uz emisije stakleničkih plinova. U uvjetima niskih cijena emisija CO₂ nema tržišnih poticaja za ulaganja u niskougljične tehnologije te mnogi smatraju da će biti nemoguće ostvariti vrlo ambiciozno postavljene ciljeve dekarbonizacije i smanjenja emisija CO₂ za čak 80 % do 2050. Velike subvencije prema modelima poticanja obnovljivih izvora putem feed-in tarifa i feed-in premija nesumnjivo su potaknule rast eksploatacije obnovljivih izvora u početnim fazama, no danas je jasno da su tržišni mehanizmi bolje rješenje u uvjetima kada je većina tehnologija (u eksploataciji vjetra, sunca i biomase) postala „zrela“ i komercijalna.

Važan argument u korist intervencionizma u energetici svakako je sigurnost opskrbe, što je oduvijek bilo i geostrateško i političko pitanje. Prema Graniću (2010) sigurnost se opskrbe može, u najširem smislu, definirati kao pravovremena isporuka energije u količini, kvaliteti i vremenskoj dinamici potrebnoj kupcu, po razumnim cijenama. Konkretnije rečeno, sigurnost opskrbe podrazumijeva dimenzioniranje proizvodnih kapaciteta kako bi mogli pokriti vršnu potrošnju, a smisao je zajedničkog tržišta osigurati stabilnost opskrbe putem prekogranične trgovine. Ipak, država se može smatrati odgovornom za sigurnost i stabilnost opskrbe koje imaju svoju cijenu koju u konačnici plaćaju krajnji potrošači.

Prema Graniću (2010) država bi trebala provoditi aktivne mjere u određenim situacijama kada ne postoje adekvatni tržišni mehanizmi, kao što je npr.

slučaj u zemljama s reguliranim cijenama energije gdje nema tržišnih poticaja za nove investicije u projekte sigurnosti opskrbe. U situacijama kada treba ulagati u projekte energetske infrastrukture za razvoj novog tržišta, za nove kupce (nepoznate kupce) ili povećanje potrošnje energije postojećih kupaca, nerealno je očekivati da će rizik preuzeti energetske kompanije. One optimiraju svoje poslovno ponašanje i nesklone su takvim ulaganjima koje smatraju rizičnim te je stoga sigurnost opskrbe u velikoj mjeri upravo odgovornost države. Ipak, stručnjaci, a i javnost, dvoje o tome treba li imati dovoljno vlastitih kapaciteta, od kojih su neki neprofitabilni, ili se jednim dijelom može oslanjati na jeftiniji uvoz. Stoga izgradnja i diverzifikacija dobavnih pravaca i potrebne infrastrukture izravno utječu na sigurnosti opskrbe.

Iako realnost pokazuje da su intervencije na specifičnim tržištima energenata često nužne, ipak možemo navesti razne argumente protiv intervencija u energetici. Najčešći argument svakako je onaj o realnoj cijeni intervencija koju na kraju plaćaju krajnji potrošači. Prema nekim procjenama poticaji za obnovljive izvore povećali su račune krajnjih potrošača za električnu energiju za čak 32 %, a njihov je učinak na smanjenje emisija CO₂ upitan. Dogodio se pad cijena ugljena što je dovelo do, doduše privremene, *gas to coal* tranzicije u Europi. Ove promjene dodatno su potaknute najavama Njemačke o gašenju nuklearnih elektrana nakon katastrofe u Fukushimi pa je udio ugljena i lignita porastao na čak 50 % u energetsom mixu Njemačke nakon 2011. godine. Iako se zadnjih nekoliko godina smanjuje udio ugljena, u Njemačkoj je 2017. i dalje viši (37 %) nego udio obnovljivih izvora (33 %). Imajući u vidu neuspjeh razvoja tehnologija za uskladištenje ugljika (CCS tehnologije), jasno je da je rast udjela ugljena u mnogim europskim zemljama rezultirao rastom emisija stakleničkih plinova. Ako se tome doda rast cijena električne energije, čini se, da ekonomski učinci intervencija u sektoru obnovljivih izvora nisu bili pretjerano uspješni.

3.4.3. Uloga WTO-a u liberalizaciji tržišta električne energije

Premda je dosadašnji proces liberalizacije tržišta električne energije u Europskoj uniji i Hrvatskoj bio presudno određen propisima prvog i drugog, a sada i trećeg paketa energetske propisa Europske unije, otvaranje energetske tržišta dijelom je određeno i multilateralnim trgovinskim okvirom Svjetske trgovinske organizacije (WTO – *World Trade Organization*) i Općeg sporazuma o trgovini uslugama (GATS - *General Agreement on Trade in Services*). Bitan razlog zbog kojeg je energija, a posebice električna energija, dugo bila marginalizirana u multilateralnim trgovinskim pregovorima vezan je uz problem sektorske klasifikacije. Naime, dugo je postojala dilema o tome je li električna energija roba ili usluga jer elektroenergetski sektor obuhvaća četiri djelatnosti: proizvodnju,

prijenos koji se odnosi na visokonaponske mreže, distribuciju koja se odnosi na niskonaponske mreže i opskrbu koja obuhvaća prodaju električne energije konačnim potrošačima. Proizvodnja električne energije ima osobine robe, dok su ostale djelatnosti uslužne, zbog čega je bilo teško definirati cjelokupni sektor, posebice u vrijeme kada su ove četiri djelatnosti bile međusobno povezane u jednom vertikalno integriranom poduzeću. Stoga je u vrijeme Urugvajске runde⁸ električna energija bila klasificirana kao usluga jer se ne može uskladištiti, iako Svjetska carinska organizacija (WCO - *World Custom Organisation*) u svojoj harmoniziranoj robnoj klasifikaciji (*Harmonised Commodity Description and Coding system*) svrstava električnu energiju u robe.

Usporedo s procesom razdvajanja tržišnih i mrežnih djelatnosti stekli su se uvjeti i za razdvajanje tretmana električne energije pa se tako proizvodnja klasificira kao roba i stoga je podložna pravilima GAT-a, dok su ostale tri djelatnosti klasificirane kao uslužne i stoga pod ingerencijom GATS-a. Problematika stranih direktnih investicija u proizvodnju energije nije predmet multilateralnih trgovinskih pregovora (Eberhard, 2003). S obzirom na to da postoji visoka segmentacija tržišta i veliki broj različitih usluga na energetsom tržištu nije pobliže definiran pojam „energetske usluge” (WTO, 2005), a proces liberalizacije uglavnom se veže uz liberalizaciju trgovine energentima jer u mnogim regijama postoje veliki potencijali za prekograničnu trgovinu (*cross-border trade*).

Liberalizacija trgovine robama usmjerena je na smanjivanje i ukidanje carina, kvota i ostalih necarinskih ograničenja, dok je cilj liberalizacije usluga uklanjanje različitih oblika diskriminacije u državnoj regulaciji uslužnih sektora te osiguravanje jednakih uvjeta za sve pružatelje usluga. Slično kao i pri trgovini robama, GATS uvodi dva osnovna principa: klauzulu najpovoljnije nacije (*MFN*) i nacionalni tretman. *MFN* princip podrazumijeva da svaka članica WTO-a mora svim pružateljima usluga osigurati iste uvjete bez diskriminacije s obzirom na zemlju podrijetla, dok nacionalni tretman podrazumijeva da strani i domaći pružatelji usluga moraju biti jednako tretirani. Dosadašnji proces liberalizacije bio je povezan s deregulacijom jer su trgovinske barijere u uslužnom sektoru najvećim dijelom rezultat nastojanja država/vlada da zadrže visok stupanj kontrole i

⁸ Pod okriljem GATT-a stvaran je multilateralni trgovinski sustav tijekom četiri do sada održane runde pregovora: Dillon runda (1960-1961), Kennedyjeva runda (1964-1967), Tokyo runda (1973-1979) i Urugvajska runda (1986-1994) na kojoj je zaključeno da GATT kao privremeni sporazum prerasta u Svjetsku trgovinsku organizaciju. Ministarskom konferencijom u Dohi (Katar) 2001. godine započinje nova runda multilateralnih trgovinskih pregovora nazvana Doha runda. Mnoge dileme o ulozi WTO-a u očuvanju interesa razvijenih zemalja na štetu zemalja u razvoju pokrenule su antiglobalizacijski pokret na svjetskoj razini i utjecale na propitivanje ciljeva i načela ove međunarodne institucije.

regulacije nad pružanjem usluga, pogotovo onih javnih. Javne usluge od ključne su važnosti za funkcioniranje svih sektora gospodarstva i kućanstava te su stoga nužno podvrgnute određenom vidu nadzora/regulacije vlade/ministarstava ili posebno uspostavljenog nadležnog regulatornog tijela, odnosno regulatorne agencije. Regulacija javnih usluga primjenjuje se uvijek u onim gospodarskim granama koje imaju karakteristike prirodnih monopola, kao što je slučaj s elektroenergetskim sektorom. Iako je cilj WTO-a smanjenje ograničenja u međunarodnoj trgovini i povećanje konkurencije, što bi se trebalo postići deregulacijom, regulacija javnih usluga ipak je razvojna nužnost. Ona je neophodna u uvjetima kada su energetska tržišta još uvijek daleko od „savršenih tržišta“ pa je potrebno korigirati tržišne nedostatke (*market failures*) kao što su negativni učinci na okoliš, asimetrične informacije (što je posebice važno u kontekstu zaštite malih dioničara) ili negativno djelovanje monopola (posebice u kontekstu cijena). Liberalizacija energetske tržišta vrlo je kompleksna iz više razloga:

- energetske tržište vrlo je segmentirano, postoji čak 30 vrsta različitih usluga
- tržište karakterizira visoka koncentracija, a poduzeća su i dalje vertikalno integrirana kako bi maksimalno iskoristila svoju tržišnu moć
- u energetske sektoru, a posebice elektroenergetskom i plinskom, u tijeku su strukturne reforme koje obuhvaćaju sveobuhvatne promjene na više razina, o čemu je već bilo riječi u prethodnim poglavljima
- većina zemalja i dalje subvencionira svoja energetske poduzeća na različite indirektno načine.

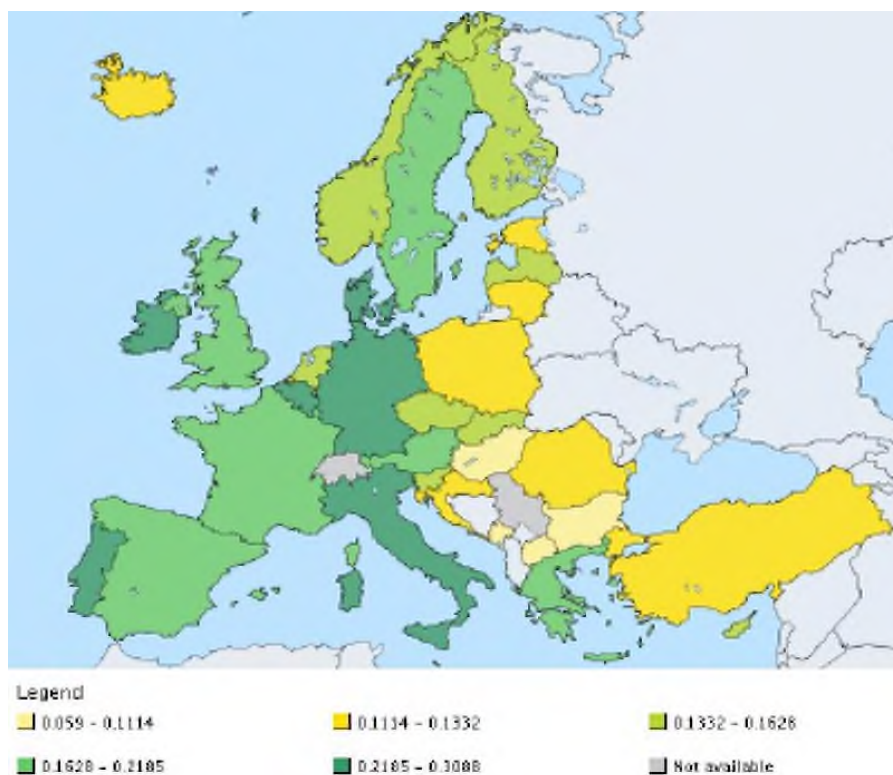
Uloga GATS-a u procesu liberalizacije usluga odnosi se na uklanjanje svih tržišnih barijera i stvaranje jednakih konkurentskih uvjeta za domaće i strane pružatelje usluga. Tijekom Urugvajске runde doneseno je tek nekoliko pravila koja su se odnosila na trgovinu energijom, uglavnom na tržištima električne energije koja su u to vrijeme karakterizirala vertikalno integrirana monopolska poduzeća. S obzirom na činjenicu da je većina zemalja započela s liberalizacijom i otvaranjem tržišta električne energije i plina, najnovija Doha runda multilateralnih pregovora koja je započela još 2001. godine zauzela je stav da niti jedan uslužni sektor, pa tako ni energetske, ne može biti izuzet iz pregovora. Iako su relativno dugo energetske usluge bile marginalizirane, s vremenom je sve veći broj zemalja postavio zahtjeve vezane uz trgovinu energijom pa će nesumnjivo još biti globalnih promjena na ovom području.

3.4.4. Učinci liberalizacije tržišta na cijene električne energije

Iako su na početku reformskih procesa očekivanja od liberalizacije tržišta električne energije bila velika, podatci pokazuju da se nisu ostvarila, ni što se tiče konvergencije, ni snižavanja razine cijena.

Evidentne razlike u razini cijena električne energije vidljive su na sljedećim slikama (Slika 29. i 30.).

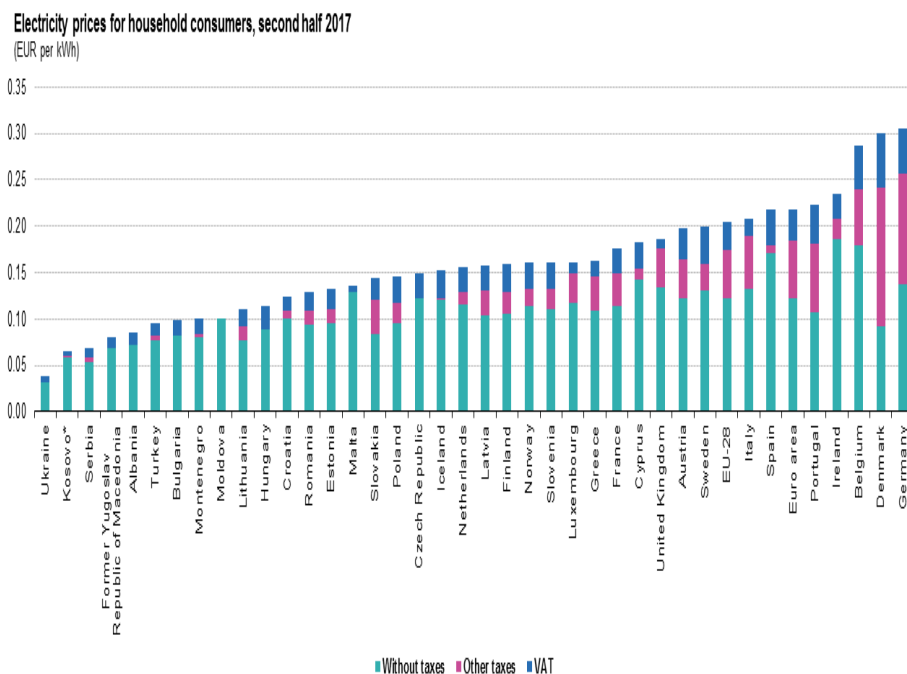
Slika 29.: Cijene električne energije za domaćinstva u 2017. godini, s uključenim porezima (EUR/kWh)



Izvor: Eurostat, 2018

Evidentna divergencija cijena dodatno je potaknuta različitom strukturom konačne cijene električne energije zbog različitih poreznih politika i politika poticanja proizvodnje iz obnovljivih izvora. Stoga ne čudi da najviše finalne cijene imaju zemlje s najvišim porezima i drugim davanjima, u prvom redu naknadama za poticanje OIE u državama kao što su Njemačka i Danska.

Slika 30.: Struktura cijene električne energije za domaćinstva u 2017. godini s uključenim porezima (EUR/kWh)



(*) This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo Declaration of Independence.

Source: Eurostat (online data codes: nrg_pc_204)

eurostat

Izvor: Eurostat, 2018

Kao što se može vidjeti, najniže cijene još uvijek imaju najmanje razvijene zemlje kao što su zemlje jugoistočne Europe – ugovorne članice Energetske zajednice te Bugarska, Litva i Mađarska. Hrvatska spada u grupu navedenih zemalja s obzirom na cijenu električne energije za kućanstva, koja je znatno niža od prosjeka EU-28. Ako se uspoređuju cijene bez poreza i ostalih naknada, razlike između članica EU-a ipak su manje izražene, što pokazuje izostanak zajedničke porezne politike i neravnomjerno porezno opterećenje energije.

Ekonomistima je ipak zanimljivija analiza relativnih cijena, odnosno cijena izraženih prema paritetu kupovne moći (*Purchasing power parity – PPP*) koja pokazuje stvarno opterećenje kućanstava troškovima električne energije. Cijene izražene na taj način prikazane su na sljedećoj Slici.

Slika 31.: Cijene električne energije za kućanstva prema PPP metodi



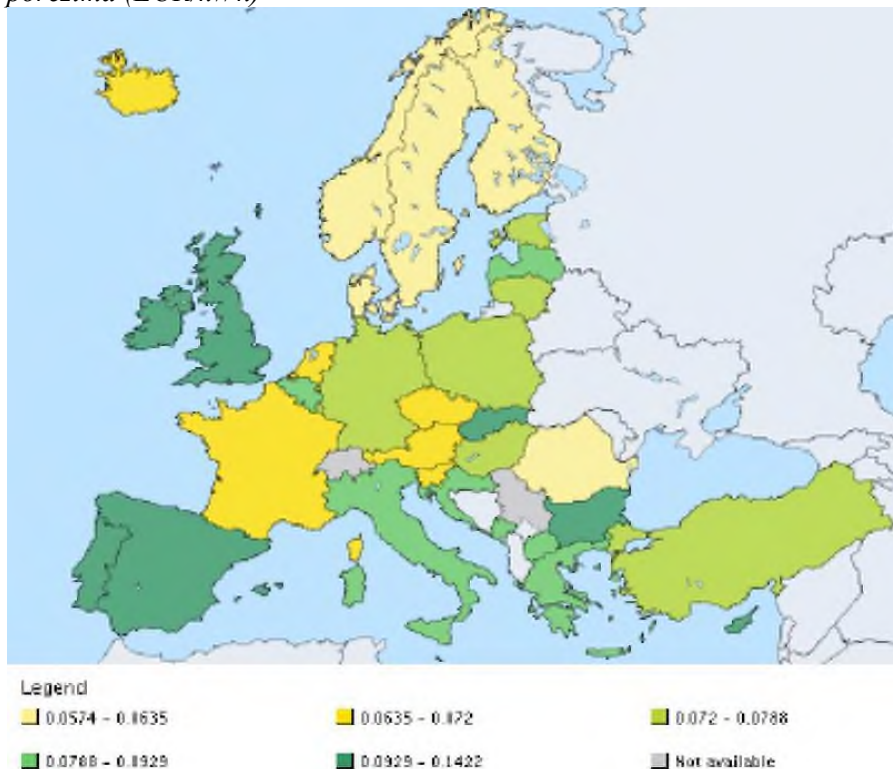
PPP not available for Liechtenstein and Kosovo.

Izvor: Eurostat, 2017

Primijenjena metodologija značajno mijenja zaključke te su sada relativno najniže cijene električne energije u 2015. godini plaćala kućanstva u Finskoj, Švedskoj i Luksemburgu, dok su najviše cijene zabilježene u Portugalu i Njemačkoj. Hrvatska kućanstva plaćala su prosječnu cijenu električne energije, a slično je i s ostalim zemljama koje plaćaju nisku nominalnu cijenu električne energije kao što Bugarska, Mađarska i Češka.

Divergencija cijena električne energije vidljiva je i u industrijskih potrošača. (Slika 32.)

Slika 32.: Cijene električne energije za industriju 2017. godine, s uključenim porezima (EUR/kWh)



Izvor: Eurostat, 2018

Očekivano, najskuplju električnu energiju plaćaju poduzeća u najrazvijenijim zemljama, iako je u tim zemljama cijena za industrijske korisnike značajno niža nego cijena za kućanstva. S druge strane, u najmanje razvijenim članicama EU-a još se uvijek vide posljedice politike unakrsnih subvencija. Politika unakrsnih subvencija (*cros-sectoral*) kojima se ista usluga manje naplaćuje za kućanstva još uvijek je karakteristična za manje razvijene zemlje koje su u prošlosti, a dijelom i danas, vodile socijalnu politiku putem nižih cijena električne energije za domaćinstva. Što se tiče konvergencije razine cijena na razini EU-a, podaci pokazuju da ipak nije došlo do približavanja cijena, kako za privatne potrošače (kućanstva), tako i za industrijske potrošače, bez obzira na određene pomake. Podatci tijekom dužeg razdoblja pokazuju trend porasta cijena, posebice kod novih članica. U nekim se razdobljima cijena električne energije u starim članicama smanjila zbog početnih viškova energije iz novih članica, no ti su se učinci vrlo brzo izgubili.

3.5. Regulacija i regulatorne reforme

Kao što je slučaj i s mnogim drugim područjima, regulacija infrastrukturnih, mrežnih djelatnosti u tranzicijskim i zemljama u razvoju u pravilu je modelirana po uzoru na praksu razvijenih zemalja. Brojna teorijska i empirijska istraživanja⁹ provedena na uzorku razvijenih zemalja potvrdila su važnost regulatornih reformi i osnivanja nezavisnih regulatornih agencija čime su postavljeni temelji restrukturiranja energetskog sektora i liberalizacije tržišta energenata. Ekonomisti nisu pokazali prevelik interes za istraživanje učinaka regulacije u manje razvijenim zemljama pa se pionirskim radom smatra knjiga Jean-Jacquesa Laffonta(2005) koja je posvećena specifičnostima regulacije mrežnih djelatnosti u zemljama u razvoju i tranzicijskim zemljama. Ova knjiga potaknula je i druge autore (Alexander, 2006; Cubbin and Stern, 2006; Zhang et.al., 2008; Estache i Wren-Lewis, 2010) da istraže probleme i ograničenja u ovim zemljama koja su znatno kompleksnija u odnosu na razvijene ekonomije, ponajviše zbog nedovoljno razvijenih institucionalnih kapaciteta. Stoga se u ovom poglavlju detaljnije analizira utjecaj institucionalne kvalitete na uspjeh reformi u elektroenergetskom sektoru tranzicijskih zemalja koristeći saznanja o učincima regulacije u razvijenim zemljama. S obzirom da djelatnosti prijenosa i distribucije još uvijek imaju karakteristike prirodnih monopola, poglavlje započinje s analizom regulacije prirodnih monopola.

3.5.1. Regulacija i prirodni monopoli

Bitan teorijski okvir istraživanja važnosti i modela regulatornih reformi vezan je uz tržišne strukture koje su karakteristične za energetski sektor. Naime, radi se o djelatnostima koje su povijesno uvijek bile prirodni monopoli, iako su reforme posljednjih godina usmjerene na povećanje konkurencije u onim djelatnostima u kojima je to moguće. Prirodni monopoli predstavljaju situaciju u kojoj su tehnologija ili karakter usluge takvi da potražnja može biti zadovoljena uz najniže troškove ili uz najvišu

⁹ Temeljni problem mnogih empirijskih istraživanja učinaka regulacije na ekonomske performanse vezan je uz nemogućnost egzaktnog mjerenja kvalitete regulacije i rada regulatornih agencija. U literaturi se koriste dva pristupa: *case-study* evaluacije regulatornih tijela i ekonometrijske analize. Prvi pristup, pogotovo u slučaju komparativne analize različitih zemalja koje primjenjuju slične regulatorne mehanizme i instrumente, dao je zanimljive rezultate, no u novije vrijeme sve se češće koristi ekonometrijski pristup, posebice multipla regresijska analiza. S obzirom na to da se praksa regulacije može pratiti tek unatrag 15-ak godina jer tek sredinom 90-tih godina razvijene zemlje formiraju nezavisne regulatorne agencije, vremenska omeđenost predstavljala je veliko ograničenje za vjerodostojnu ekonometrijsku analizu koja zahtijeva duže razdoblje.

društvenu korist poslovanjem samo jednog poduzeća. Ova vrsta monopola javlja se kad tehnologija proizvodnje ima visoke fiksne troškove, ali se dugoročni ukupni prosječni troškovi smanjuju s povećanjem obujma proizvodnje. Zbog toga prirodni monopol ima stalno rastuće prinose na opseg, a poduzeće može naplaćivati niže cijene s porastom proizvodnje da pritom i dalje ostvaruje profit. Iz navedenih razloga postojanje više poduzeća u istoj industriji/sektoru nije efikasno, odnosno jedno poduzeće (najveće i obično prvo koje egzistira na tržištu) može opskrbljivati cjelokupno tržište uz niže troškove nego što bi to mogla dva ili više manjih poduzeća. Dakle, prirodni monopoli rezultat su tržišnih neuspjeha, odnosno situacija kada tržište ne može efikasno proizvoditi dobra i usluge potrebne za zadovoljenje potreba društva, a tržište nije Pareto učinkovito. Tržišni neuspjesi/ograničenja vezani su uz nesavršene tržišne strukture (monopole), javna dobra, nepotpune informacije o transakcijama na tržištu i eksternalije. U uvjetima navedenih tržišnih nesavršenosti neophodna je državna regulacija kako bi se zaštitili interesi potrošača i društva u cjelini. Kako u monopolskim uvjetima nema dovoljno konkurencije koja bi štitila interese potrošača od monopolske eksploatacije, tj. od mogućnosti da monopol samovoljno podiže cijene i ograničava proizvedene količine, smatra se kako je u takvim slučajevima država pozvana da intervenira na tržištu. Djelatnost državnih regulatornih agencija može se, općenito uzevši, podijeliti u dvije skupine: one koje ograničavaju tržišnu moć reguliranih poduzeća i one kojima je glavni cilj zaštita i sigurnost radnika i potrošača. Prvu skupinu aktivnosti ekonomisti nazivaju ekonomskom, a drugu socijalnom regulacijom. Ekonomska regulacija podrazumijeva skupinu mjera kojima se određuju cijene i količine proizvoda i usluga te pravila ulaska novih poduzeća i izlazak postojećih poduzeća s tržišta. Socijalnom regulacijom država propisuje kvalitetu proizvoda i usluga te određuje pravila zaštite i sigurnosti radnika i potrošača (Kesner-Škreb, 1994).

S društvenog stajališta monopol vodi efektima koji su manje poželjni nego kada na tržištu vlada konkurencija. Općenito se može konstatirati da monopol rezultira manjom ukupnom proizvodnjom roba i usluga te višim cijenama u odnosu na industrije u kojima dominira konkurencija. Monopoli se također mogu povezati s cjenovnom diskriminacijom, odnosno s postojanjem različitih cijena istih proizvoda/usluga koje se naplaćuju različitim potrošačima. Upravo je ova diskriminatorna praksa česta u elektroenergetskom sektoru u kojem se u mnogim zemljama razlikuju cijene električne energije za kućanstva i industriju.

Za prirodne monopole karakteristične su i visoke barijere pri ulasku na tržište zbog već spomenutih učinaka ekonomije obujma i zbog karaktera tehnologije koja zahtijeva velike proizvodne serije. U energetsom sektoru postoje izuzetno velike ulazne barijere za nova poduzeća na koja država može samo djelomično utjecati. Jedan od načina utjecaja jest da se djelatnosti u kojima postoji mogućnost konkurencije razdvoje od mrežnih djelatnosti koje i dalje ostaju prirodni monopol te da se horizontalno podijele između većeg broja

tržišnih igrača. S jedne strane, prema teoriji osporavanih tržišta (Baumol et al., 1983) cilj može biti ostvaren i smanjenjem tehničkih i zakonodavnih ulaznih barijera koje propisuje država. Zakonodavne, formalne uvjete ulaska na tržište propisuje nezavisna regulatorna agencija koja bi trebala poticati stvaranje zdrave konkurencije na tržištu. S druge strane, i tehnološki razvoj dovodi do novih tehnologija koje mogu biti efikasne i u manjim serijama, npr. primjena reverzibilnih turbina u hidroelektranama.

3.5.2. Regulatorne reforme u tranzicijskim zemljama

Tranzicijske su zemlje provele reforme u sektoru električne energije kao dio šireg programa strukturnih prilagodbi, pri čemu regulatorne reforme predstavljaju ključni korak. Rezultati regulatornih reformi u ovim zemljama pokazuju da stvaranje učinkovitih regulatornih struktura u elektroenergetskom sektoru bitno ovisi o regulatornoj i ukupnoj institucionalnoj kvaliteti, a razdvajanje temeljnih djelatnosti čini zadaću regulacije još složenijom. U isto vrijeme, odgovarajuća razina institucionalnih resursa od ključnog je značaja za zemlje u tranziciji kako bi uistinu imale koristi od reformi u elektroenergetskom sektoru. Stvaranje učinkovitog i transparentnog regulatornog okvira koje će tržište učiniti konkurentnijim, potaknuti investicije te stimulirati tehnološku difuziju, uz istovremenu zaštitu interesa potrošača, pokazalo se ključnim elementom reformi. Odvajanje regulatora od državne uprave i operatera nužno je i kako bi se povećao kredibilitet ne samo regulatornog tijela, već i ukupne ekonomije, čime će se privući privatne investicije u elektroenergetski sektor. Investitori moraju biti sigurni u pravila igre, na čemu i počivaju njihova ulaganja. Razdvajanje regulatora od tržišnih igrača stimulira pouzdanost tržišta i promovira usklađenost s međunarodnim trgovinskim obvezama unutar WTO-a (Dvornik, 2003). Osim toga važna je i stalna kontrola antikonkurentne prakse, posebice tzv. *incumbent* operatera, odnosno bivših monopolista koji i dalje imaju dominantni tržišni udio. Regulacija u energetskom sektoru treba omogućiti razvoj tržišnog natjecanja stvaranjem prostora za postojeće i nove sudionike na tržištu. Iako regulacija kontrolira i onemogućava ostvarivanje ekstra profita reguliranog subjekta, ona ipak mora biti dovoljno poticajna kako bi se povećala njegova efikasnost i smanjili troškovi te privukao privatni kapital neophodan za proširenje i nadogradnju infrastrukture te kako bi se uvele nove i tehnološki naprednije usluge.

Standardno institucionalno rješenje u elektroenergetskom sektoru jest osnivanje nezavisne regulatorne agencije, umjesto izravne državne regulacije, koja pak djeluje unutar jasno definiranog i transparentnog pravnog okvira. Nezavisni regulator određuje tarife, uvjete ulaza i izlaza s tržišta za mrežne aktivnosti kao što su prijenos i distribucija električne energije. Međutim, ekonomske i političke institucije neophodne za ispravno

funkcioniranje regulatornih tijela još uvijek nisu dovoljno razvijene u većini tranzicijskih zemalja, a regulatorne agencije suočavaju se s nedostatkom kvalificiranih ljudskih, administrativnih i *know-how* resursa. Njihova je potpuna nezavisnost upitna i država još uvijek ima formalni ili neformalni utjecaj, posebice u onim aktivnostima energetskog regulatora koje se odnose na cijene električne energije. Jednako je problematičan i neformalni utjecaj regulirane industrije te koncentracija kadrova koji dolaze iz elektroenergetske industrije, što dovodi regulatora u lošiju poziciju (informacijska asimetrija). Tako regulacija može izgubiti svoju početnu svrhu i umjesto da štiti potrošače, ona sve više štiti regulirana poduzeća. U anglosaksonskom ekonomskom rječniku ova se situacija naziva „capture hypothesis”. Prema Kirkpatricku i Parkeru (2004) upravo su institucionalni kapaciteti, uključujući kapacitet izgradnje optimalnog regulatornog režima, najveći problem s kojim se sada suočavaju tranzicijske zemlje.

3.5.3. Utjecaj regulatorne kvalitete i regulatora na uspjeh reformi u elektroenergetskom sektoru tranzicijskih zemalja

Stav je ekonomske teorije o pozitivnom utjecaju regulatorne kvalitete na uspješnost elektroenergetskog sektora jasan, no ipak postoji vrlo malo empirijskih studija koje se bave ovom problematikom. One se uglavnom odnose na efikasnost proizvodnje električne energije, a ne ukupnog sektora. Nedostatak je empirijskih, kvantitativnih istraživanja ove teme najvećim dijelom rezultat teškoća u kvantificiranju parametara kvalitete regulacije i njezinih rezultata. Stoga se u nastavku poglavlja detaljnije istražuje uloga regulatorne kvalitete i nezavisnosti regulatora u procesu provođenja reformi u elektroenergetskom sektoru tranzicijskih zemalja.

Kao i uvijek kada se žele kvantitativno prikazati određene kvalitativne karakteristike, postavlja se pitanje izbora odgovarajućih varijabli. S obzirom na to da želimo istražiti utjecaj regulatorne kvalitete, korišteni su indikatori javne uprave (*governance indicators*) koje svake godine publicira Svjetska banka (Kaufmann, Kraay i Mastruzzi, 2009). Iako ovi indikatori javne uprave uključuju šest agregatnih pokazatelja od kojih svaki daje različite aspekte kvalitete javne uprave pojedine zemlje (pravo glasa i odgovornost, politička stabilnost, efikasnost države koja se očituje u kvaliteti javnih usluga, regulatorna kvaliteta, vladavina prava te kontrola korupcije), za potrebe naše analize koristimo pokazatelje efikasnosti države i regulatorne kvalitete kao dvije varijable koje najbliže opisuju kvalitetu ishoda i dimenzije procesa regulacije. Indeks efikasnosti države mjeri kvalitetu zakonskih odredaba i vjerodostojnost vladinih odluka, kvalitetu birokracije, kompetentnost državnih službenika i njihovu nezavisnost od političkih pritisaka, dok pokazatelj regulatorne kvalitete mjeri koliko je poslovanje opterećeno propisima, kontrolom cijena i drugim intervencijama u gospodarstvu. Također koristimo pokazatelj nezavisnosti regulatora u energetskom sektoru koji objavljuje Europska banka za obnovu i razvoj (EBRD), pri čemu 0

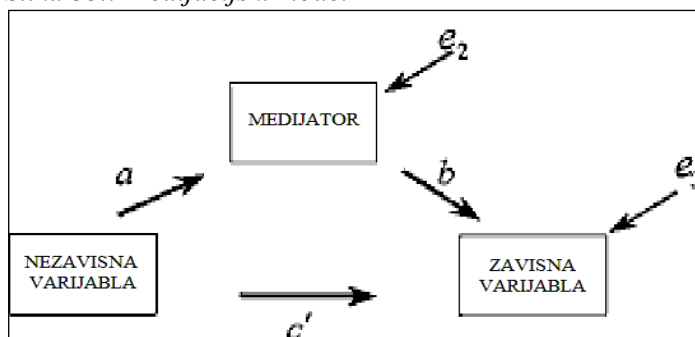
označava regulatorne agencije koje su zavisne u odnosu na vladu/ministarstvo, a 1 regulatorne agencije koje su djelomično ili potpuno nezavisne.

Zavisna varijabla u svim regresijskim analizama jest uspjeh u provođenju reformi u elektroenergetskom sektoru. Kako bi se ocijenio napredak koji postižu tranzicijske zemlje u spomenutim reformama, koristimo se tzv. tranzicijskim indikatorom EBRD-a koji ima raspon ocjene od 1 (energetski sektor funkcionira kao vladin odjel s malo komercijalnih sloboda ili pritisaka; prosječne cijene niže su od troškova s velikim unakrsnim subvencijama; postoji monopolska struktura bez razdvajanja temeljnih djelatnosti) do 4+ (cijene su odraz troškova i osiguravaju odgovarajuće poticaje za poboljšanje učinkovitosti; postoji znatna participacija privatnih sudionika u razdvojenom (*unbundled*) i dobro reguliranom sektoru koji je u potpunosti liberaliziran s funkcionalno uređenim pristupom mreži i potpunom konkurencijom u proizvodnji).

Želimo naglasiti da smo svjesni određenih ograničenja ovog istraživanja, prije svega problema izračunavanja korištenih varijabli. Naime, indikatori javne uprave temelje se isključivo na percepciji i subjektivnoj procjeni te odražavaju stavove različitih skupina sudionika u društvu. Također, procjene su napravljene s marginom pogreške, što pak ukazuje na neizbježnu nesigurnost povezanu s mjerenjem upravljanja i izračunavanjem indikatora javne uprave za različite zemlje. S druge strane, pojedinačne ocjene glede uspješnosti tranzicijskih zemalja u provođenju reformi u elektroenergetskom sektoru također mogu biti upitne, o čemu smo već govorili. Naime, ocjene odražavaju prosudbu Ekonomskog ureda EBRD-a za svaku zemlju i njezin napredak te stoga ne mogu biti u potpunosti objektivne. Ipak, ovi su pokazatelji široko prihvaćeni jer trenutačno ne postoje kvalitetniji kvantitativni podaci koji bi mjerili institucionalno okruženje te implementaciju reformi.

Polazeći od pretpostavke da bolja efikasnost države povećava uspjeh u provođenju reformi u elektroenergetskom sektoru, željeli smo istražiti ima li efikasnost države direktan utjecaj na reforme u elektroenergetskom sektoru te postoji li medijacijski efekt regulatorne kvalitete na vezu između efikasnosti države i uspješnosti reformi. U regresijsku analizu uključili smo svih 27 tranzicijskih zemalja kako bismo poboljšali statističku pouzdanost dobivenih rezultata te dobili vjerodostojan uzorak za potrebnu kros-sekcijsku analizu. Koristili smo se medijacijskom analizom koja se rabi za utvrđivanje mogućih uzročnih mehanizama te koja ispituje je li efekt jedne varijable na drugu izravan ili neizravan ili je utjecaj obostran (Slika 33.).

Slika 33.: Medijacijski model



Izvor: Izrada autora

Ova metoda koristi procjene parametara i njihove standardne pogreške iz sljedeće tri regresijske jednačbe:

$$Y = i_1 + cX + e_1 \quad (1)$$

$$Y = i_2 + c'X + bM + e_2 \quad (2)$$

$$M = i_3 + aX + e_3 \quad (3)$$

gdje i_1 , i_2 te i_3 označavaju konstante, Y je zavisna varijabla, X je nezavisna varijabla, M je medijator, c je koeficijent koji povezuje nezavisnu i zavisnu varijablu, c' predstavlja koeficijent koji povezuje nezavisnu varijablu sa zavisnom varijablom prilagođen za medijator, b označava koeficijent koji povezuje medijator sa zavisnom varijablom prilagođen za nezavisnu varijablu, a je koeficijent koji povezuje nezavisnu varijablu s medijatorom dok e_1 , e_2 , i e_3 označavaju rezidualne.

Iako postoje mnoge metode za testiranje hipoteze o prisutnosti medijacijskog efekta, najčešće se koristi metoda kauzalnih koraka koju su popularizirali Baron i Kenny¹⁰. Oni su predložili pristup koji se sastoji od tri koraka u kojem je potrebno provesti više regresijskih analiza i u kojem se signifikantnost koeficijenata ispituje na svakom koraku.

¹⁰ Baron, R.M., Kenny, D.A.: The moderator-mediator variable distinction in social psychological research: Conceptual, strategic and statistical considerations, Journal of Personality and Social Psychology, Vol. 51, 1986.

Tablica 19.: Koraci u medijacijskoj analizi

	Analiza
Korak 1	Bivarijatna regresijska analiza gdje X utječe na Y – testiranje parametra <i>c</i>
Korak 2	Bivarijatna regresijska analiza gdje X utječe na M – testiranje parametra <i>a</i>
Korak 3	Bivarijatna regresijska analiza gdje M utječe na Y – testiranje parametra <i>b</i> Multipla regresijska analiza gdje X i M utječu na Y – testiranje parametra <i>c'</i>

Izvor: Autori

Značajnost medijacijskog efekta izračunava se prema sljedećoj jednadžbi:

$$z_{ab} = \frac{a * b}{se_{ab}}$$

Formula za izračun standardne pogreške (se_{ab}) medijacijskog efekta ($a*b$) glasi:¹¹

$$se_{ab} = \sqrt{(a^2 \times se_b^2) + (b^2 \times se_a^2)}$$

Izračunom korelacijskih koeficijenata između navedenih varijabli dobili smo, u skladu s očekivanjima, visok stupanj korelacije (Tablica 23.):

Tablica 20.: Korelacijska matrica

Correlations (Regulatory quality and electricity reforms) Marked correlations are significant at $p < .05000$ N=27 (Casewise deletion of missing data)					
Variable	Regul.Q.	Reforms	GDP p/c	Indepen.el.reg.	Gover.effect.
Regul.Q.	1,00	0,82	0,68	0,72	0,91
Reforms	0,82	1,00	0,47	0,77	0,69
GDP p/c	0,68	0,47	1,00	0,41	0,85
Indepen.el.reg.	0,72	0,77	0,41	1,00	0,59
Gover.effect.	0,91	0,69	0,85	0,59	1,00

Izvor: Izračun autora

¹¹ Sobel, M.E. (1982) *Asymptotic confidence intervals for indirect effects in structural equation models*, in Leinhardt (ed.) *Sociological Methodology*, Washington, DC, American Sociological Association; Sobel, M.E. (1986) *Some new results on indirect effects and their standard errors in covariance structure models*, in Tuma (ed.) *Sociological Methodology*, Washington, DC, American Sociological Association; Frazier, P.A., Barron, K.E., Tix, A.P. (2004) „Testing Moderator and Mediator Effects in Counselling Psychology Research“, *Journal of Counselling Psychology*, Vol. 51, No. 1

Tablica 21. prikazuje rezultate deskriptivne statističke analize za sve navedene varijable.

Tablica 21.: Deskriptivna statistika za analizirane varijable

Varijabla	Valid N	Mean	Median	Minimum	Maximum	Std.Dev.	Skewness	Kurtosis
Regulatorna kvaliteta	27	0,093	0,163	-2,0260	1,47	0,896	-0,53733	-0,011310
Reforme	27	2,913	3,000	1,0000	4,00	0,749	-1,14253	1,495716
BDP p/c	27	8504,319	6572,845	362,7449	26987,49	6560,257	0,97127	0,668946
Nezavisnost energetskog regulatora	27	0,815	1,000	0,0000	1,00	0,369	-1,71783	1,021091
Efikasnost države	27	-0,099	-0,142	-1,1586	1,15	0,651	0,29996	-0,843114

Izvor: Izračun autora

Iako su promjene u varijabli *Reforme* na granici normalne distribucije, sve ostale varijable (*Regulatorna kvaliteta*, *BDP per capita* i *Efikasnost države*) normalno su distribuirane. Varijable *Regulatorna kvaliteta* i *Reforme* imaju blago negativnu asimetriju (*skewness*) što znači da više tranzicijskih zemalja ima visoke rezultate u području regulatorne kvalitete i uspjeha u provođenju reformi u elektroenergetskom sektoru. S druge pak strane, varijable *BDP per capita* i *Efikasnost države* imaju blago pozitivnu asimetriju što znači da je u većine zemalja zabilježen niži stupnja razvoja i efikasnosti države. Što se tiče zaobljenosti (*kurtosis*), varijable *Regulatorna kvaliteta* i *Efikasnost države* imaju platokurtičnu (plosnatiju) distribuciju što znači da u promatranom razdoblju ekstremne promjene nisu bile evidentirane. Nadalje, varijable *Reforme* i *BDP per capita* imaju blago leptokurtičnu (šiljastiju) distribuciju, ali ne u mjeri bilo kakvih ekstremnih promjena. Varijabla *Nezavisnost energetskog regulatora*, iako navedena u tablici 1, nije predmet deskriptivne statističke analize niti normalnosti distribucije jer se radi o nominalnoj (*dummy*) varijabli. Također, koeficijenti korelacije između svih varijabli imaju očekivan pozitivan predznak, odnosno podatci korišteni u ovome radu visoko su korelirani.

Proveli smo niz bivarijatnih i multiplih regresijskih analiza kako bismo utvrdili posreduje li regulatorna kvaliteta efekte efikasnosti države na uspjeh provedbe reformi u elektroenergetskom sektoru (*Model 1*) te smo također ispitali učinke nezavisnog energetskog regulatora kao medijatora između efikasnosti države i uspješnosti u provođenju reformi (*Model 2*). Spomenute modele bazirali smo na teoretskim spoznajama o ulozi države u stvaranju regulatornog okruženja te izravnom utjecaju efikasnosti države na uspjeh reformi. Tablica 22. prikazuje rezultate prve medijacijske analize.

Tablica 22.: Testiranje medijacijskih efekata - Model 1

MODEL 1			
Koraci u medijacijskoj analizi	B	SE B	β
1. korak (koeficijent c) zavisna varijabla: uspjeh u provođenju reformi u elektro sektoru prediktor: efikasnost države R=0.69; F(1,25)=22.32; p<.05	0.79	0.17	0.69*
2. korak (koeficijent a) zavisna varijabla: regulatorna kvaliteta prediktor: efikasnost države R=0.91; F(1,25)=116.16; p<.05	1.21	0.11	0.91*
3. korak (koeficijenti b i c') zavisna varijabla: uspjeh u provođenju reformi u elektro sektoru medijator: regulatorna kvaliteta (koeficijent b) prediktor: efikasnost države (koeficijent c') R=0.83; F(2,24)=26.10; p<.05	0.95 -0.36	0.24 0.31	1.10* -0.31*
Sobelov test značajnosti medijacije: 5.91 Izravni efekt = -0.31 Neizravni efekt = 1.00			

Izvor: Vlahinić-Dizdarević, Prša, 2010

Dobiveni rezultati za *Model 1* pokazuju da efekt efikasnosti države na uspjeh provođenja reformi u elektroenergetskom sektoru nakon uvođenja medijatora (tj. regulatorne kvalitete) u model (3. korak – koeficijent c') postaje statistički nesignifikantan u odnosu na efekt prije uvođenja medijatora (1. korak – koeficijent c). Medijacijski efekt je visok i statistički značajan ($r_{axb}=1.001$; Sobel $z=5.905$; $p<0.05$). U skladu s dobivenim rezultatima možemo konstatirati postojanje potpune medijacije te potvrditi medijacijsku hipotezu da regulatorna kvaliteta posreduje efekte efikasnosti države na uspjeh provođenja reformi u elektroenergetskom sektoru u tranzicijskim zemljama.

Uzimajući u obzir činjenicu da razvoj tržišta električne energije podrazumijeva postojanje određenih institucija koje imaju važnu ulogu u različitim fazama njegova razvoja, ponajprije nezavisnog regulatora kao tijela državne vlasti odgovornog za osiguravanje nepristranog i učinkovitog rada elektroenergetskog sustava, proveli smo i drugu medijacijsku analizu kako bismo istražili javlja li se nezavisni energetska regulator (kombinirajući potpunu i djelomičnu nezavisnost) kao medijator u odnosima između efikasnosti države i uspjeha reformi. Sljedeći korak predstavlja analiza utjecaja nezavisnosti regulatora na uspjeh reformi, a rezultati su prikazani u Tablici 23.

Tablica 23.: Testiranje medijacijskih efekata – Model 2

MODEL 2			
Koraci u medijacijskoj analizi	B	SE B	β
1. korak (koeficijent c) zavisna varijabla: uspjeh u provođenju reformi u elektro sektoru prediktor: efikasnost države R=0.69; F(1,25)=22.32; p<.05	0.79	0.17	0.69*
2. korak (koeficijent a) zavisna varijabla: nezavisnost energetskeg regulatora prediktor: efikasnost države R=0.60; F(1,25)=13.67; p<.05	0.36	0.10	0.60*
3. korak (koeficijenti b i c') zavisna varijabla: uspjeh u provođenju reformi u elektro sektoru medijator: nezavisnost energetskeg regulatora (koeficijent b) prediktor: efikasnost države (koeficijent c') R=0.82; F(2,24)=24.31; p<.05	1.45 0.41	0.24 0.17	0.77* 0.36*
Sobelov test značajnosti medijacije: 3.10 Izravni efekt = 0.36 Neizravni efekt = 0.46			

*Napomena: p<0.05

Izvor: Vlahinić-Dizdarević, Jakovac, 2010

Uzimajući u obzir rezultate druge medijacijske analize (*Model 2*), vidljivo je da je efekt efikasnosti države na uspjeh u provođenju reformi u elektroenergetskom sektoru nakon uvođenja medijatora (tj. nezavisnosti energetskeg regulatora) u model (3. korak – koeficijent c') manji nego prije uvođenja medijatora (1. korak – koeficijent c), ali je, za razliku od prve medijacijske analize, još uvijek statistički signifikantan. Medijacijski je efekt u drugom modelu također visok i statistički značajan ($r_{axb}=0.46$; Sobel $z=3.10$; $p<0.05$). Međutim u ovom je slučaju prisutna djelomična medijacija. Razlog za to može biti činjenica da je vlada ta koja uspostavlja regulatora koji potom treba djelovati na načelima nezavisnosti i transparentnosti, kao i činjenica da izabrana medijacijska varijabla¹² uključuje potpuno i djelomično nezavisne regulatore u energetskeg sektoru.

Prema raspoloživim podacima Europske banke za obnovu i razvoj u 12 od 27 tranzicijskih zemalja energetskeg regulator djelomično je nezavisan, u 10 zemalja zabilježena je potpuna nezavisnost regulatora, dok u preostalih pet tranzicijskih zemalja postoji potpuna zavisnost energetskeg regulatora u odnosu na vladu. Iako u većini zemalja postoji potpuni ili djelomični stupanj nezavisnosti regulatornog tijela u energetskeg sektoru, upitno je podrazumijeva li potpuna nezavisnost stvarnu ili samo deklarativnu nezavisnost. Osim problema zavisnosti u odnosu na državu, postoje i problemi zavisnosti u odnosu na reguliranu industriju, što stvara situaciju informacijske asimetrije. Naime, većina kadrova dolazi iz regulirane

¹² Kao što je već spomenuto, varijabla „nezavisnost energetskeg regulatora“ je nominalna (*dummy*) varijabla. Od svake nominalne varijable koja ima **k** razina moguće je formirati **k-1** varijabli, ali ne mogu sve biti prediktori jer bi to izazvalo potpunu multikolinearnost (ili singularnost) među prediktorima.

industrije ili su na neki drugi način povezani s njom, što svakako predstavlja ozbiljnu prepreku stvarnoj nezavisnosti regulatora. Osim ovih kadrovskih ograničenja, regulatorne agencije u tranzicijskim zemljama suočene su i s mnogim drugim problemima, npr. nedostatkom administrativnih kapaciteta, neadekvatnim *know-how* znanjem, nedostatnom političkom potporom nezavisnosti regulatora, *ad hoc* regulatornim postupcima baziranim na političkim interesima te nedovoljno razvijenim institucionalnim kapacitetima. Navedeni su problemi važni s aspekta odgovornosti, transparentnosti i dosljednosti kao tripartitnog okvira koji je neophodan za pravilno funkcioniranje regulatornog sustava. Raspoloživi podatci, na žalost, ne ukazuju na razloge nepotpune nezavisnosti energetske regulatora. Ipak, možemo zaključiti da je regulatorna kvaliteta i definiranje optimalnog regulatornog okvira ključna determinanta uspjeha u provođenju reformi u elektroenergetskom sektoru tranzicijskih zemalja, dok je osnivanje regulatornog tijela *per se* važan, ali ne i dovoljan uvjet uspješnosti reformi ako nije praćeno ukupnom institucionalnom kvalitetom. U tom procesu važno je uspostaviti regulatorno tijelo čiji će rad biti nezavisan, kako u odnosu na vladu, tako i u odnosu na reguliranu industriju (Vlahinić-Dizdarević, Jakovac, 2010).

Dobiveni empirijski rezultati konzistentni su s dosadašnjim teorijskim spoznajama, dok je empirijskih istraživanja relativno malo. Istraživanje Zhanga, Parkera i Kirkpatricka (2008) o utjecaju regulacije, konkurencije i privatizacije na efikasnost djelatnosti proizvodnje električne energije provedeno na velikom uzorku tranzicijskih zemalja i zemalja u razvoju došlo je do sličnih zaključaka. Prema njihovim rezultatima regulatorne reforme same za sebe nisu dovoljne kako bi povećale proizvodnju električne energije. Štoviše, ako se ne provode istovremeno s ostalim reformama, ponajprije s restrukturiranjem i liberalizacijom tržišta, mogu i pogoršati performanse poduzeća koja proizvode električnu energiju. Dakle, regulatorna je kvaliteta važna, ali mora biti upotpunjena ostalim reformama i zahtijeva nezavisnost i transparentnost regulatornog tijela.

3.6. Privatizacija energetskega sektora

Zbog velikog značaja energetskega sektora, direktnog u udjelu BDP-a i indirektnog u cijeni energije, izbor privatizacijskog modela te adekvatan *timing* privatizacije energetskega djelatnosti postaju ključna pitanja ekonomske politike, jer ove ireverzibilne političke odluke izravno utječu na ekonomski rast i razvoj zemlje. S jedne strane nalaze se zagovornici privatizacije, u prvom redu svjetske financijske institucije kao što su Međunarodni monetarni fond i Svjetska banka, a s druge su strane kritičari privatizacije strateške nacionalne imovine kojih je sve više u vrijeme gospodarske i energetske krize. Prema Svjetskoj banci (2002) privatizacija potiče strane direktne investicije koje potiču ekonomski rast zbog pozitivnih

učinaka nove tehnologije (*spillover* efekti), boljih menadžerskih vještina te uključivanja u globalne proizvodne mreže. Kritičari privatizacije strateških sektora kao što je energetski sektor tvrde da privatizacija doduše nosi koristi vezane uz poboljšanje efikasnosti energetskog poduzeća, ali uglavnom za nove vlasnike.

Privatizacija bi trebala predstavljati posljednji, iako ne i nužan, reformski korak nakon što je provedeno restrukturiranje sektora i postupno otvaranje tržišta. S obzirom na to da je naftni sektor uglavnom već privatiziran, više ćemo se fokusirati na elektroenergetski sektor koji je tek djelomično privatiziran, a u nekim zemljama taj proces nije niti počeo. Iako ne postoji opće prihvaćeni model privatizacije, smatra se da bi privatizacija trebala započeti privatizacijom proizvodnje električne energije rastom udjela privatnog kapitala, a zatim i distributivne mreže. Glavni je motiv privatizacije distributivnih kompanija smanjenje tehničkih gubitaka zbog novih investicija i modernizacije te smanjenje ekonomskih gubitaka zbog efikasnije naplate računa, što bi u konačnici trebalo povećati vrijednost proizvodnih kompanija i potaknuti interes privatnih investitora za ulaganje u proizvodnju električne energije. Prijenosna mreža ima strateško značenje i znatno se rjeđe privatizira kako bi se osigurao nediskriminacijski pristup mreži i sigurnost opskrbe električnom energijom, što je razvojni prioritet svake zemlje.

Iako je moderna ideja privatizacije nastala u Njemačkoj 1957. godine kada je njemačka vlada prodala svoj većinski udio u Volkswagenu privatnim investitorima, privatizacijski proces ponajviše se vezuje uz tranzicijske zemlje Srednje, Istočne i Jugoistočne Europe te zemlje bivšeg SSSR-a. Početkom 90-tih godina privatizacija je u tim zemljama prihvaćena kao učinkovit način kreiranja poticaja za unapređivanje ekonomske efikasnosti, povećanja investicija te implementaciju novih tehnologija.

U ekonomskoj je literaturi opće prihvaćena ideja da privatizacija poboljšava efikasnost. Ipak, detaljnije promišljanje pojma i koncepta efikasnosti pokazuje da autori vrlo često misle na različite pojmove kada spominju efikasnost. Naime, firma može biti neefikasna jer nema adekvatan odnos uloženog rada i kapitala uz danu tehnološku razvijenost, jer koristi više inputa nego što je neophodno kako bi proizvela danu razinu outputa, ili pak preskupo plaća inpute koje koristi. U mnogim empirijskim studijama autori mjere efikasnost putem promjene produktivnosti ili profitabilnosti, što nije isto. Tako npr. rast produktivnosti može biti rezultat različitih uzroka koji nemaju veze s efikasnošću (tehnološki progres, ekonomija obujma), dok profitabilnost može rasti bez ikakvog povećanja efikasnosti, npr. u uvjetima monopolističke tržišne moći. Sheshinski i Lopez-Calva (1999) pokazali su da efikasnost i profitabilnost rastu obostrano samo u slučaju konkurentskih tržišnih struktura.

Postoji uistinu veliki broj studija o utjecaju privatizacije na performanse poduzeća ili industrije/sektora, no većina ih je provedena za konkurentna tržišta. One su potvrdile da mikroekonomski rezultati, odnosno rezultati na razini poduzeća, potvrđuju tezu da privatizacijom poduzeća postaju efikasnija i profitabilnija. Kikeri i Nellis (2002) proveli su opsežno istraživanje 60 studija privatizacije u sektorima u kojima dominira konkurencija te su zaključili da postoji snažna korelacija između privatizacije i poboljšanja financijskih i operativnih performansi poduzeća.

S druge strane, rezultati studija koje su se fokusirale na monopolistička tržišta pokazuju ambivalentnost. Shirley i Walsh (2000) pokazali su da je u slučaju 6 privatizacijskih projekata monopolskih tvrtki privatizacija unaprijedila ekonomske rezultate poduzeća, u 5 slučajeva rezultati su neutralni, dok se u 5 slučajeva državno vlasništvo pokazalo boljom opcijom. Na temelju ovih rezultata zaključili su da su privatizacija i konkurencija komplementarne, odnosno da je za uspjeh privatizacije nužno postojanje konkurencije na tržištu. Saal i Parker (2001) pokazali su na primjeru poduzeća u komunalnim djelatnostima u Velikoj Britaniji da se njihova efikasnost (mjerena ukupnom faktorskom produktivnošću) smanjila nakon provedene privatizacije. Parker (2003) povezao je ovakve neujednačene rezultate privatizacije s dvama faktorima: stupnjem konkurencije na tržištu (tržišnom strukturom) i kvalitetom regulacije u danoj industriji.

Neki autori istražili su imaju li potrošači koristi od smanjenja troškova i veće ekonomske efikasnosti privatiziranih poduzeća. Newbery i Pollit (1996) pokazali su da koristi imaju samo proizvođači, vrlo rijetko i potrošači. Fiorio i suradnici (2007) došli su do još interesantnijih zaključaka: privatizacija u elektroenergetskom sektoru ne nosi sa sobom niže cijene, a potrošači su zadovoljniji cijenama i kvalitetom usluge javnih elektroenergetskih poduzeća nego privatnih poduzeća. Upravo primjer skandinavskih zemalja potvrđuje tezu o tome da javna poduzeća u elektroenergetskom sektoru mogu biti efikasna, regionalno integrirana i visoko konkurentna.

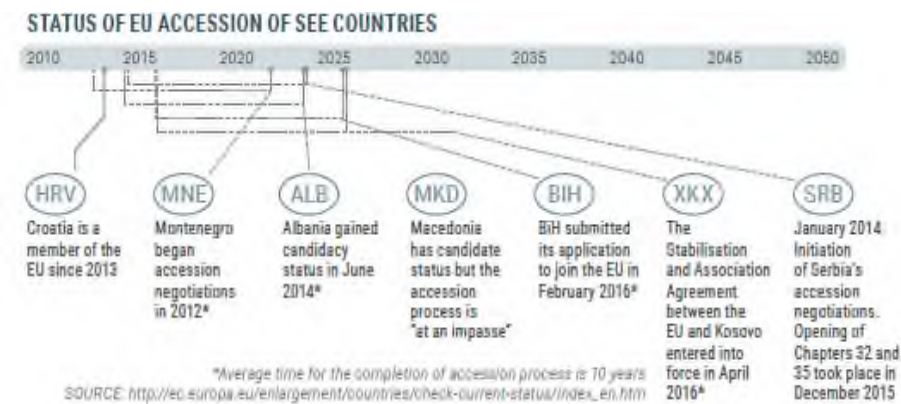
Jedna od najnovijih studija (Zhang, Parker and Kirkpatrick, 2008) koja proučava učinke privatizacije, konkurencije i regulacije na efikasnost poduzeća koja proizvode električnu energiju došla je do sličnih rezultata. Ekonometrijskom su analizom podataka za 36 tranzicijskih zemalja i zemalja u razvoju autori dokazali da je konkurencija, a ne privatizacija, ključan element poboljšanja efikasnosti u sektoru koji ima izraženu monopolističku/oligopolističku tržišnu strukturu. Podatci su također pokazali da je privatizacija korisna samo onda kada je praćena kvalitetnim regulatornim okvirom i postojanjem nezavisnog regulatora. Dakle, privatizacija poduzeća u energetske sektoru koji karakterizira monopolska tržišna struktura neće biti korisna niti za poduzeće, niti za nacionalnu ekonomiju ako nije postignuta konkurencija na tržištu te ako ne postoji učinkovit regulatorni okvir s regulatorom koji je autonoman i nezavisan u

odnosu na vladu i reguliranu industriju. Iskustva brojnih zemalja pokazuju da privatizacija elektroenergetskog sektora nije dovela do značajnijeg razvoja tržišta jer se zapravo dogodila samo redistribucija prostornih monopola, a državne su monopole zamijenili privatni.

3.6.1. Rezultati privatizacije elektroenergetskog sektora u zemljama Zapadnog Balkana

U zemlje Zapadnog Balkana ubrajaju se zemlje nastale raspadom bivše Jugoslavije (bez Slovenije), Albanija i Kosovo. Iako Hrvatska geografski pripada ovoj grupi zemalja te je do ulaska u punopravno članstvo EU-a 2013. godine i formalno bila zemlja Zapadnog Balkana, danas je Hrvatska službeno svrstana u grupu novih članica EU-a. Ipak, naš put prema punopravnom članstvu odvijao se na isti način kao i put ostalih zemalja regije koje se nalaze u različitim fazama pridruživanja EU-u. Sve su to zemlje koje su 1999. godine potpisale Pakt o stabilnosti, a svoju su ekonomsku pa tako i privatizacijsku politiku formulirale prema preporukama Europske unije, čije punopravne članice teže postati. Sljedeća slika prikazuje status pretpristupnih pregovora i poziciju svake od ovih zemalja u odnosu na Europsku uniju.

Slika 34.: Status pretpristupnih pregovora zemalja Zapadnog Balkana



Izvor: Jeffries, 2016

Kao što se može vidjeti, najdalje je u pregovorima odmakla Crna Gora, no daljnja proširenja Europske unije vrlo su neizvjesna. Ipak, i sama mogućnost približavanja Europskoj uniji ima značajan utjecaj na provođenje reformi u ovim zemljama, pa tako i na privatizaciju.

Iskustva ovih zemalja mogu biti poučna za Hrvatsku jer se radi o zemljama slične gospodarske strukture i makroekonomskih neravnoteža te sličnih naslijeđenih problema u elektroenergetskom sektoru. U svim je ovim zemljama elektroprivreda zapošljavala velik broj zaposlenika te se dugi niz

godina nalazila pod državnom kontrolom, no makroekonomski problemi te želja za racionalnijim korištenjem resursa i većom efikasnošću pokrenuli su privatizaciju energetske poduzeća. Bez obzira na to što su sve ove zemlje prihvatile europski model reformiranja svog energetske sektora, ipak treba naglasiti da važeće direktive EU-a ne zahtijevaju privatizaciju elektroenergetskih kompanija. Privatizacija elektroenergetskog sektora u zemljama Zapadnog Balkana provodila se različitim dinamikom, ovisno o specifičnostima pojedinih zemalja, no ipak ima neke zajedničke elemente. Dio zemalja (Albanija, Makedonija, Crna Gora i Kosovo) započele su s privatizacijom distributivne, a zatim i proizvodne djelatnosti. Glavni je motiv privatizacije distributivnih kompanija smanjenje tehničkih gubitaka zbog očekivanih novih investicija te smanjenje ekonomskih gubitaka zbog efikasnije naplate računa, što bi u konačnici trebalo povećati vrijednost proizvodnih kompanija i potaknuti interes privatnih investitora za ulaganje u proizvodnju električne energije. Ipak, zbog inertnosti potrošača koji nerado mijenjaju opskrbljivača električnom energijom, strani investitori u tranzicijskim zemljama najviše su zainteresirani za distribucijske tvrtke jer se time automatski kupuje i dominantan udio na tržištu, odnosno djelatnost opskrbe. Na taj način investitori relativno brzo vraćaju uložena sredstva koja su redovito niža od očekivanih vrijednosti procijenjenih na početku privatizacijskog postupka (Granić, 2008). Privatizacije provedene putem M&A aktivnosti (*Merger&Acquisition*) pokazale su negativne učinke za kompanije, ali i nacionalne ekonomije zbog strateške važnosti energetike, ponajprije zbog nemogućnosti vođenja strategije razvoja elektroprivrede. Globalno gledajući, trend da dominantni tržišni igrači preuzimaju kompanije dodatno je ojačao monopolsku tržišnu strukturu te doveo do daljnje tržišne koncentracije.

Privatizacija proizvodne djelatnosti realizirana je u znatno manjem intenzitetu, dijelom ulaskom stranog kapitala u izgradnju novih kapaciteta, odnosno privatizacijom postojećih postrojenja (u Albaniji, Makedoniji i Crnoj Gori). Izgradnja pojedinačnih novih nezavisnih proizvodnih kapaciteta manja je nego za vrijeme vertikalno integriranih tvrtki, uglavnom zbog novonastalih tržišnih rizika. Očekuje se da će usklađivanje mjera reformi i njihovih koraka u energetske sektoru s modelom Europske unije utjecati i na područje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije. Naime, financijsko podupiranje obnovljivih izvora energije i administrativne obveze o njihovom udjelu u ukupnoj potrošnji energije potaknut će njihovo veće korištenje i u ovim zemljama jer će se rizik ulaganja smanjiti na prihvatljivu razinu usprkos visokoj cijeni opreme.

Djelatnost prijenosa električne energije ostala je u potpunom vlasništvu države kao što i jest u većini zemalja. Zbog strateškog značaja prijenosne mreže niti jedna zemlja nije privatizirala kompanije za prijenos električne energije kako bi osigurala nediskriminacijski pristup mreži i sigurnost opskrbe električnom energijom, što je razvojni prioritet svake zemlje.

Hrvatska, Srbija i Bosna i Hercegovina nalaze se još uvijek na početku privatizacijskog procesa. HEP u Hrvatskoj te EPS u Srbiji još uvijek su u potpunom vlasništvu države, dok je proces privatizacije u sektoru elektroenergetike već počeo u Bosni i Hercegovini privatizacijom 10 % Elektroprivrede BiH i Elektroprivrede HB – Mostar u javnoj ponudi dionica u FBiH, kao i 20 % Elektroprivrede RS. Što se tiče proizvodnje električne energije, i ova je djelatnost u potpunom vlasništvu države u Srbiji, Bosni i Hercegovini, odnosno 95%-tnom vlasništvu u Hrvatskoj (izuzeci su TE Plomin i NE Krško). Značajan udio privatnog vlasništva postoji u sektoru obnovljivih izvora, a s rastom njihovog udjela, posebice vjetroelektrana, raste i udio privatnog sektora.

U Hrvatskoj je već nekoliko puta potaknuta rasprava o mogućim učincima privatizacije HEP-a, posebice distribucijske mreže, no srećom taj pristup ipak nije prevladao i čini se da je 2018. godine Vlada RH ipak odustala od privatizacije HEP-a. S obzirom na to da HEP predstavlja stratešku imovinu države i s obzirom na izmijenjene okolnosti na globalnom energetsom tržištu koje sve više karakterizira intervencionizam i aktivna uloga države u sektoru energetike, možemo se nadati da do privatizacije ipak neće doći. U sektoru kao što je energetski od ključne je važnosti učinkovita regulacija te kvalitetno upravljanje javnim kompanijama koje predstavljaju tzv. „obiteljsko srebro“. Evidentna je i promjena stava javnosti. Prodaja velikih energetske vertikalno integriranih kompanija strateškom investitoru u vrijeme kada energija postaje ključan resurs razvoja, postaje nepopularna politička odluka, a proces postupne privatizacije treba usmjeriti prema privlačenju privatnog kapitala u djelatnosti proizvodnje električne energije kako bi se diverzifikacijom ponude i većom konkurencijom utjecalo na stabilnost cijena (Vlahinić-Dizdarević, 2011b).

U prethodnim je poglavljima već bilo riječi o tome da su globalne svjetske institucije kao što su MMF, Svjetska banka i WTO snažno poticale privatizaciju s argumentom kako su privatne kompanije učinkovitije, imaju kvalitetniju radnu snagu, manje troškove i pružaju bolju uslugu. Međutim, Svjetska banka već u svojim novijim izjavama navodi da su distribucije električne energije jednako efikasne neovisno o vlasništvu (<http://blogs.worldbank.org/>, 2018). Iskustvo privatizacije u zemljama Zapadnog Balkana pokazalo je da niti jedna značajna privatizacija nije prošla bez velikih problema i sukoba između države i novog vlasnika, bez obzira je li se radilo o pokrivanju gubitaka, problemima zaštite okoliša, pravima zaposlenika ili nekim drugim situacijama u kojima je javni interes u sukobu s privatnim interesima. Svakako treba imati na umu činjenicu da su privatizacije manje uspješne u zemljama s lošim institucionalnim i regulatornim kapacitetima, visokom korupcijom i drugim problemima nedovoljnog institucionalnog razvoja. S druge strane, privatizacija nestratiških proizvodnih i opskrbnih tvrtki ili ulazak novih proizvodnih i

opkrbnih tvrtki manjeg kapaciteta unosi diverzifikaciju proizvodnje i jača kvalitetu opskrbe usluge.

Privatizacija u sektoru energetike u kontekstu malih proizvođača i opskrbljivača vjerojatno će po potpunoj implementaciji legislative (i/ili ulasku u EU-u) biti još izražajnije u zemljama Zapadnog Balkana, a prodaja strateških resursa u domeni je političkih odluka i različitih interesa pa je njezin razvoj uistinu teže predvidiv.

4. METODE PROCJENE ISPLATIVOSTI PROJEKTA

Koristeći se metodama procjene isplativosti projekata, investitor donosi odluku o prihvaćanju ili o odbijanju investicijskog projekta. Kriteriji procjene donose se na temelju metoda financijskog odlučivanja. Prilikom odabira projekta, odnosno njegova prihvaćanja ili odbijanja, često se koristi nekoliko različitih metoda kako bi se dobio što širi uvid u isplativost ulaganja. Najvažnije metode procjene isplativosti projekta predstavljene su u nastavku poglavlja, s naglaskom na one metode koje su primjenjivije za energetske sektor.

4.1. Razdoblje povrata

Razdoblje povrata najjednostavniji je kriterij financijskog odlučivanja o realnim investicijama. Predstavlja jednu od metoda procjene investicijske mogućnosti kojom se procjenjuje isplativost ulaganja u projekt. Na temelju izračuna razdoblja povrata može se odlučiti o ulaganju u projekt, ovisno o preferencijama i željama investitora.

Razdoblje povrata predstavlja vrijeme, u pravilu izraženo u godinama, u kojem će investitor vratiti uloženi novac u projekt. Primjerice, ako je uložio 10.000 kuna, izračunava se u kojem će mu se vremenu vratiti taj inicijalni ulog. Ako je izračunano razdoblje povrata ulaganja kraće od zahtijevanog vremenskog okvira koji je zadao investitor, tada se, po ovoj metodi, isplati ulagati u projekt. Novac uloženi u projekt vraća se pritjecanjem godišnjih poslovnih čistih novčanih tokova za ukupno vrijeme trajanja projekta. U razdoblju, odnosno u godini u kojoj su čisti novčani tokovi od poslovanja dostigli visinu uloženi novčanih sredstava u projekt ostvaruje se i razdoblje povrata projekta. Nakon postignutog razdoblja povrata novčani tokovi u ostatku trajanja projekta predstavljaju zarađeni novac iznad količine potrošenog novca prilikom investicijskog ulaganja.

Matematički se kriterij razdoblja povrata može zapisati na sljedeći način (Orsag, Dedi, 2011):

$$I_0 = \sum_{t=1}^{t_p} NT_t$$

gdje je :

I_0 = investicijski troškovi u početnoj godini

t_p = razdoblje povrata

t = godine (razdoblja) u životnom vijeku projekta

NT_t = neto novčani tokovi po godinama

Glavna je prednost ove metode jednostavnost izračuna. Međutim, ona ima i brojne nedostatke pa se u praksi poduzeća rijetko odlučuju na korištenje razdoblja povrata kao jedine metode procjene isplativosti projekta, osim ako nije riječ o sitnijim investicijama.

Glavni nedostaci metode razdoblja povrata:

1. Metoda ignorira vremensku vrijednost novca, odnosno ignorira koncept prema kojem novac u sadašnjosti vrijedi više nego nominalno isti iznos novca u budućnosti. Novac se u sadašnjosti može uložiti kako bi se u budućnosti povećao, odnosno novac danas više vrijedi zbog rizika koje nosi budućnost kao što su neizvjesnost pritjecanja novca ili inflacija zbog čega nominalno isti iznos novca u budućnosti realno vrijedi manje.
2. Metoda ignorira novčani tok nakon povrata investicije, odnosno računa samo godinu povrata investicije bez spoznaje o budućem pritjecanju novca.
3. Procjena zadovoljavajućeg razdoblja povrata investicije proizvoljna je.

Primjer: Investitor razmatra mogućnost ulaganja u elektranu na obnovljive izvore energije na otoku Krku te se odlučuje za izgradnju manje fotonaponske elektrane snage 10 kW i pratećeg sustava za pripremu tople vode. Ukupan je iznos investicije 200.000 kuna i bit će podmiren iz vlastitih sredstava. Prema distribuciji mogućnosti proizvodnje električne energije iz solarne elektrane na otoku Krku, investitor planira godišnji prihod u iznosu od 30.000 kuna. Isto tako, prosječan varijabilni trošak (trošak održavanja, upravljanja i osiguranja elektrane) planira u iznosu od 2.600 kuna godišnje. Za pripreme radnje i izgradnju potrebna je godina dana. Razdoblje eksploatacije projekta iznosi 15 godina.

Investitor želi izračunati u kojoj će godini ostvariti povrat svojih sredstva, odnosno koje je razdoblje povrata uložених sredstava.

Razdoblje povrata općenito se računa ranije navedenom formulom, odnosno postupnim kumuliranjem predviđenih novčanih tokova. Ako su neto novčani tokovi jednaki u cijelom razdoblju trajanja projekta, kao u ovom primjeru, tada formulu možemo transformirati u sljedeću matematičku formu:

$$t_p = \frac{I_0}{NT_t}; NT_1 = NT_2 = \dots = NT_t \equiv NT_t$$

gdje je:

t_p = razdoblje (period) povrata

I_0 = investicijski troškovi u početnoj godini

NT_t = neto novčani tokovi po godinama

t = godine (razdoblja) u životnom vijeku projekta

$$t_p = \frac{200.000}{27.400} = 7,3 = 7 + (0,3 * 12 \text{ mjeseci u godini}) = 7 \text{ godina i 4 mjeseca}$$

Razdoblje povrata projekta je 7 godina i 4 mjeseca. Ako je to razdoblje povrata uložених sredstava manje od razdoblja povrata koje je želio investitor, tada je projekt prihvatljiv.

4.2. Modificirano razdoblje povrata

Modificirano razdoblje povrata nadogradnja je metode jednostavnog razdoblja povrata pri procjeni isplativosti projekta. Ta se nadogradnja na glavni nedostatak koji je ignoriranje vremenske vrijednosti novca. U smislu diskontiranog razdoblja povrata izračunava se vrijeme koje je potrebno da diskontirani čisti novčani tokovi investicijskih projekata pokriju vrijednost njihovih investicijskih troškova.

U modificiranom razdoblju povrata ulaganja također se promatra razdoblje povrata investicije, ali se pritom uzima u obzir diskontirani novčani tok. Ako je takvo razdoblje povrata kraće od zahtijevanog vremenskog intervala povrata investicije, tada je projekt prihvatljiv.

Matematički se kriterij modificiranog razdoblja povrata, odnosno diskontiranog razdoblja povrata, može zapisati na sljedeći način (Orsag, Dedi, 2011):

$$I_0 = \sum_{t=0}^{t_d} NT_t \frac{1}{(1+k)^t}$$

gdje je :

I_0 = investicijski troškovi u početnoj godini

t_d = diskontirano razdoblje povrata

NT_t = neto novčani tokovi po godinama

t = godine (razdoblja) u životnom vijeku projekta

k = diskontna stopa

Primjer: Investitor u solarnu elektranu ipak želi uzeti u obzir i vremensku vrijednost novca, neovisno o jednostavnosti ove metode procjene isplativosti te ga zanima povrat njegovih sredstava u projekt ako se uzme u obzir vremenska vrijednost novca uz diskontnu stopu od 5 %.

Diskontni faktor računa se po sljedećoj formuli:

$$dR = \frac{1}{(1+r)^t}$$

gdje je :

dR = diskontni faktor

r = diskontna stopa

t = godine (razdoblja) u životnom vijeku projekta

Diskontni faktor u ovom primjeru s diskontnom stopom od 5 % iznosi 0,952 za prvu godinu, 0,907 za drugu godinu, 0,864 za treću godinu itd.

S obzirom na to da ovdje nisu ujednačeni novčani tokovi, ne može se koristiti formula iz prethodnog primjera te se zbog jednostavnosti može koristiti tablični prikaz.

Tablica 24.: Izračun modificiranog razdoblja povrata projekta

Godina	Ukupni primici	Ukupni izdaci	Neto primici	Diskontni faktor (5%)	Diskontirani neto primici	Kumulativ diskontiranih neto primitaka
0		200.000	-200.000	1,000	-200.000	-200.000
1	30.000	2.600	27.400	0,952	26.095	-173.905
2	30.000	2.600	27.400	0,907	24.853	-149.052
3	30.000	2.600	27.400	0,864	23.669	-125.383
4	30.000	2.600	27.400	0,823	22.542	-102.841
5	30.000	2.600	27.400	0,784	21.469	-81.372
6	30.000	2.600	27.400	0,746	20.446	-60.926
7	30.000	2.600	27.400	0,711	19.473	-41.453
8	30.000	2.600	27.400	0,677	18.545	-22.908
9	30.000	2.600	27.400	0,645	17.662	-5.246
10	30.000	2.600	27.400	0,614	16.821	11.576
11	30.000	2.600	27.400	0,585	16.020	27.596
12	30.000	2.600	27.400	0,557	15.257	42.853
13	30.000	2.600	27.400	0,530	14.531	57.384
14	30.000	2.600	27.400	0,505	13.839	71.223
15	30.000	2.600	27.400	0,481	13.180	84.403

Izvor: Izrada autora

Diskontirani neto primitci računaju se na način da se pomnože neto primitci s diskontnim faktorom. Prema izračunatim diskontiranim neto primitcima računa se kumulativ diskontiranih neto primitaka. Prva godina u kojoj je kumulativ diskontiranih neto primitaka pozitivan deseta je godina. Kako bi se dobilo točnije razdoblje povrata, uzme se zadnji negativan iznos u apsolutnoj vrijednosti (5.246) te se dijeli s diskontiranim neto primitkom u idućoj godini (16.821), što iznosi 0,312. Dodavši zadnju godinu u kojoj je kumulativ bio negativan (9. godina), dobijemo izračun da je modificirano razdoblje povrata 9,312 godina, što je 9 godina i 4 mjeseca.

4.3. Neto sadašnja vrijednost

Neto sadašnja vrijednost temeljni je kriterij financijskog odlučivanja. Metoda neto sadašnje vrijednosti za ocjenu financijske efikasnosti investicijskog projekta može se smatrati temeljnom metodom investicijskog odlučivanja. Neto vrijednošću označava se razlika između pozitivnih i negativnih učinaka koji su rezultat neke aktivnosti. U vezi s novčanim tokovima, pod neto vrijednošću treba razumijevati razliku između godišnjih novčanih tokova u

cijelom vijeku efektuiranja projekta i investicijskih troškova. Matematički se to može prikazati na sljedeći način (Žiković, S., Fatur, T., 2011):

$$NSV = \sum_{t=1}^T \frac{NT_t}{(1+r)^t}$$

gdje je:

NSV = neto sadašnja vrijednost

T = cjelokupni životni vijek projekta

t = godine (razdoblja) u životnom vijeku projekta

NT_t = neto novčani tokovi po godinama

r = diskontna stopa

Sve efekte, odnosno novčane tokove projekta potrebno je svesti na sadašnju vrijednost kako bi bili vremenski međusobno usporedivi. To se obavlja diskontnom tehnikom u kojoj diskontnu stopu možemo definirati na više načina. U svjetskoj ekonomskoj praksi vrijednost diskontne stope određuje se kao (Žiković, S., Fatur, T., 2011):

- kamatna stopa na kredit
- prosječna kamatna stopa na tržištu kapitala
- oportunitetni trošak kapitala
- ponderirani prosječni trošak kapitala (eng. Weighted average cost of capital – WACC)
- tražena stopa povrata utvrđena primjenom CAPM-a (eng. Capital Asset Pricing Model) ili
- na drugi način definirana tražena stopa povrata.

S obzirom na to da se diskontiraju samo budući novčani tokovi projekta, neto sadašnja vrijednost predstavlja razliku između zbroja diskontiranih čistih novčanih tokova u cjelokupnom vijeku trajanja projekta i iznosa investicijskih troškova.

Izračun neto sadašnje vrijednosti izvodi se u nekoliko koraka:

1. izračunavanje sadašnje vrijednosti očekivanih novčanih tokova u cjelokupnom vijeku trajanja projekta
2. sumiranje diskontiranih čistih novčanih tokova u cijelom vijeku trajanja projekta
3. utvrđivanje neto sadašnje vrijednosti oduzimanjem investicijskih troškova od zbroja sadašnje vrijednosti novčanih tokova u cijelom vijeku trajanja projekta.

Prema kriteriju neto sadašnje vrijednosti projekt je to prihvatljiviji što ima veću sadašnju vrijednost. Kada se donosi investicijska odluka, projekt će se smatrati prihvatljivim ako je neto sadašnja vrijednost projekta veća od nule. U situaciji kada se radi o izboru između dvaju ili više projekata, predlaže se realizacija onoga koji ima najveću neto sadašnju vrijednost. Pozitivna neto

sadašnja vrijednost projekta ukazuje na povećanje sadašnje vrijednosti poduzeća koje namjerava investirati. U skladu s tim kriterijem ne bi se smjeli prihvatiti projekti koji imaju negativnu neto sadašnju vrijednost jer bi oni smanjivali vrijednost poduzeća. Kada je diskontirano razdoblje povrata jednako životnom vijeku projekta, projekt ima nultu neto sadašnju vrijednost.

Neto sadašnja vrijednost veća od nule daje odgovor na pitanje isplati li nam se investirati u projekt s obzirom na traženi povrat. Međutim, ako je neto sadašnja vrijednost jednaka nuli, to znači da možemo investirati u projekt jer ćemo vratiti uložena sredstva uz željeni povrat, no vrijednost samog poduzeća, odnosno vrijednost dioničara, ostaje ista. Ono što raste jest snaga društva za neke buduće pothvate.

Primjer: Investitora zanima neto sadašnja vrijednost projekta, odnosno za koliko će se povećati sadašnja vrijednost poduzeća ako se odluči na investiciju u solarne elektrane na otoku Krku. Trošak kapitala, odnosno postotni iznos povrata koji investitor želi dobiti u ovoj investiciji iznosi 5 %.

Tablica 25.: Izračun neto sadašnje vrijednosti projekta

Godina	Ukupni primici	Ukupni izdaci	Neto primici	Diskontni faktor (5%)	Diskontirani neto primici
0		200.000	-200.000	1,000	-200.000
1	30.000	2.600	27.400	0,952	26.095
2	30.000	2.600	27.400	0,907	24.853
3	30.000	2.600	27.400	0,864	23.669
4	30.000	2.600	27.400	0,823	22.542
5	30.000	2.600	27.400	0,784	21.469
6	30.000	2.600	27.400	0,746	20.446
7	30.000	2.600	27.400	0,711	19.473
8	30.000	2.600	27.400	0,677	18.545
9	30.000	2.600	27.400	0,645	17.662
10	30.000	2.600	27.400	0,614	16.821
11	30.000	2.600	27.400	0,585	16.020
12	30.000	2.600	27.400	0,557	15.257
13	30.000	2.600	27.400	0,530	14.531
14	30.000	2.600	27.400	0,505	13.839
15	30.000	2.600	27.400	0,481	13.180

Sadašnja vrijednost novčanih tokova	284.403
Neto sadašnja vrijednost	84.403

Izvor: Izrada autora

Kako je ranije navedeno, prvo treba izračunati diskontirane iznose neto primitaka po pojedinoj godini, zatim ih sumirati kako bi se dobila sadašnja vrijednost novčanih tokova (284.403) te na kraju oduzeti iznos sadašnje vrijednosti novčanih tokova s apsolutnim iznosom investicije (84.403).

Neto sadašnja vrijednost je pozitivna, odnosno veća je od nule, što znači da će ovom investicijom investitor ostvariti zadovoljavajući povrat (5 %) i dodatno povećati vrijednost svojeg poduzeća.

4.4. Indeks profitabilnosti

Indeks profitabilnosti u svojem se izračunu naslanja na neto sadašnju vrijednost. Ovaj kriterij uzima u obzir vremensku vrijednost novca u trošku kapitala i vrednuje novčane tokove projekata u cijelom vijeku trajanja projekta. Za razliku od neto sadašnje vrijednosti odluka se kod indeksa profitabilnosti temelji na odnosu između diskontiranih novčanih tokova u cjelokupnom vijeku trajanja projekta i investicijskih troškova. On mjeri relativnu profitnu snagu diskontiranih novčanih tokova prema vrijednosti investicijskih troškova. Formula za izračun indeksa profitabilnosti glasi (Orsag, Dedi, 2011):

$$P_I = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{NT_t}{(1+r)^t}}{I_0}$$

gdje je:

P_I = indeks profitabilnosti

T = cjelokupni životni vijek projekta

t = godine (razdoblja) u životnom vijeku projekta

NT_t = neto novčani tokovi po godinama

r = diskontna stopa

I_0 = investicijski troškovi u početnoj godini

Kako bi se izračunao indeks profitabilnosti, prvo je potrebno svesti buduće očekivane neto novčane priljeve na sadašnju vrijednost. Zatim se taj iznos stavlja u odnos (dijeli) s investicijskim troškovima. Prag prihvatljivosti projekta putem indeksa profitabilnosti definira se na sličan način kao i neto

sadašnja vrijednost, odnosno, projekt je prihvatljiv ako je indeks profitabilnosti jednak ili veći od 1, što znači da su diskontirani budući očekivani novčani priljevi veći od investicijskih troškova.

Primjer: Investitora zanima indeks profitabilnosti projekta. Kako bi ga izračunao, potrebno je podijeliti sadašnju vrijednost novčanih tokova uz diskontnu stopu od 5 % (284.403) s iznosom investicije (200.000).

Tablica 26.: Izračun indeksa profitabilnosti projekta

Godina	Ukupni primici	Ukupni izdaci	Neto primici	Diskontni faktor (5%)	Diskontirani neto primici
0		200.000	-200.000	1	-200.000
1	30.000	2.600	27.400	0,952	26.095
2	30.000	2.600	27.400	0,907	24.853
3	30.000	2.600	27.400	0,864	23.669
4	30.000	2.600	27.400	0,823	22.542
5	30.000	2.600	27.400	0,784	21.469
6	30.000	2.600	27.400	0,746	20.446
7	30.000	2.600	27.400	0,711	19.473
8	30.000	2.600	27.400	0,677	18.545
9	30.000	2.600	27.400	0,645	17.662
10	30.000	2.600	27.400	0,614	16.821
11	30.000	2.600	27.400	0,585	16.020
12	30.000	2.600	27.400	0,557	15.257
13	30.000	2.600	27.400	0,53	14.531
14	30.000	2.600	27.400	0,505	13.839
15	30.000	2.600	27.400	0,481	13.180

Sadašnja vrijednost novčanih tokova	284.403
Indeks profitabilnosti	1,42

Izvor: Izrada autora

Indeks profitabilnosti projekta iznosi 1,42 što je više od 1 i čini ovaj projekt prihvatljivim i prema ovoj metodi procjene isplativosti.

4.5. Interna stopa rentabilnosti

Interna stopa rentabilnosti predstavlja diskontnu stopu koja svodi vrijednost očekivanih novčanih tokova od poslovanja projekta na vrijednost investicijskih troškova, odnosno interna stopa rentabilnosti je diskontna stopa koja svodi neto sadašnju vrijednost na nulu.

Za izračunavanje interne stope rentabilnosti koristi se sljedeća formula (Orsag, Dedi, 2011):

$$\sum_{t=0}^T \frac{NT_t}{(1+IRR)^t} = 0$$

gdje je:

T = cjelokupni životni vijek projekta

t = godine (razdoblja) u životnom vijeku projekta

NT_t = neto novčani tokovi po godinama

IRR = interna stopa rentabilnosti

U formuli glavnu nepoznanicu predstavlja diskontna stopa, dok su vrijednosti investicije i novčanih tokova poznati. Bez upotrebe posebnih financijskih kalkulatora ili kompjutorskih programa ovu je stopu teško izračunati s obzirom da formula nema eksplicitni oblik. Tu je potrebno ponavljati (iterirati) postupak izračunavanja sadašnje vrijednosti uz različite diskontne stope sve dok se ne nađe ona uz koju se dobiva rezultat koji odgovara investicijskom trošku, dakle, uz koju je neto sadašnja vrijednost jednaka nuli. U slučaju da se postupkom iteracije uspjelo dovoljno približiti traženoj stopi s obje strane (na više i na niže) moguće je obaviti i linearnu interpolaciju. Metodom pokušaja i pogrešaka nalaze se najbliži iznosi diskontne stope koji neto sadašnju vrijednost svode na nulu. Takvi brojevi se zatim mogu koristiti u linearnoj interpolaciji kako bi se dobio najbliži iznos tražene diskontne stope koja neto sadašnju vrijednost svodi na nulu. Formula za linearnu interpolaciju je (Orsag, Dedi, 2011):

$$y = y_1 + \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} * (x - x_1)$$

gdje je:

y = tražena interna (diskontna) stopa rentabilnosti

y_1 i y_2 = diskontne stope između kojih se vrši interpolacija

x = tražena neto sadašnja vrijednost za internu stopu (nulta vrijednost)

x_1 i x_2 = neto sadašnje vrijednosti dobivene kad se koriste diskontne stope

y_1 i y_2

Izračun interne stope može se koristiti u različite svrhe. To je jedna od bazičnih metoda ocjene financijske efikasnosti investicijskih projekata, posebno u procesu njihova rangiranja. Interna stopa rentabilnosti može se

koristiti i kao mjera očekivanog prinosa na investicijska ulaganja. Takvim postupkom investitori ocjenjuju oportunitet ulaganja u različite projekte. Prinos izračunan metodom interne stope rentabilnosti predstavlja očekivani prinos koji će se ostvariti ako se ne promjene pretpostavke pod kojima je ta stopa izračunana. Taj će se prinos ostvariti samo ako je moguće novčane tokove, koji se primaju do isteka razdoblja trajanja projekta, reinvestirati upravo po toj izračunanoj internoj stopi.

Primjer: Investitor je izračunao da njegov projekt ima pozitivnu neto sadašnju vrijednost, odnosno da će prilikom investicije pokriti troškove kapitala u iznosu od 5 %. Investitora osim toga zanima koliko je stvarni relativni povrat na njegovu investiciju, odnosno koja diskontna stopa svodi neto sadašnju vrijednost na nulu te stoga želi izračunati internu stopu rentabilnosti.

Bez posebnih kalkulatora ili kompjutorskog programa metoda izračuna bazira se na metodi pokušaja i pogrešaka te na naknadnoj interpolaciji podataka. Kako bismo dobili dvije stope za interpolaciju, moramo naći diskontnu stopu po kojoj je neto sadašnja vrijednost negativna i diskontnu stopu po kojoj je neto sadašnja vrijednost pozitivna.

Tablica 27.: Izračun interne stope rentabilnosti projekta

Godina	Ukupni primici	Ukupni izdaci	Neto primici	Diskontirani neto primici (10%)	Diskontirani neto primici (11%)
0		200.000	-200.000	-200.000,000	-200.000,000
1	30.000	2.600	27.400	24.909,091	24.684,685
2	30.000	2.600	27.400	22.644,628	22.238,455
3	30.000	2.600	27.400	20.586,026	20.034,644
4	30.000	2.600	27.400	18.714,569	18.049,229
5	30.000	2.600	27.400	17.013,244	16.260,566
6	30.000	2.600	27.400	15.466,586	14.649,159
7	30.000	2.600	27.400	14.060,532	13.197,440
8	30.000	2.600	27.400	12.782,302	11.889,586
9	30.000	2.600	27.400	11.620,275	10.711,339
10	30.000	2.600	27.400	10.563,886	9.649,855
11	30.000	2.600	27.400	9.603,533	8.693,563
12	30.000	2.600	27.400	8.730,484	7.832,039
13	30.000	2.600	27.400	7.936,804	7.055,891
14	30.000	2.600	27.400	7.215,276	6.356,658
15	30.000	2.600	27.400	6.559,342	5.726,719

Neto sadašnja vrijednost (10%)	8.406,58
Neto sadašnja vrijednost (11%)	-2.970,17

Izvor: Izrada autora

Neto sadašnja vrijednost uz diskontnu stopu od 10 % iznosi 8.406,58, dok je uz diskontnu stopu od 11 % ona negativna i iznosi -2.970,17. Koristeći ove diskonte stope, interpolacijom podataka može se izračunati interna stopa rentabilnosti, odnosno stopa koja svodi neto sadašnju vrijednost na nulu.

$$y = y_1 + \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} (x - x_1)$$

gdje je:

y = tražena interna (diskontna) stopa rentabilnosti

$$y_1 = 10\%$$

$$y_2 = 11\%$$

$$x_1 = 8.406,58$$

$$x_2 = -2.970,17$$

$$x = 0$$

$$y = 10 + \frac{11 - 10}{-2.970,17 - 8.406,58} * (0 - 8.406,58)$$

$$y = 10,73\%$$

Interpolacijom se dobila interna stopa rentabilnosti projekta u iznosu od 10,73 %, što znači da će neto sadašnja vrijednost biti jednaka nuli uz diskontnu stopu od 10,73 %. Naravno, puno je lakša metoda izračun pomoću kompjutorskih programa u kojima je taj proces automatiziran tako da je potrebno označiti stupac s neto primitcima za cijelo razdoblje trajanja projekta.

4.6. Modificirana neto sadašnja vrijednost

Energetska postrojenja imaju različite životne vjekove, stoga ih je teško međusobno uspoređivati do sada navedenim metodama procjene isplativosti. Naime, tradicionalne metode procjene isplativosti zanemaruju vrijeme trajanja projekta, zato je potrebno izjednačiti njihove novčane tokove u ukupnom vremenu trajanja oba projekta. Produljenje vremena trajanja projekta može se postići primjenom troška kapitala kao oportunitetnog troška

ulaganja u poduzeće. Na taj način se projektu s kraćim vremenom trajanja projekta pretpostavlja reinvestiranje novčanih tokova uz trošak kapitala do trajanja projekta s dužim vremenom trajanja (efektuiranja) projekta i posljedično njihovog diskontiranja na sadašnju vrijednost. Ovakav je način izračuna isplativosti ulaganja u projekt primjereniji procjeni isplativosti različitih tipova elektrana. Jedna od metoda ovakvog izračuna je i modificirana neto sadašnja vrijednost.

Novčani tokovi projekata mogu se izjednačiti u vremenu tako da se ranije primljeni novčani tokovi reinvestiraju do vremena isteka trajanja projekta s duljim vijekom efektuiranja. Modificirana neto sadašnja vrijednost može se dobiti tako da se utvrdi neto sadašnja vrijednost narasla za oportunitetne troškove.

Formula za izračun modificirane neto sadašnje vrijednosti glasi (Orsag, Dedi, 2011):

$$mNSV_0 = \frac{\sum_{t=1}^T NT_t(1+r)^{T-t}}{(1+r)^T} - I_0$$

gdje je:

mNSV = modificirana neto sadašnja vrijednost

T = cjelokupni životni vijek projekta

t = godine (razdoblja) u životnom vijeku projekta

NT_t = neto novčani tokovi po godinama

r = diskontna stopa

I_0 = investicijski troškovi u početnoj godini

Primjer: Investitor razmatra dvije mogućnosti za investiranje s istom početnom investicijom u iznosu od 350.000 kuna i s vremenom gradnje od godine dana. Prvu investiciju, po dobivanju svih dozvola, može prodati odmah prve godine za 400.000 kuna. Zbog prirode ulaganja drugu investiciju može prodati tek nakon 3 godine za 390.000 kuna, dok prve dvije godine ostvaruje primitke od projekta u iznosu od 25.000 kuna godišnje. Trošak kapitala (diskontna stopa) iznosi 5 %.

Modificirana neto sadašnja vrijednost računa se po navedenoj formuli pri čemu se za reinvestiranje novčanih tokova uzima ista stopa u iznosu od 5 %.

Tako je za projekt A:

$$mNSV = \frac{400.000_1(1 + 0,05)^{3-1} + 0_2(1 + 0,05)^{3-2} + 0_3(1 + 0,05)^{3-3}}{(1 + 0,05)^3} - 350.000$$

$$mNSV = 30.952$$

Tablica 28.: Izračun modificirane neto sadašnje vrijednosti projekta A i projekta B

Projekt A

Godina	Ukupni primici	Ukupni izdaci	Neto primici	Reinvestiranje novčanih tokova (5%)
0		350.000	-350.000	0
1	400.000	0	400.000	441.000
2		0	0	0
3		0	0	0

Projekt B

Godina	Ukupni primici	Ukupni izdaci	Neto primici	Reinvestiranje novčanih tokova (5%)
0		350.000	-350.000	0
1	25.000	0	25.000	27.563
2	25.000	0	25.000	26.250
3	390.000	0	390.000	390.000

Sadašnja vrijednost novčanih tokova	380.952
Neto sadašnja vrijednost	30.952
Indeks profitabilnosti	1,09
Ukupan iznos reinvestiranih novčanih tokova u budućnosti	441.000
Sadašnja vrijednost reinvestiranih novčanih tokova	380.952
Modificirana neto sadašnja vrijednost	30.952

Sadašnja vrijednost novčanih tokova	383.382
Neto sadašnja vrijednost	33.382
Indeks profitabilnosti	1,10
Ukupan iznos reinvestiranih novčanih tokova u budućnosti	443.813
Sadašnja vrijednost reinvestiranih novčanih tokova	383.382
Modificirana neto sadašnja vrijednost	33.382

Izvor: Izrada autora

U ovom primjeru novčani tokovi za oba projekta investiraju se po stopi od 5 % koja je jednaka diskontnoj stopi. Zbog toga su modificirana neto sadašnja vrijednost i „obična” neto sadašnja vrijednost jednake i iznose 30.952 za Projekt A te 33.382 za Projekt B. Uzimajući u obzir ovu metodu procjene isplativosti projekta, investitor bi se odlučio za Projekt B s obzirom na to da ima veći indeks profitabilnosti, veću neto sadašnju vrijednost i veću modificiranu neto sadašnju vrijednost.

4.7. Modificirana interna stopa rentabilnosti

Modificirana interna stopa rentabilnosti posebna je metoda izračuna isplativosti koja izračunava internu stopu rentabilnosti uz pretpostavku mogućnosti reinvestiranja tekućih čistih novčanih tokova primljenih prije isteka trajanja projekta po stopi rentabilnosti koja odgovara trošku kapitala, a ne po stopi rentabilnosti koja odgovara izračunanoj internoj stopi rentabilnosti koja je a priori ugrađena u metodu izračuna interne stope rentabilnosti. Najprije se izračunava konačna vrijednost čistih novčanih tokova uz troškove kapitala poduzeća te se zatim na temelju konačne vrijednosti (oportunitetni neto novčani tokovi) izračunava modificirana interna stopa profitabilnosti.

Formula za izračun modificirane interne stope rentabilnosti glasi (Orsag, Dedi, 2011):

$$I_0(1 + mIRR) = \sum_{t=1}^T NT_t(1 + r)^{T-t}$$

gdje je:

I_0 = investicijski troškovi u početnoj godini

mIRR = modificirana interna stopa rentabilnosti

T = cjelokupni životni vijek projekta

t = godine (razdoblja) u životnom vijeku projekta

NT_t = novčani tokovi po godinama

r = diskontna stopa

Kako bi se modificirana interna stopa rentabilnosti koristila za eliminiranje razlike u trajanju projekata, potrebno je novčani tok kraćeg projekta ukamaćivati na razdoblje trajanja projekta drugog, dužeg projekta.

Prema prije navedenoj formuli za projekt A:

$$(1 + mIRR)^3 = \frac{441.000}{350.000}$$

$$mIRR = \sqrt[3]{1.260} - 1$$

$$mIRR = 8,01\%$$

Tablica 29.: Izračun modificirane interne stope rentabilnosti Projekta A i Projekta B

Projekt A					Projekt B				
Godina	Ukupni primici	Ukupni izdaci	Neto primici	Reinvestiranje novčanih tokova (5%)	Godina	Ukupni primici	Ukupni izdaci	Neto primici	Reinvestiranje novčanih tokova (5%)
0		350.000	-350.000	0	0		350.000	-350.000	0
1	400.000	0	400.000	441.000	1	25.000	0	25.000	27.563
2		0	0	0	2	25.000	0	25.000	26.250
3		0	0	0	3	390.000	0	390.000	390.000

IRR	14,29%
Ukupan iznos reinvestiranih novčanih tokova u budućnosti	441.000
Modificirana interna stopa rentabilnosti	8,01%

IRR	8,46%
Ukupan iznos reinvestiranih novčanih tokova u budućnosti	443.813
Modificirana interna stopa rentabilnosti	8,24%

Izvor: Izrada autora

Prema „običnoj” internoj stopi rentabilnosti investitoru je isplativije uložiti u Projekt A. Međutim, prema modificiranoj internoj stopi rentabilnosti,

investitoru je isplativije investirati u Projekt B s obzirom na to da ima višu modificiranu stopu rentabilnosti. Ako su izračuni oprečni, investitor mora uzeti u obzir nekoliko metoda izračuna isplativosti ulaganja u projekt na temelju kojih će donijeti konačnu odluku o investiranju.

4.8. Nivelirani trošak proizvodnje električne energije

Metodologiju izračuna niveliranih troškova proizvodnje električne energije (eng. levelized cost of electricity, LCOE) koriste investitori, znanstvenici i vlade kao dodatnu metodu usporedbe isplativosti izgradnje pojedine elektrane. Tom je metodologijom moguće usporediti različite tehnologije koje se zasnivaju na drugačijim fizičkim principima, koje koriste različita goriva i koja imaju različit ekonomski vijek trajanja. Nivelirani trošak proizvodnje električne energije razvijen je radi uspoređivanja različitih izvora energije na bazi jediničnog troška (minimalne cijene električne energije pri kojoj je elektrana isplativa) tijekom životnog vijeka različitih energetskih projekata i tehnologija. Najveći je nedostatak ovog pristupa što ne uzima u obzir specifične tržišne i tehnološke rizike (primjerice nesigurnost u cijeni goriva) te ne uzima u obzir elemente kao što su energetska međuzavisnost i potreba za pričuvnom energijom. Unatoč nedostacima LCOE najbolja je dostupna metoda usporedbe isplativosti različitih tehnologija u energetici (Narbel et al., 2014).

Nivelirani trošak proizvodnje električne energije često se koristi kao najprikladnija mjera izračuna ukupne konkurentnosti različitih tehnologija i elektrana. On predstavlja trošak po kilovatsatu (kWh) izračunan na temelju ukupnog troška izgradnje i održavanja u pretpostavljenom ekonomskom vijeku trajanja elektrane. Ključne stavke pri izračunu predstavljaju kapitalni trošak, trošak goriva, fiksni i varijabilni troškovi održavanja, trošak financiranja te pretpostavljeni vijek trajanja elektrane. Važnost svakog pojedinog faktora varira s tehnologijom. Tako, primjerice, solarne elektrane i vjetroelektrane nemaju troškove goriva te imaju relativno male troškove održavanja, što znači da njihov LCOE najviše ovisi o kapitalnim troškovima koji se smanjuju napretkom tehnologije. Za elektrane kojima je velika troškovna stavka gorivo, osim samog kapitalnog troška, cijena goriva također uvelike utječe na izračun niveliranog troška električne energije. Kao i pri svakoj projekciji najzahtjevniji zadatak je procjena budućih kretanja navedenih faktora.

Tri su glavne stavke u izračunu niveliranog troška električne energije: kapitalni trošak, operativni trošak (fiksni i varijabilni) i trošak goriva.

Formula za izračun niveliranog troška proizvodnje električne energije (LCOE) glasi (NREL, 2018):

$$LCOE = \frac{(KAP_{TR} * CRF) + fiksni_{TR}RO}{8760 * fKAP} + (GORIVO_{TR} * EF) + varijabilni_{TR}RO$$

gdje je:

KAP_{TR} – kapitalni trošak (€/kW)

CRF – faktor oporavka kapitala (eng. capital recovery factor)

$fiksni_{TR}RO$ – fiksni trošak rada i održavanja (€/kW godišnje)

fKAP – faktor kapaciteta (%)

GORIVO_{TR} – trošak goriva (€/MMBtu)

EF – efikasnost elektrane (eng. heat rate) (Btu/kWh)

$varijabilni_{TR}RO$ – varijabilni trošak rada i održavanja (€/MWh)

Da bi se izračunao LCOE, prvo je potrebno izračunati CRF, odnosno faktor oporavka kapitala (eng. capital recovery factor) (NREL, 2018):

$$CRF = \frac{r*(1+r)^t}{(1+r)^t - 1}$$

gdje je:

r – diskontna stopa (%)

t – broj primljenih anuiteta (vijek trajanja elektrane u godinama)

Nivelirani trošak električne energije, za razliku od ostalih metoda procjene isplativosti, predstavlja metodu usko vezanu za energetske sektor i njemu prilagođenu. Stoga će se, kao i zbog specifičnosti koje nosi svaka elektrana, ova metoda računati u nastavku poglavlja za svaki pojedini tip elektrane.

Svaki projekt izgradnje elektrane započinje procjenom kapitalnog troška. Postoje brojne studije i izvješća u kojima su kapitalni troškovi dani u određenoj valuti po izgrađenom kilowatu ili megawatu. Kapitalni trošak, odnosno početna investicija, može biti izuzetno mala (mikro vjetroelektrane ili mikro solarne elektrane izgrađene na krovovima) ili ekstremno velika u apsolutnim vrijednostima (primjerice nuklearne elektrane ili velike hidroelektrane). Kapitalni troškovi uključuju (U.S. EIA, 2013):

- 1) direktne troškove izgradnje i pripremne troškovi izgradnje kao što su dobivanje raznih dozvola, studije utjecaja na okoliš itd.
- 2) indirektno troškove kao što su administrativni troškovi koji se ne mogu svrstati u kategoriju direktnih troškova
- 3) vlasničko ulaganje.

U LCOE formuli kapitalni trošak obilježen je s KAP_{TR} . Mjeren je po jedinici instaliranog kapaciteta (primjerice \$/kW, \$/MW, EUR

/kW itd.). Kako bi se ovaj apsolutni broj pretvorio u jedinicu troška po proizvedenoj električnoj energiji (\$/kWh), potrebno je koristiti faktor kapaciteta (eng. capacity factor). Faktor kapaciteta predstavlja snagu proizvedenu u određenom razdoblju podijeljenu sa snagom koja je mogla biti proizvedena u okolnostima da elektrana radi punim intenzitetom, odnosno 100 % ili 8.760 sati godišnje. Faktor kapaciteta značajno varira u različitim tipova elektrana, tako je primjerice za elektrane na obnovljive izvore energije (kao što su solarne elektrane i vjetroelektrane) faktor kapaciteta 30 %, dok

visokih 90 % i više iznosi u nuklearnih elektrana. Tako velika razlika u faktoru kapaciteta ne iznenađuje s obzirom na to da solarne elektrane i vjetroelektrane rade jedino kad ima sunca, odnosno vjetra, dok nuklearne elektrane rade konstantno, osim u slučaju iznenadnog prekida ili redovnog održavanja koje se može provoditi i svake dvije godine.

U izračunu niveliranog troška električne energije osim kapitalnog troška koristi se trošak rada i održavanja. Fiksni trošak rada i održavanja, koji je jednak neovisno o proizvedenoj količini električne energije, mjeri se u \$/kW, \$/MW, EUR/kW itd., dok se varijabilni trošak rada i održavanja mjeri u \$/kWh, \$/MWh, EUR/kWh s obzirom na to da ovisi o količini proizvedene električne energije.

Fiksni trošak rada i održavanja predstavljaju troškovi koji se javljaju u radu elektrane, a ne ovise znatno o količini proizvedene električne energije te spadaju u sljedeće kategorije (U.S. EIA, 2013):

- ugovoreni troškovi osoblja
- preventivni i redoviti trošak održavanja opreme, s uključenim potrebnim alatom za održavanje (najam i vlastiti alat)
- opći i administrativni troškovi (pošta, telefon itd.)
- održavanje objekta i okolnog terena.

Preventivni trošak održavanja ne zahtijeva dugoročno gašenje elektrane i sastoji se od održavanja opreme kao što su vodene pumpe, parogeneratori, sustavi demineralizacije, servisne vode, kondenzacijski sustavi, filtri zraka, elektroinstalacije, komunikacijska oprema itd. (U.S. EIA, 2013)

Varijabilni trošak održavanja onaj je trošak koji je povezan s količinom proizvedene električne energije i uključuje sljedeće kategorije primjenjive za pojedini tip elektrane (U.S. EIA, 2013):

- konzumne vode
- otpad i troškovi odlaganja otpadnih voda
- kemikalije, katalizatori, plinovi, amonijak (NH₃) itd.
- lubrikanti
- potrošni materijal i pribor.

Oni troškovi koji su podijeljeni između fiksnih i varijabilnih troškova jesu troškovi generalnog održavanja (remonta) koje zahtijeva duže razdoblje gašenja elektrane te se u pravilu ne provodi češće od jednom godišnje. Takvi troškovi mogu ovisiti o proizvodnji električne energije, godinama rada opreme (zamor materijala), preporukama i zahtjevima proizvođača opreme itd. U takve se troškove ubrajaju (U.S. EIA, 2013):

- planirani troškovi remonta glavnog pogonskog generatora
- troškovi osoblja uključenih u remont
- troškovi rezervnih dijelova
- ostali troškovi održavanja opreme koji se ne mogu odraditi u sklopu rutinskog održavanja opreme dok je elektrana u pogonu.

Trošak je goriva najzahtjevniji zadatak procjene u izračunu niveliranog troška električne energije s obzirom na to da svjedočimo velikim previranjima i naglim kretanjima cijena goriva u povijesti. Trošak goriva izražen je eurima po MMBTu. MMBTu predstavlja milijun Btu, što je zapravo milijun britanskih termalnih jedinica (eng. british thermal unit).

Btu je jedinica rada koja je jednaka 1055 džula. To je snaga potrebna da se digne temperatura 0,453 kg vode (1 funte ili 4,5 dcl) za 0,555 stupnja celzijusa (jedan stupanj fahrenheitita) pri konstantom tlaku od jedne atmosfere. S obzirom na to da je svaki energent izražen u drugoj jedinici, potrebno je svaki prilagoditi i izraziti u eurima po MMBtu kako bi se cijene mogle uspoređivati (EIA, 2018).

Efikasnost elektrane (eng. heat rate) izražena u Btu/kWh predstavlja efikasnost generatora elektrana u pretvaranju goriva u toplinu, odnosno količinu energije korištenu za proizvodnju 1 kWh električne energije. Ako se želi izračunati efikasnost generatora izraženog u postotcima, potrebno je podijeliti ekvivalent Btu za jedan kWh (1 kWh = 3412 Btu) s *heat rateom*. Primjerice, ako je *heat rate* 10500 Btu, efikasnost je 33 %, a ako je *heat rate* 7.500 Btu, efikasnost generatora je 45 % (EIA, 2018).

Faktor oporavka kapitala (eng. capital recovery factor, CRF) predstavlja udio u trošku elektrane koji prihod mora pokriti u svakoj godini rada kako bi cijeli projekt na kraju radnog vijeka elektrane bio ujednačen, odnosno pokriven.

Za izračun tog faktora potrebna je diskontna stopa i vijek trajanja elektrane koji varira ovisno o vrsti elektrane.

Sljedeći iznosi u godinama koriste se kao životni vijek elektrana (IEA, 2015):

- vjetroelektrane i solarne elektrane: 25 godina
- termoelektrane na plin: 30 godina
- elektrane na biomasu: 30 godina
- termoelektrane na ugljen: 40 godina
- geotermalne elektrane: 50 godina
- nuklearne elektrane: 60 godina
- hidroelektrane: 80 godina.

Umjesto vijeka trajanja elektrane prilikom izračuna niveliranog troška električne energije koristi se ekonomski vijek, odnosno razdoblje tijekom kojeg se očekuju koristi od investicije. Ekonomski je vijek elektrana s obzirom na investiciju:

- vjetroelektrane i solarne elektrane: 15 godina
- termoelektrane na plin: 20 godina
- elektrane na biomasu: 20 godina
- termoelektrane na ugljen: 20 godina
- geotermalne elektrane: 30 godina
- nuklearne elektrane: 30 godina
- hidroelektrane: 40 godina.

Za diskontne stope pri izračunu niveliranog troška proizvodnje električne energije koriste se stope od 3 %, 7 % i 10 %. Stopa od 3 % predstavlja

socijalni trošak kapitala, odnosno diskontnu stopu koja se koristi pri evaluaciji projekata od društvenog značaja, kao što su ceste, škole, zaštita okoliša itd. Stopa od 7 % predstavlja tržišnu kamatnu stopu, odnosno traženi povrat na investiciju u normalnim okolnostima, dok stopa od 10 % predstavlja traženi povrat na investiciju na visokorizičnom tržištu.

5. IZVORI ENERGIJE I NJIHOVE ZNAČAJKE

Sve faze - proizvodnja, transport i korištenje energije - značajno utječu na okoliš. Taj je utjecaj ovisno o izvoru energije manji ili veći, no uvijek je negativan. Fosilna goriva (ugljen, nafta i prirodni plin) imaju vrlo nepovoljan utjecaj na okoliš jer sagorijevanjem ispuštaju u atmosferu velike količine ugljičnog dioksida. Taj ugljični dioksid završava u atmosferi i svojim stakleničkim učinkom uzrokuje globalno zatopljenje. Iako svijet postupno prelazi na manje štetne, obnovljive izvore, postotak ekološki prihvatljivih izvora energije još uvijek je zanemariv na globalnoj razini. Različiti izvori energije imaju različite utjecaje na okoliš u kojem se ti izvori energije proizvode, transportiraju ili koriste, a u nastavku poglavlja pojasnit će se utjecaj najčešće korištenih izvora energije.

5.1. Neobnovljivi (konvencionalni) izvori energije

U energiju iz neobnovljivih izvora energije spada ona dobivena iz svih elektrana na fosilna goriva, nuklearnih elektrana ali i velikih hidroelektrana, jer unatoč činjenici da koriste vodu, svojim radom negativno djeluju na okoliš. Fosilna goriva imaju daleko najveći negativni utjecaj na okoliš jer se njihovim sagorijevanjem u atmosferu ispuštaju ogromne količine ugljika koje u atmosferi stvaraju ugljični dioksid. Taj se staklenički plin smatra glavnim krivcem za globalno zatopljenje čije su posljedice nepovoljne klimatske promjene koje ugrožavaju život na Zemlji.

5.1.1. Ugljen

Ugljen je nastao raspadanjem i kompakcijom biljne tvari tijekom milijuna godina. Po ogrijevnoj moći (količina topline koja se oslobodi izgaranjem 1 kg ugljena) razlikuju se antracit i kameni ugljen, smeđi ugljen i lignit. Najveću ogrijevnu moć imaju antracit i kameni ugljen, slijedi smeđi ugljen, a najslabiju ogrijevnu moć ima lignit. U proizvodnji električne energije ugljen je prvi put upotrijebljen 1880. godine u SAD-u.

Sagorijevanjem ugljena dolazi do emisije štetnih plinova (CO_2 , SO_2 i NO_x) koji u atmosferi formiraju vodene mase koje se vraćaju u obliku sumpornih i dušičnih kiselina (kisele kiše). Dio ugljena čine i sitne čestice minerala koje ne sagorijevaju i stvaraju pepeo čiji maleni postotak uvijek odlazi u okoliš. Sagorijevanjem ugljena dolazi do spajanja (oksidacije) ugljika s kisikom iz zraka što uzrokuje stvaranje ugljičnog dioksida. Taj plin bez boje i mirisa prevladava među stakleničkim plinovima.

Najveći proizvođači, a ujedno i potrošači ugljena jesu SAD i Kina (približno milijardu tona godišnje). Interesantan je podatak da Japan godišnje troši oko 200 milijuna tona ugljena, a ne proizvodi ga, već sve uvozi.

Za proizvodnju električne energije ugljen izgara u termoelektranama na ugljen. Prednosti uporabe ugljena u proizvodnji električne energije jesu njegova stabilna i niska cijena, što rezultira relativno jeftinom električnom energijom, relativno velike zalihe koje se procjenjuju na 300 do 900 godina ako potrošnja ostane na današnjoj razini te poznata i pouzdana tehnologija njegova dobivanja, prerade i uporabe. Nedostaci su uporabe ugljena česte nesreće u rudnicima, velike količine potrebne za pogon elektrane, velike količine opasnog otpada koji nastaje kako pri iskopu tako i pri izgaranju, emisije opasnih plinova koji uzrokuju kisele kiše i emisija ugljičnog dioksida, prevladavajućeg stakleničkog plina.

Negativni se utjecaj pokušava umanjiti tehnologijama za smanjenje emisije CO₂ u atmosferu, tzv. tehnologijom za izdvajanje i spremanje ugljikovog dioksida (eng. Carbon capture and storage - CCS). Primjena ove tehnologije mogla bi ublažiti utjecaj korištenja fosilnih goriva na globalno zatopljenje, no zbog visokih cijena nove tehnologije proizvodnja energije pomoću ugljena zasigurno će poskupjeti i na taj način eliminirati glavnu prednost uporabe ugljena – stabilnu i nisku cijenu.

5.1.2. Nafta

Nafta je najvažniji izvor energije i jedan od najznačajnijih strateških proizvoda današnjice. Poznata i pod imenom „crno zlato“ zbog svoje važnosti ima utjecaj na mnogo šire područje od same energetike. Zemlje proizvođači nafte imaju veliku moć u geopolitičkim odnosima, a želja za kontrolom nad izvorištima nafte često je bila uzrokom ratova i kriza u svijetu.

Utjecaj na okoliš može se promatrati s aspekta proizvodnje sirove nafte, opasnosti prilikom transporta i utjecaja rafinerijske prerade.

Nafta se može vaditi iz bušotina na kopnu ili onih pod morem. U bušotina na kopnu, osim gubitka tla zbog površinske eksploatacije i degradacije okoliša, javlja se veliko zagađenje zraka uslijed spaljivanja zemnog plina koji je pomiješan s naftom i mora se razdvajati. Profiti tvrtki od nafte daleko su veći nego od zemnog plina pa on često predstavlja neželjeni nusproizvod izvlačenja nafte. U razvijenim se zemljama zemni plin koristi, ali u nerazvijenim zemljama često ne postoji adekvatna infrastruktura za transport plina pa se on spaljuje pri čemu baklje ispuštaju u atmosferu ogromne količine stakleničkih plinova. Ovakva praksa posebice je karakteristična za Nigeriju, a dokazana je i u Rusiji. Najveći su proizvođači nafte Saudijska

Arabija, Rusija i SAD, a najveći potrošači SAD, Japan i Kina, a od europskih država Njemačka.

Kako je klasičnih izvora nafte na kopnu sve manje, kompanije se sve više okreću bušotinama na moru i *frackingu*. Zbog konstantno rastuće potrebe za naftom i porasta njezine cijene, donedavno nezamislive dubine bušenja postaju komercijalno isplative. Zbog velikih dubina ali i nepredvidivosti mora i vremena, vađenje nafte i plina iz podmorja jedno je od najzahtjevnijih i najkompleksnijih procesa suvremene industrije i tehnologije, sa značajnim rizikom izazivanja velikih ekoloških katastrofa. Do sada najgora ekološka katastrofa ovog tipa dogodila se u Meksičkom zaljevu u travnju 2010. g. kada je uslijed velike količine metana koji je naglo izašao iz bušotine, došlo do eksplozije platforme Deepwater Horizon kojom je upravljala tvrtka British Petroleum. Ekološku katastrofu, poznatu i pod imenom Macondo puknuće, uzrokovala je nafta koja je na morskom dnu počela izlaziti brzinom od 9.900.000 litara na dan. Budući da je more na tom mjestu duboko oko 1.500 metara, dugo se nije uspijevaio pronaći način da se bušotina adekvatno zatvori. Uslijedilo je tromjesečno izlivanje nafte u Meksičkom zaljevu zbog čega je ovaj događaj proglašen najvećom naftnom ekološkom katastrofom američke povijesti, značajno gorom i od izljeva nafte iz Exxon Valdeza 1989. Ribari iz širokog okolnog područja ostali su bez prihoda. Ptice selice koje se gnijezde na malim otocima uz ušće Mississippija masovno su nastradale. Farme oštriga su zatvorene. Ribe koje se mrijeste uz ušće ostale su bez mladi jer su jaja koja plutaju uz površinu vode, kao i planktoni, bila prve žrtve onečišćenja, a za njima i čitav hranidbeni lanac. Općenito su kornjače, ribe i ptice bile najveće žrtve ekološke katastrofe. Što se tiče ekonomske cijene, šteta je teško procjenjiva. Stručnjaci tvrde kako su troškovi, kada se mora čistiti obala, dvostruko veći nego oni kada se nafta skuplja samo u vodi. Neke procjene govore kako je za ovu ekološku katastrofu British Petroleum morao izdvojiti i do 3 milijarde dolara. Jednako štetni bili su i surfaktanti kojima je nafta skupljana - u pokušajima čišćenja u more su unesene tone kemikalija i deterdženata.

Vađenje nafte pomoću *frackinga* ili hidrauličkog frakturiranja odnosi se na vađenje nafte iz naftnih škriljevaca. Nafta iz škriljevca (*shale oil*) predstavlja nekonvencionalnu naftu koja se vadi lomljenjem stijena tako da se pod visokim pritiskom u njih ubrizgavaju velike količine mješavine vode, pijeska i čitavog koktela kemikalija, što može izazvati zagađenje podzemnih voda. SAD je predvodnik *fracking* revolucije s novom proizvodnom metodom vađenja plina i nafte iz škriljevca na dubinama do pet tisuća metara. Problem je takvog vađenja nafte u tome što prilikom frakturiranja dio kemikalija ostaje u zemlji i može dovesti do zagađenja vode iako se frakturiranje vrši na dubinama koje su ispod vodonosnog sloja (akvifera). Frakturiranje može uzrokovati potrese, što postaje sve veći razlog zabrinutosti vezan za

hidrauličko frakturiranje. Osim samog vađenja i prijevoz nafte od proizvođača do rafinerija i korisnika također nosi brojne rizike. To je vidljivo na primjeru spomenute havarije Exxon Valdeza 1989. godine kada je tanker koji je prevozio naftu na svom putu za Long Beach u Kaliforniji udario u podmorski greben Bligh, u more nedaleko od obala Aljaske, ispustivši pritom oko 42 milijuna litara sirove nafte, što je stvorilo dotad najrazorniju naftnu mrlju. Posljedice tog događaja osjećaju se još i danas. Unatoč tome što je naftna kompanija Exxon platila globu od 100 milijuna dolara i potrošila oko 900 milijuna dolara da očisti obalu i more od nafte, mnoge biljne i životinjske vrste nepovratno su nestale iz zaljeva Cook i morskog prolaza Princ William, a za život je osposobljena samo osmina onečišćene obale.

I na kraju, na okoliš utječe i prerada nafte u rafinerijama. One su često smještene u blizini naseljenih područja, gdje uzrokuju zdravstvene probleme okolnom stanovništvu i povećavaju mogućnost ekoloških incidenata uslijed eksplozija ili požara. Uzrok tome je priroda rada rafinerije koja u svom procesu ispušta velik broj različitih kemikalija i kemijskih spojeva u atmosferu što dovodi do zagađenja zraka. Unatoč evidentnim negativnim utjecajima na okoliš, proizvodnje energije bez nafte danas je još uvijek nezamisliva.

5.1.3. Prirodni plin

U prošlosti se prirodni plin dobivao kao usputni proizvod pri crpljenju nafte. Često se takav plin koji nije imao potencijalno tržište u blizini crpilišta palio na samim crpilištima uzrokujući pritom velike emisije štetnih plinova u atmosferu. Takav je plin moguće upumpavanjem vratiti u podzemni spremnik iz kojeg je došao te se njegova distribucija odlaže za buduće potrebe ili služi za reguliranje tlaka u podzemnim spremnicima kako bi se povećalo crpljenje preostale nafte.

Ovisno o potražnji za prirodnim plinom, kada je to ekonomski isplativo, s takvih crpilišta grade se i plinovodi. Druga je mogućnost da se prirodni plin otpremi kao tekućina ukapljivanjem (GTL postupak, od engl. gas-to-liquids). Prirodni ukapljeni plin, poznat pod nazivom LNG (Liquefied Natural gas), lakše se distribuira tankerima i konvencionalnim plinovodima.

Pri vađenju plina stručnjake za zaštitu okoliša brine i nova metoda vađenja, takozvani *fracking* ili *hidrauličko frakturiranje*, odnosno vađenje plina iz škriljevaca. Plin iz škriljevca (*shale gas*) nekonvencionalno je fosilno gorivo koje se vadi lomljenjem stijena tako da se pod visokim pritiskom u njih ubrizgavaju velike količine mješavine vode i čitavog koktela kemikalija, što može izazvati zagađenje podzemnih voda. U Sjedinjenim Državama i u Kanadi došlo je do svojevrsne revolucije s novom proizvodnom metodom vađenja plina i nafte iz škriljevca na dubinama do pet tisuća metara. Problem

je takve proizvodnje što prilikom frakturiranja dio kemikalija ostaje u zemlji i dovodi do zagađenja vode. Ekološka se katastrofa dogodila početkom 2013. u gradiću Windsor (Kolorado), gdje je uslijed kvara na postrojenju došlo do izlivanja 84.000 galona vode pomiješane s naftom i kemikalijama što je dovelo do onečišćenja pitke vode u širem području grada (Finley, 2013). Osim toga, frakturiranje može uzrokovati potrese – tvrtka Cuadrilla Resources je čak i u javnom priopćenju priznala da su njihova istraživanja s *frackingom* na području sjeverozapadne Engleske uzrokovala niz seizmičkih poremećaja.

Mnoge znanstvene studije vide prirodni plin kao jedan od važnijih resursa za proizvodnju električne struje u budućnosti. Zaključimo, s aspekta utjecaja na okoliš možemo reći da plin ima negativan utjecaj: od vađenja tradicionalnim ili eksperimentalnim metodama, do emisija, koje su ipak bitno manje u odnosu na čvrsta ili tekuća goriva. Kao i pri vađenju nafte povećana je opasnost od eksplozije i požara.

5.1.4. Nuklearna energija

Unatoč izvanrednom znanstvenom i tehničkom značaju veliki broj ljudi ima negativne asocijacije na nuklearnu energiju – posljedice su incidenata u nuklearnim elektranama devastirajuće i dugotrajne, stoga nikoga ne ostavljaju ravnodušnima. Međutim, uzimajući u obzir njihov utjecaj na klimu, nuklearne elektrane se u normalnom pogonu smatraju klimatski neutralnima jer nemaju direktnu emisiju CO₂.

Prema Prelec (Prelec, 2013, p. 5) sve faze tehnoloških postupaka vezanih za nuklearne elektrane imaju značajne negativne utjecaje na okoliš, od rudarenja, obogaćivanja urana, izrade gorivih elemenata do odlaganja i prerade istrošenoga goriva. Veliki je problem i odlaganje radioaktivnog materijala tijekom pogona i nakon prestanka rada elektrane, uključujući demontažu starih elektrana i svih njihovih elemenata. Takav materijal mora se skladištiti u posebno kontroliranim uvjetima što naravno podrazumijeva i značajne troškove. Pokušaji rezanja takvih troškova i skladištenje u nepropisnim uvjetima može biti vrlo opasno, no najveći problem ipak je konstantna prijetnja potencijalnih havarija u nuklearnim elektranama.

5.2. TERMOELEKTRANE NA FOSILNA GORIVA (PLIN, NAFTA, UGLJEN)

Termoelektrane su energetska postrojenja čija je osnovna namjena proizvodnja i transformacija primarnih oblika energije u koristan rad koji se

kasnije u obliku mehaničke energije dalje iskorištava za proizvodnju električne energije. Na osnovnoj razini radi se o pretvaranju kemijske energije u toplinsku koja se različitim procesima predaje nekom radnom mediju. Radni medij služi kao prijenosnik te energije do mjesta gdje će ona biti dalje transformirana i iskorištena. Termoelektrana se sastoji od mnogo različitih dijelova koji tvore kompleksnu cjelinu. Najvažniji dijelovi koji tvore zatvorenu cjelinu unutar jedne termoelektrane jesu:

- generator pare
- turbina
- generator električne energije i
- kondenzator.

Glavna je primjena termoenergetskih postrojenja i njihova svrha proizvodnja pare koja će pokretati turbinu, a zatim i generator električne energije. U samom procesu dobivena toplinska energija može se iskorištavati ne samo za paru koja će ići u turbinu nego i kao energija koja će poslužiti za grijanje. Za potrebe grijanje koristi se para nižih temperatura. Najveći su problem termoelektrana na fosilna goriva gubtici i velike emisije stakleničkih plinova.

Primitivne verzije parnog stroja javljaju se već u antici dok se njegova suvremena primjena javlja u 17. stoljeću. Industrijska revolucija započinje izumom parnog stroja (James Watt, 1765.). Glavni su se parametri termoenergetskih postrojenja s vremenom mijenjali, a najveće promijene doživjeli su tlak i temperatura pare. Od početnih 15 bara i 300 °C postrojenja su dostigla današnjih 100-tinjak bara i oko 600 °C. Količina pare se povećava, a samim time i snaga postrojenja te se tako smanjuje i potrošnja goriva i podiže sveukupna iskoristivost postrojenja. Daljnje povećanje iskoristivosti postrojenja postignuto je primjenom pregrijača i međupregrijača, a nova revolucija nastaje razvojem tzv. blok postrojenja (kotao i turbina predstavljaju jedan zatvoreni upravljački krug).

5.2.1. Tehnološki proces

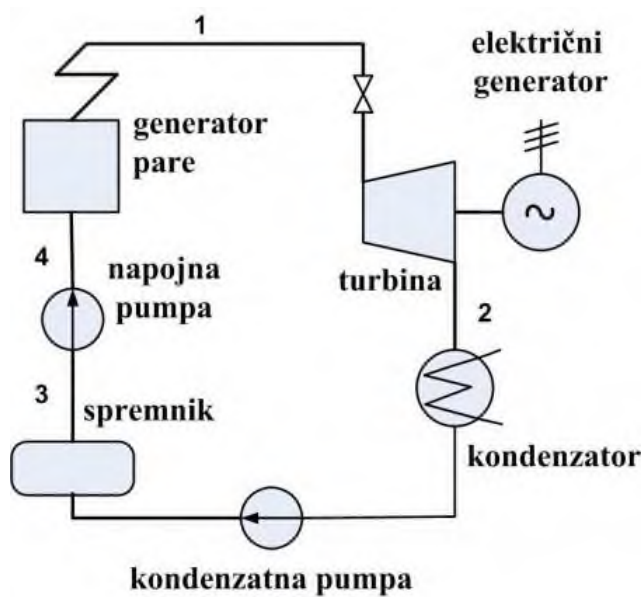
Parno-turbinsko postrojenje

U klasičnim termoelektranama izgaranjem goriva proizvodi se toplina koja kasnije služi za proizvodnju pare. Proizvedena para odvodi se u turbinu gdje na razne načine ekspankira stvarajući moment koji služi za proizvodnju

električne energije u generatoru. Parne turbine najčešće su u svijetu. Druga su velika skupina plinske turbine koje se prilično razlikuju od parnih turbina, što u konstrukciji što u načinu rada.

Klasično parno-turbinsko postrojenje zasniva se na Rankinovom procesu. Temelj većine parno-turbinskih postrojenja (termoelektrana) jest tip postrojenja sa Slike 35., a sastoji se od generatora pare, turbine, generatora električne energije, kondenzatora, kondenzatorske pumpe, napojne pumpe i spremnika napojne vode.

Slika 35.: Shema parno-turbinskog postrojenja

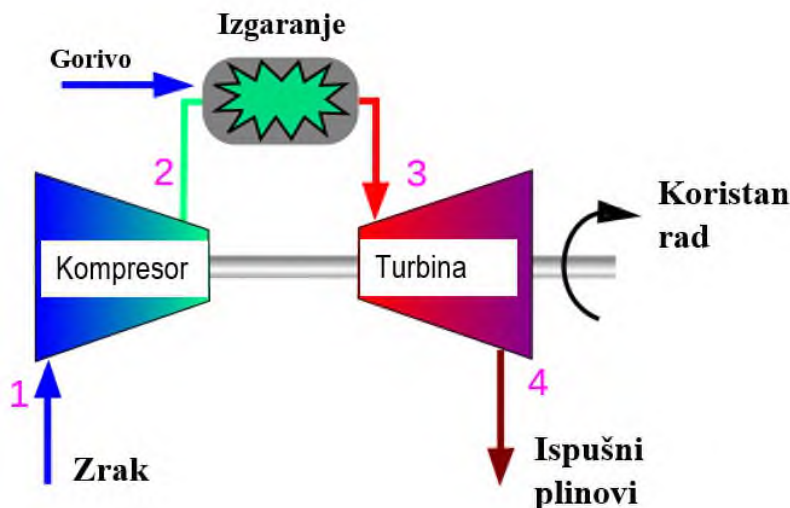


Izvor: Powerlab, 2010

Plinsko-turbinsko postrojenje

Plinsko-turbinska postrojenja rade na principu Braytonovog ciklusa (Slika 36).

Slika 36.: Braytonov ciklus



Izvor: Aeroatoz, 2014

Braytonov proces je idealizirani kružni proces koji ne odgovara u potpunosti stvarnim promjenama stanja u plinskim turbinama. Zbog trenja i turbulencije tijekom kompresije, izgaranja i ekspanzije promjene stanja ne prate ravnotežne izentrope i izobare. Kao što je vidljivo iz Slike 36., najprije se usisava zrak tlaka p_1 , temperature T_1 centrifugalnim/aksijalnim kompresorom potom ga se komprimira na tlak p_2 i na temperaturu T_2 . Tlak p_2 ujedno je i najveći tlak kružnog procesa plinske turbine. U idealiziranom sustavu ova bi promjena bila izentropska. Zbog trenja i turbulencije dio će se energije fluida pretvoriti u toplinu, te će u stvarnosti temperatura nakon kompresije biti T_2' ($T_2' > T_2$).

Komprimirani fluid tlaka p_2 , T_2' dovodi se potom u komoru izgaranja. Tu se zrak visoke temperature miješa s plinovitim gorivom i izgara. U idealnim bi se uvjetima izgaranje smatralo izobarnim procesom. Kako nema promjene tlaka, uslijed porasta temperature kao posljedica izgaranja raste i specifični volumen dimnih plinova. Naravno da u stvarnosti postoji mali pad tlaka tijekom izgaranja zbog trenja. Zbog toga termodinamičko stanje dimnih plinova nakon izgaranja nije p_3 , T_3 već p_3' , T_3' ($p_3' < p_3$, $T_3' < T_3$). Nakon izgaranja dimni plinovi ekspanziraju kroz turbinske lopatice te daju okretni

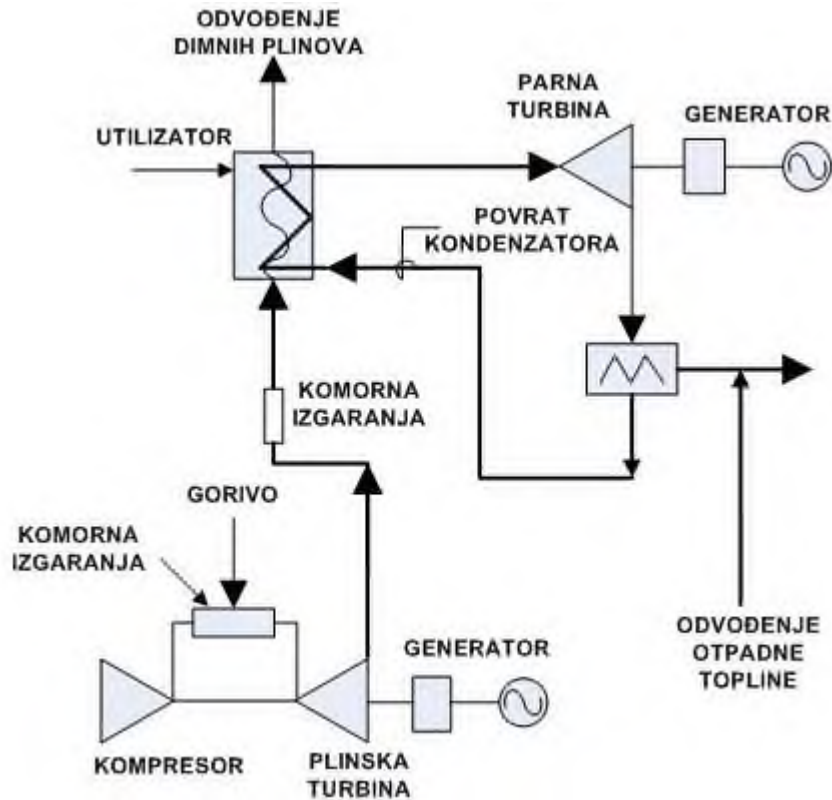
moment vratilu turbine. Time se toplinska energija pretvara u mehaničku. Mehanička energija koristi se za pokretanje generatora za proizvodnju električne energije. Dio mehaničke energije dobivene od turbine koristi se za pogon kompresora. Ekspanzija dimnih plinova iz stanja p_3' , T_3' do p_4 , T_4 u idealnim uvjetima bila bi izentropska, ali zbog postojećeg trenja temperatura na izlazu je T_4' ($T_4' > T_4$). Pri pokretanju plinsko-turbinskog postrojenja potrebno je najprije omogućiti rad kompresora. Za to se koristiti ili dizelski motor ili elektromotor, dok tijekom rada plinske turbine kompresor dobiva mehaničku snagu od turbine.

Klasični kompresori javljaju se u plinsko-turbinskim postrojenjima, mlaznim motorima i sl. Kompresori mogu biti radijalni ili aksijalni. U aksijalnih kompresora strujanje zraka vrši se u smjeru vratila, dok u radijalnih postoji radijalno strujanje na rotorsko kolo. Radijalni kompresori lakši su i mnogo efikasniji nego aksijalni kompresori, ali za manje kompresijske omjere. U većim postrojenjima koriste se aksijalni kompresori s obzirom na to da su efikasniji (za veće kompresijske omjere).

Kombinirani procesi

Kombinirani proces predstavlja proces sastavljen od plinsko-turbinskog i parno-turbinskog dijela. Glavne su sastavnice već opisana plinska i parna turbina. Osnovna je namjena ovih postrojenje iskorištavanje topline nastale na izlazu iz plinske turbine. Budući da ispušni plinovi koji izlaze iz plinske turbine imaju izuzetno visoke temperature (oko 600 °C), oni se mogu iskoristiti kao sredstvo koje će grijati vodu i proizvoditi vodenu paru za parnu turbinu. Time se povećava iskoristivost samog procesa jer je toplina, koja bi inače bila izgubljena, iskorištena za daljnju proizvodnju pare. Iskoristivost takvog postrojenja doseže i preko 60%. U kombiniranim postrojenjima kompresor komprimira zrak i šalje ga u komoru izgaranja gdje se istovremeno dovodi gorivo za izgaranje. Plinovi izgaranja vrlo visoke temperature vode se iz komore izgaranja u plinsku turbinu gdje ekspandiraju dajući koristan rad na vratilu spojenom na rotor plinske turbine. Vratilo pokreće generator električne struje i proizvodi električnu energiju koja se šalje u mrežu. Nakon ekspanzije ispušni se plinovi iz plinske turbine vode u utilizator (generator pare na „otpadnu“ toplinu). Jedna od vrlo dobrih karakteristika plinske turbine jest prisutnost vrlo visokog omjera zrak/gorivo zato što se dodaje nekoliko puta više zraka zbog hlađenja lopatica plinske turbine.

Slika 37.: Shema kombiniranog postrojenja



Izvor: Powerlab, 2014

Zbog toga na izlazu iz plinske turbine ostaje još dosta neiskorištenog zraka pa se taj višak zraka koristi za izgaranje dodatnoga goriva u utilizatoru. U utilizatoru se napojna voda zagrijava do isparavanja i pregrijava na zadane parametre. Pregrijava para odlazi iz generatora pare u parnu turbinu gdje ekspandira i predaje mehanički rad generatoru električne struje. Nakon toga para, sada već znatno niže temperature, odlazi u kondenzator gdje se kondenzira. Nakon kondenzacije voda se napojnom pumpom vraća u utilizator na ponovno zagrijavanje.

Osim povećanog stupnja iskoristivosti koji se dobiva kod kombiniranih postrojenja, potrebno je istaknuti još neke prednosti:

- ekološki aspekt ovog postrojenja jer je u kombiniranih elektrana jedino moguće gorivo plin. Samim time nema emisije sumpornog oksida, a manja je emisija NO_x .

- sustav izgaranja mnogo je napredniji te se ponekad koristi i ubrizgavanje pare u komoru izgaranja čime se postiže sniženje temperature izgaranja. Proizvodnja CO₂ je manja s obzirom na niži postotak ugljika u prirodnim plinu.

- kraći rok projektiranja i izgradnje te veća fleksibilnost pri radu i samom pokretanju.

- troškovi su održavanja niži nego u klasičnih termoelektrana pa su time niži i ukupni troškovi proizvodnje električne energije.

Sve veća potreba za električnom energijom mogla bi, barem privremeno, dovesti i do povećane izgradnje termoelektrana s obzirom na to da su upravo termoelektrane najveći svjetski proizvođači električne energije. Trenutačna situacija takva je da se većina električne energije proizvodi u elektranama na ugljen, no s obzirom na trendove očekuje se znatno povećanje udjela termoelektrana na plin, a samim time i kombiniranih postrojenja.

5.2.2. Hvatanje i skladištenje ugljika (CCS)

„Carbon capture and storage“ - CCS teorijski je pristup hvatanja i skladištenja ugljikovog dioksida sa svrhom smanjivanja emisija stakleničkih plinova u atmosferu. Temelji se na skladištenju ugljikovog dioksida iz velikih izvora kao što su termoelektrane na fosilna goriva. Također bi se moglo koristiti i za „čišćenje“ zraka od ugljičnog dioksida te bi se tako mogao trajno uskladištiti daleko od atmosfere i na taj način smanjiti utjecaje globalnog zatopljenja.

Iako se CO₂ ubrizgavao u geološku formaciju za razne namjene, njegovo je skladištenje još neiskušani koncept. Prva integrirana elektrana za skladištenje CO₂ puštena je u rad u rujnu 2008. godine u istočnoj Njemačkoj u elektrani „Schwarze Pumpe“ sa željom da se dobiju neki odgovori o tehnološkoj izvedivosti i ekonomskoj efikasnosti.

Utvrđeno je da bi se primjenom ovog sustava na moderne konvencionalne elektrane emisija CO₂ u atmosferu mogla smanjiti za 80 – 90 % u odnosu na elektrane bez ovog sustava. Procijenjeno je i da se ekonomski potencijal ovog sustava kreće između 10 – 50 %. Hvatanje i skladištenje CO₂ zahtijeva mnogo energije pa bi se potrebe za gorivom u termoelektrana na ugljen povećale za 25 – 40 %. Ovakvi i drugi sustavi utjecali bi na povećavanje troškova energije u iznosu od 21 % do 90 %.

Zamišljeno je da bi se CO₂ mogao skladištiti u dubokim geološkim formacijama, u dubokim oceanskim masama ili u obliku mineralnih karbonata. U slučaju pohranjivanja u dubokim oceanima povećava se rizik od okiseljavanja oceana zbog viška ugljičnog dioksida u atmosferi i u oceanu. Skladištenje u geološke formacije trenutnačno se čini najboljim rješenjem. „National Energy Technology Laboratory“ (NETL) izvijestio je da Sjeverna Amerika ima dovoljan kapacitet skladišta u svojoj sadašnjoj stopi proizvodnje za više od 900 godina. Generalni su problem skladištenja CO₂ dugoročne prognoze o podzemnim skladištima te njihova sigurnost. One su još vrlo teške i neizvjesne jer bi se moglo dogoditi da CO₂ procuri iz skladišta u atmosferu.

Potencijalno koristan način na koji bi se CO₂ mogao upotrebljavati u industriji njegovo je pretvaranje u ugljikovodik pri čemu bi se ponovno koristio kao gorivo ili bi se uporabio pri izradi plastike. Brojni su projekti koji istražuju tu mogućnost zbog toga što trenutačno biogoriva predstavljaju drugi potencijalni oblik „ugljik-neutralnih“ mlaznih goriva.

5.2.3. Utjecaj na okoliš

Nusprodukti termoelektrane moraju se uzeti u obzir pri njezinu konstruiranju i u samom radu. Radi konačne učinkovitosti sustava otpadna toplina nastala iz toplinskog ciklusa mora se pustiti u atmosferu korištenjem rashladnog tornja, rijeke ili jezera kao rashladnog sredstva (posebice za kondenziranu paru). Ovo ispuštanje topline u vodu uzrokuje značajno povećanje temperatura u blizini ispusta te negativno utječe na floru i faunu na zahvaćenom području.

Dimni plinovi nastali izgaranjem fosilnih goriva sadrže CO₂, vodenu paru i veći broj problematičnih tvari kao što su dušikovi oksidi, sumporni oksidi, azotast oksidi te, ako se radi o termoelektrani na ugljen, još i pepeo i živu. Sagorijevanjem fosilnih goriva dolazi do emisije štetnih plinova (CO₂, SO₂ i NO_x) koji u atmosferi formiraju vodene mase koje se vraćaju u obliku sumpornih i dušičnih kiselina (kisele kiše). Ugljen čine još i sitne čestice minerala koje ne sagorijevaju i stvaraju pepeo čiji maleni postotak uvijek odlazi u okoliš. Sagorijevanjem fosilnih goriva dolazi do spajanja ugljika s kisikom iz zraka (oksidacija) čime se stvara ugljični dioksid (CO₂), plin bez boje i mirisa, koji prevladava među stakleničkim plinovima. Čvrsti otpad pepela iz kotlova na ugljen mora se ukloniti iako se jedan dio pepela može reciklirati i koristiti kao građevinski materijal.

Termoelektrane na ugljen, plin i mazut emitiraju velike količine stakleničkih plinova u atmosferu. Mrki ugljen emitira tri puta više stakleničkih plinova

nego prirodni plin, a crni ugljen dva puta više. Javljaju se nastojanja da se ti plinovi hvataju i skladište. Iako eksperimentalnih postrojenja u svijetu ima, ne očekuje se njihova komercijalna isplativost prije 2025. godine, a vjerojatno ni tada.

5.2.4. Ekonomičnost termoelektrane na plin

Veličina termoelektrana na plin najčešće varira 85 - 620 MW.

Primjer: Kapitalni trošak ulaganja u plinsku elektranu iznosi 1.200 eura po kW, što znači da je za postrojenje od 500 MW potrebno izdvojiti 600.000.000 eura.

Zbog svoje tehnologije i konstrukcije elektrane na plin imaju kraće godišnje održavanje od elektrana na ugljen te mogu raditi i do 7.500 sati godišnje. Godišnji fiksni trošak rada i održavanja iznosi 7.000.000 eura, dok varijabilni trošak rada i održavanja iznosi 30.000.000 eura godišnje. S obzirom na visoku energetska efikasnost plina, efikasnost elektrane (*heat rate*) kreće se oko niskih 6.500 Btu/kWh.

Osim fleksibilnosti i brže izgradnje, elektrane na plin izbacuju znatno manje štetnih plinova i čestica u atmosferu u odnosu na elektranu na ugljen (0,6 kgCO₂/t), što znači da stope CO₂ emisija idu ovom tipu elektrane u korist. Diskontna stopa iznosi 5 %, a vijek trajanja plinske elektrane je 20 godina. Potrebno je izračunati nivelirani trošak proizvodnje električne energije ako je tržišna cijena CO₂ emisija 20 eura po toni, a tržišna cijena goriva 22 eura po MWh.

Veličina elektrane: 500 MW

Kapitalni trošak: 600.000.000 € = 1.200 €/kW

Godišnji rad elektrane: 7.500 h

Godišnji fiksni trošak rada i održavanja: 7.000.000 €

Godišnji varijabilni trošak rada i održavanja: 30.000.000 €

Efikasnost elektrane (*heat rate*): 6.500 Btu/kWh

CO₂ emisije: 0,6 kgCO₂/kWh

Diskontna stopa: 5 %

Vijek trajanja plinske elektrane: 20 godina

Tržišna cijena CO₂: 20 €

Tržišna cijena goriva: 22 €/MWh

Nepoznanice za ubacivanje u LCOE formulu su sljedeće:

- faktor oporavka kapitala (CRF)

$$CRF = \frac{r*(1+r)^t}{(1+r)^t - 1} = \frac{0,05*(1+0,05)^{20}}{(1+0,05)^{20} - 1} = 8,02\%$$

- fiksni trošak rada i održavanja u €/kW

$$fiksni_{TRRO} = \frac{\text{godišnji fiksni trošak rada i održavanja (€)}}{\text{veličina elektrane (MW)*1000}} = \frac{7.000.000}{500*1000} = 14 \text{ €/kW}$$

- faktor kapaciteta

$$fKAP = \frac{\text{godišnji rad elektrane (h)}}{8.760} = \frac{7.500}{8.760} = 85,62\%$$

- trošak goriva u €/MMBtu (1MWh = 3,409 MMBtu)

$$GORIVO_{TR} = \frac{\text{tržišna cijena goriva (\frac{€}{MWh})}}{3,40951} = \frac{22}{3,40951}$$

$$= 6,45 \text{ €/MMBtu}$$

- varijabilni trošak rada i održavanja u €/MWh.

$$varijabilni_{TRRO} = varijabilni_{TRRO} \left(\frac{€}{MWh}\right) + \text{trošak CO}_2 \left(\frac{€}{MWh}\right) = 8 \text{ €/MWh} + 12 \text{ €/MWh} = 20 \text{ €/MWh}$$

Plinska elektrana proizvodi 0,6 kg CO₂/kWh emisija. Proizvodnja električne energije plinske elektrane iznosi 3.750.000 MWh (godišnji rad elektrane * veličina elektrane), što znači da je godišnja proizvodnja CO₂ 2.250.000 t. Godišnje elektrana mora izdvojiti 45.000.000 € za CO₂ što ovisi o proizvodnji električne energije, odnosno izdvaja 12 €/MWh varijabilnog troška za CO₂.

Prema formuli za LCOE potrebno je prvo varijable svesti na iste jedinice, što znači po istoj valuti (euro), istom kapitalnom i fiksnom trošku (euro po kilowatu), varijabilnom trošku (euro po MWh zbog relativnog malog iznosa varijabilnog troška u ukupnoj proizvodnji), efikasnost elektrane u britanskim termalnim jedinicama po kWh te trošak goriva u eurima po MMBtu.

Nakon prilagodbe jedinica, kako bi se dobio iznos u euro centima/kWh te kasnije €/MWh, formula za nivelirani trošak proizvodnje električne energije glasi:

$$LCOE = \left(\frac{(1.200 * 0.0802) + 14}{8760 * 0,8562} + \left(\frac{6,45}{1.000.000} * 6.500 \right) + \frac{20}{1.000} \right) * 100$$

$$= 7,665 \text{ euro centa/kWh}$$

$$= 76,65 \text{ €/MWh}$$

5.2.5. Ekonomičnost termoelektrane na ugljen

Veličina termoelektrana na ugljen najčešće varira od 500 do 1000 MW, a one troše između 250 i 500 tona ugljena po satu rada.

Primjer: Ukupni kapitalni trošak za termoelektranu veličine 500 MW iznosi 1.100.000.000 eura, amortizacijski vijek iznosi 20 godina, a elektrana radi 7.000 sati godišnje. Ukupni godišnji fiksni troškovi rada i održavanja iznose 21.000.000 eura godišnje, dok ukupni godišnji varijabilni troškovi rada i održavanja iznose 1.000.000 eura.

U konačnu cijenu proizvodnje električne energije treba uključiti i trošak CO₂ koji iznosi 20 eura po toni ispuštenog CO₂. Termoelektrana na ugljen veličine 500 MW u prosjeku izbacuje 1 kg CO₂/kWh.

Prosječna cijena ugljena iznosi 65 eura po toni pa za proizvodnju električne energije elektrana u jednom satu troši 3946,14 GJ energije iz ugljena.

Diskontna stopa iznosi 5 %.

Veličina elektrane: 500 MW

Kapitalni trošak: 1.100.000.000 € = 2.200 €/kW

Vijek trajanja elektrane na ugljen: 20 godina

Godišnji rad elektrane: 7.000 h

Godišnji fiksni trošak rada i održavanja: 21.000.000 €

Godišnji varijabilni trošak rada i održavanja: 1.000.000 €

Tržišna cijena CO₂: 20 €

CO₂ emisije: 1 kg CO₂/kWh

Tržišna cijena goriva: 65 €/t

Potrošnja energije iz ugljena: 3.946,14 GJ/h

Diskontna stopa: 5 %

Nepoznanice za ubacivanje u LCOE formulu su sljedeće:

- faktor oporavka kapitala (CRF)

$$CRF = \frac{r \cdot (1+r)^t}{(1+r)^t - 1} = \frac{0,05 \cdot (1+0,05)^{20}}{(1+0,05)^{20} - 1} = 8,02\%$$

- fiksni trošak rada i održavanja u €/kW

$$fiksni_{TRRO} = \frac{\text{godišnji fiksni trošak rada i održavanja (€)}}{\text{veličina elektrane (MW)} \cdot 1000} = \frac{21.000.000}{500 \cdot 1000} = 42 \text{ €/kW}$$

- faktor kapaciteta

$$fKAP = \frac{\text{godišnji rad elektrane (h)}}{8.760} = \frac{7.000}{8.760} = 79,91\%$$

- trošak goriva u €/MMBtu (1t = 26,5GJ, 1GJ = 0,947086 MMBtu)

$$\text{GORIVO}_{\text{TR}} = \frac{\text{tržišna cijena goriva } \left(\frac{\text{€}}{\text{t}}\right)}{26,5 * 0,947086} = \frac{65}{25,098}$$

$$= 2,59 \text{ €/MMBtu}$$

- efikasnost elektrane (Btu/kWh) (1GJ = 0,947086 MMBtu)

$$\text{EF} = \frac{\frac{\text{Potrošnja energije iz goriva (GJ/h)}}{\text{veličina elektrane (MW)}} * 947.086}{1000} = 7.474,67 \text{ Btu/kWh}$$

- varijabilni trošak rada i održavanja u €/MWh.

$$\text{varijabilni}_{\text{TR}} \text{RO} = \text{varijabilni}_{\text{TR}} \text{RO} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}}\right) + \text{trošak CO}_2 \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}}\right) = 0,29 \text{ €/MWh} + 20 \text{ €/MWh} = 20,29 \text{ €/MWh}$$

Elektrana na ugljen proizvodi 1 kg CO₂/kWh emisija. Proizvodnja električne energije plinske elektrane iznosi 3.500.000 MWh (godišnji rad elektrane * veličina elektrane), što znači da je godišnja proizvodnja CO₂ 3.500.000 t. Godišnje elektrana mora izdvojiti 70.000.000 € za CO₂ što ovisi o proizvodnji električne energije, odnosno izdvaja 20 €/MWh varijabilnog troška za CO₂.

Prema formuli za nivelirani trošak proizvodnje električne energije potrebno je prilagoditi jedinice kako bismo dobili iznos u euro centima/kWh te kasnije €/MWh.

$$\text{LCOE} = \left(\frac{(2.200 * 0.0802) + 42}{8760 * 0,7991} \right) + \left(\frac{2,59}{1.000.000} * 7.474,67 \right) + \frac{20,29}{1.000} * 100$$

$$= 7,086 \text{ euro centa/kWh}$$

$$= 70,86 \text{ €/MWh}$$

5.3. NUKLEARNA ENERGIJA

Ubrzo nakon otkrića prirodnih radioaktivnih elemenata (urana, polonija i torija) fizičari su otkrili još jednu tajnu koja je bila sakrivena u atomu. Bilo je to otkriće koje je čovječanstvu omogućilo da zagospodari ogromnom energijom koja je dovela do velikog napretka, ali jednako tako omogućila i stvaranje oružja koje može okončati sav život na planetu Zemlji.

Nuklearnu je energiju slučajno otkrio francuski fizičar Henri Becquerel 1896 godine. Uočio je da su se fotografske ploče zacrnjele kad su bile spremljene u mraku u blizini urana. Ta je reakcija bila slična reakciji kod X-zraka (rendgenske zrake) koje su u to vrijeme bile tek nedavno otkrivene. Ernest Rutherford, direktor Cavendisheva laboratorija u Cambridgeu, 1919. godine uspio je pretvoriti jedan kemijski element u drugi. Rutherford je bombardirao atome dušika (N) alfa-česticama koje je dobivao kao nusprodukt prirodnog radioaktivnog raspada. Na taj je način izveo prvu pretvorbu (transmutaciju) jednog elementa u drugi. Tako je izvršena prva nuklearna reakcija. Rutherford je u svojoj reakciji primijetio da atom dušika pogođen alfa-česticom prelazi u atom kisika i pri tome nastaje jedan slobodni proton. Osim toga što je imala povijesni značaj kao prva nuklearna reakcija, ova je reakcija potvrdila postojanja protona (pozitivno naelektrizirane čestice u jezgri atoma). Po mnogim osobinama nuklearne reakcije nalikuju kemijskim reakcijama, s tom razlikom što u njima dolazi do promjena u atomskim jezgrama. Pri kemijskim reakcijama promijene koje nastaju odigravaju se na atomskoj razini, a ostvaruju se preraspodjelom elektrona među čimbenicima kemijske reakcije. Pri nuklearnim reakcijama elektroni nisu važni, već glavnu ulogu preuzimaju protoni i neutroni. Nuklearne reakcije (kao i kemijske) mogu biti egzotermne (oslobađaju energiju) i endotermne (vezuju energiju). Energija koja se oslobađa (vezuje) pri nuklearnim reakcijama neusporedivo je veća nego pri kemijskim reakcijama.

Stvarne, praktične mogućnosti za iskorištavanje energije nuklearnih reakcija pojavile su se poslije otkrića posebne vrste reakcija – nuklearne fisije.

Primjer: Energija koja se oslobađa prilikom transformacije 2 grama radija u olovo jednaka je energiji koja se dobije pri sagorijevanju tone kamenog ugljena (antracita) – cca 3.1×10^{10} J (31 GJ).

Jedina je prepreka u korištenju ovog procesa i generirane energije činjenica da se ova reakcija odvija vrlo sporo pa je dobivena snaga (energija u jedinici vremena) neznatna.

Da bi se stekao osjećaj za ovu veličinu, promotrimo ju na ovaj način - ako podignemo 1.000 kg mase na visinu od 100 m, izvršen je rad od 980.000 J.

$$\begin{aligned}\text{Rad} &= \text{Masa} \times \text{Gravitacija} \times \text{Visina} \\ &= 1.000 \times 9,8 \times 100 \\ &= 980.000 \text{ J}\end{aligned}$$

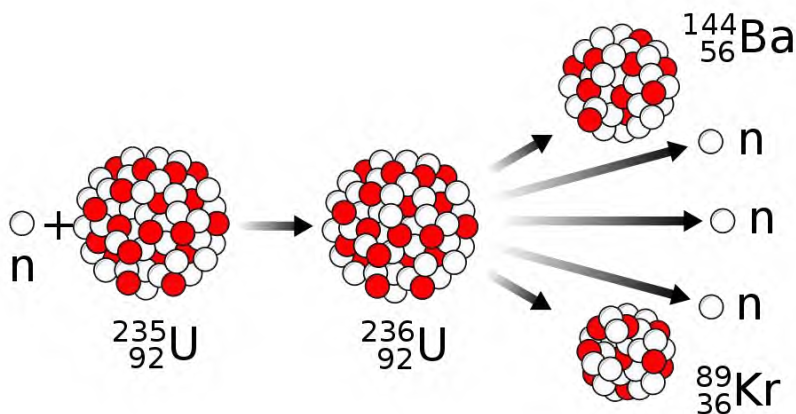
Što znači da bismo energijom od 31 GJ mogli podignuti teret od 1.000 kg na visinu od 100 m 31.633 puta!

5.3.1. Fisija

Nuklearna reakcija fisije reakcija je kojom se jezgra atoma cijepa na dva dijela sličnih masa uz emisiju jednog ili više neutrona. Tijekom procesa fisije dolazi do oslobađanja energije jer je manje energije potrebno za formiranje dvije lakše jezgre nego jedne teže jezgre. Spontana fisija jezgre događa se vrlo sporo, no kod nekih teških jezgara moguće je inicirati bržu reakciju fisije interakcijom sporih neutrona s tom jezgrom. Takve jezgre koje su podložne fisiji sporim neutronima nazivaju se fisibilnim jezgrama. Fisibilne su jezgre sljedećih elemenata: ^{233}U , ^{235}U , ^{239}Pu te ^{241}Pu . Jedini fisibilni izotop koji postoji u prirodi je izotop ^{235}U . Energija oslobođena fisijom ^{235}U iznosi približno 200 MeV. Da bi se fisijska reakcija mogla koristiti kao energetski izvor, potrebno je stvoriti uvjete u kojima će se ta reakcija događati kontinuirano. Kontinuiranu fisijsku reakciju moguće je ostvariti jer se fisijom fisibilnih izotopa stvaraju dva do tri neutrona koji mogu izazvati fisiju u drugim jezgrama fisibilnih izotopa. Takva se reakcija naziva lančana fisijska reakcija. Tim procesom dolazi do kontinuiranog oslobađanja fisijske energije na kontrolirani način u posebnim uređajima koji se zovu nuklearni reaktori.

Nuklearna fisija se u nekih teških jezgara odvija spontano kao oblik radioaktivnog raspada, tako da se teška jezgra cijepa na dva dijela, tj. $X \rightarrow A + B$. Vjerojatnost je događanja spontane fisije vrlo mala. Dovodjenjem jezgre u pobuđeno stanje vjerojatnost se fisije znatno povećava. To je stanje najlakše postići u neparnih jezgara ^{235}U , ^{233}U i ^{239}Pu gdje apsorpcija i sasvim sporog neutrona dovodi jezgru u pobuđenje dovoljno za fisiju.

Slika 38.: Prikaz nuklearne fisije kod ^{235}U



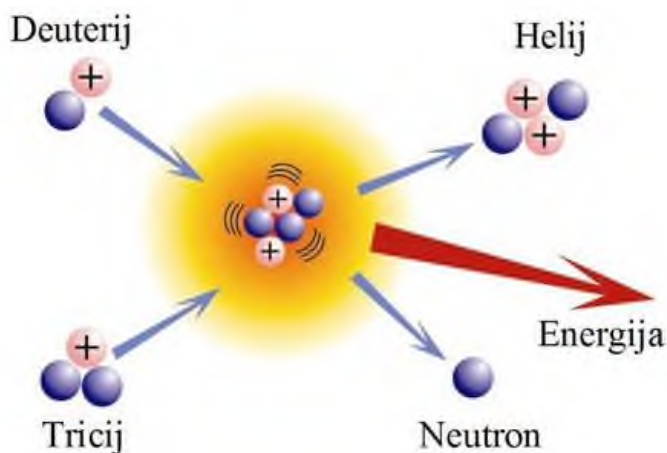
Izvor: Wikimedia Commons, 2017

Energija oslobođena fisijom jezgre izotopa ^{235}U iznosi približno 200 MeV i prenosi se na okolni medij u obliku toplinske energije. Energija dobivena fisijom jednog kilograma izotopa ^{235}U ekvivalentna je energiji koja bi se dobila izgaranjem 1.300.000 kilograma ugljena ili 1.350.000 kilograma nafte.

5.3.2. Fuzija

Nuklearna reakcija fuzije reakcija je kojom se dvije lake jezgre atoma spajaju u težu jezgru. Tijekom procesa fuzije dolazi do oslobađanja energije jer jezgre koje nastaju reakcijom fuzije imaju manju masu od mase polaznih čestica. Da bi došlo do spajanja dviju lakih jezgara koje nose pozitivan električki naboj, potrebno je svladati njihovu odbojnu električnu silu. Tek ako jedna ili obje lake jezgre imaju dovoljno veliku brzinu, mogu se približiti dovoljno jedna drugoj da bi jaka privlačna nuklearna sila prevladala odbojnu električnu silu. Plazma je medij u kojem lake jezgre mogu postići veliku brzinu, odnosno energiju. Plazma se sastoji od pozitivno nabijenih slobodnih iona i slobodnih elektrona jednakog naboja tako da je električki neutralna. Dovođenjem energije plazmi podiže se njezina temperatura a time i energija pa ona postaje dovoljno velika da bi došlo do fuzijske reakcije.

Slika 39.: Nuklearna fuzija izotopa vodika u atom helija



Izvor: Helionews, 2017

Do fuzijske reakcije s jezgrama vodika dolazi na Suncu, zvijezdama i u nuklearnim eksplozijama, no tu fuzijsku reakciju nije moguće ostvariti na kontrolirani način. Like jezgre pogodne za kontroliranu fuzijsku reakciju jesu jezgre deuterija (izotop vodika čija se jezgra sastoji od jednog protona i jednog neutrona) i tricija (izotop vodika čija se jezgra sastoji od jednog protona i dva neutrona). Temperature koje treba postići da bi došlo do fuzijske reakcije jezgara deuterija iznose stotinjak milijuna stupnjeva celzijusa. Pri tim je temperaturama plazma koja sadrži jezgre deuterija nestabilna. Stoga treba spriječiti širenje plazme (tzv. ograničenje plazme) kako bi se održali uvjeti potrebni za fuzijsku reakciju. Ograničenje plazme pri fuzijskoj reakciji na Suncu ostvaruje se djelovanjem jakog gravitacijskog polja. Fuzijske reakcije u zemaljskim uvjetima ostvarene su magnetskim i inercijskim ograničenjem plazme. Da bi se fuzijska reakcija mogla koristiti kao energetski izvor, potrebno je stvoriti uvjete u kojima će se ta reakcija događati kontinuirano. Uređaj u kojem se kontrolirano i kontinuirano odvija fuzijska nuklearna reakcija naziva se fuzijski nuklearni reaktor. Unatoč intenzivnim istraživanjima do danas nisu ostvareni uvjeti za kontinuiranu fuzijsku reakciju.

U okviru međunarodnog projekta ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor) 2008. godine započela je izgradnja prvog fuzijskog nuklearnog reaktora u Cadaracheu u Francuskoj. ITER je zajednički projekat konzorcija država – 28 članica EU-a, Rusije, Kine, SAD-a, Švicarske, Indije, Južne Koreje i Japana.

ITER će ustvari biti sljedeća generacija najvećeg tokamaka.

Tokamak je stroj za proizvodnju toroidalnog magnetskog polja za razgraničenje plazme. To je jedan od najistraživanijih uređaja za proizvodnju kontrolirane termonuklearne fuzijske energije. U novije se vrijeme uređaji ovakvog tipa zajedničkim imenom nazivaju fuzijski reaktori. Izumili su ga 50-ih godina 20. stoljeća sovjetski fizičari Igor Jevgenjevič Tamma i Andreja Saharova. (Jevgenjevič je bio inspiriran originalnom idejom Olega Lavrentjeva).

Eksperimentalna istraživanja tokamaka započela je 1956. skupina sovjetskih znanstvenika na čelu s Levom Arcimovičem na Kurčatovljevu institutu u Moskvi. Oni su konstruirali prvi tokamak, čija je najuspješnija verzija bio T-3, a najveća je bila verzija T-4. Verzija T-4 testirana je 1968. u Novosibirsku.

Sam fuzijski reaktor ITER-a dizajniran je da proizvodi 500 megavata izlazne snage s 50 megavata ulazne snage, odnosno da proizvede 10 puta više energije nego što je potrošio. U fuzijskom reaktoru ITER-a fuzijom deuterija i tricija stvarat će se α -zrake (jezgre helija ^4He) energije 3,5 MeV i neutroni energije 14,1 MeV. Magnetskim ograničenjem plazme i postizanjem temperature plazme od 100 milijuna stupnjeva ostvarit će se uvjeti za fuzijsku reakciju. U prvoj fazi planiran je rad reaktora na snazi 500 MW u trajanju od

1.000 sekundi. Fusion Roadmap EU-a predviđao je dovršenje ITER-a do 2022. uz postizanje samogoruće fuzijske plazme do 2027. godine, dok bi prva fuzijska elektrana DEMO trebala biti dovršena do 2035. Ovi rokovi iz sadašnje perspektivne izgledaju nerealni i projekt će značajno kasniti jer je prva plazma bila planirana za 2018. godinu. Rok je kasnije pomaknut na 2020. godinu, a sada je plan produljen za prosinac 2025. godine.

Cilj je ITER-a pokazati izvedivost uređaja za fuzijsku energiju na industrijskoj skali, odnosno postići tzv. samogoruću plazmu koja grije samu sebe energijom fuzijskih reakcija oponašajući pritom način na koji Sunce proizvodi energiju. Zbog zajamčenog postizanja fuzije i samogoruće plazme, u ITER-u se želi postići temperatura od čak 150 milijuna $^{\circ}\text{C}$, tj. 10 puta veća od temperature središta Sunca, dok će volumen plina zahvaćenog fuzijom biti osam puta veći od dosad najvećih fuzijskih uređaja u svijetu. ITER bi trebao proizvesti snagu fuzije od 500 MW, kao prvi korak prema komercijalnoj fuzijskoj elektrani DEMO od 2.5 GW.

5.3.3. Tehnološki proces - Nuklearni reaktori/elektrane

Nuklearna elektrana energetska je postrojenje u kojem se toplinska energija, proizvedena u nuklearnom reaktoru kontroliranom lančanom reakcijom fisije atoma uranija ili plutonija, pretvara u električnu. Nuklearna elektrana slična je termoelektrani, samo što se umjesto toplinske energije dobivene izgaranjem fosilnog goriva koristi toplinska energija fisije iz nuklearnog reaktora. Prve su nuklearne elektrane u kojima se komercijalno započelo s proizvodnjom električne energije elektrana u Obninsku (Rusija, 1954. god.), Calder Hall (Velika Britanija, 1956. god.) i Shipingport (SAD, 1957. god.).

Kao i svi procesi proizvodnje energije iz neobnovljivih izvora i nuklearne elektrane proizvode otpad. U njih je to radioaktivni otpad i topla voda. U pojedinim se zemljama nuklearna energija trenutačno drži prihvatljivim izvorom energije jer ne proizvodi stakleničke plinove i time ne zagrijava planet kao ostali neobnovljivi izvori energije. Nuklearne elektrane jedina su energetska industrija koja u potpunosti kontrolira nastali otpad i to se računa u cijenu proizvodnje.

Nuklearni reaktor je uređaj u kojem se zbiva kontrolirana lančana nuklearna reakcija. Svi današnji reaktori primjenjuju reakciju fisije, dok su reaktori bazirani na nuklearnoj fuzijskoj reakciji u fazi razvoja i njihova je realizacija za sada još upitna. Nuklearni reaktor sastoji se od reaktorske posude u kojoj se nalazi reaktorska jezgra s nuklearnim gorivom, moderator, reflektor, rashladno sredstvo i kontrolne šipke. U nuklearnom gorivu zbiva se nuklearna reakcija u kojoj se apsorpcijom neutrona jezgra fisibilnog nuklida

raspada na dvije lakše jezgre i dva do tri brza neutrona. Pritom se raspadom svake fisibilne jezgre oslobađa energija od oko 200 MeV. Lančana fisijaska reakcija može se ostvariti ako bar jedan od oslobođenih neutrona prouzroči novu fisiju u okolnim fisibilnim jezgrama.

Uran je jedini kemijski element u prirodi u kojem se pod određenim uvjetima može zbivati kontrolirana lančana fisijaska reakcija. Osim izotopa ^{235}U , fisibilni su i plutonijevi izotopi ^{239}Pu i ^{241}Pu te uranijev izotop ^{233}U . Njih u prirodi nema, ali se mogu proizvesti u nuklearnom reaktoru nuklearnim reakcijama radijativnog uhvata neutrona, i to plutonijevi izotopi od uranijeva izotopa ^{238}U , a izotop ^{233}U od torijeva izotopa ^{232}Th (konverzija nefisibilnog u fisibilan materijal). Energija oslobođena fisijom 1.000.000 je puta veća od energije dobivene izgaranjem ugljena jednake mase.

Radom nuklearnog reaktora nastaju radioaktivni fisijaski produkti čije bi ispuštanje ugrozilo stanovništvo i okoliš. Stoga se pri projektiranju, izgradnji i pogonu nuklearnih reaktora velika pozornost posvećuje njihovoj sigurnosti. Poslije nesreća na reaktorima nuklearnih elektrana Otok tri milje u SAD-u i Černobil u Ukrajini poboljšana je sigurnost sadašnje generacije nuklearnih reaktora. Nakon nuklearne nesreće u Fukushimi dodatno su postrožena pravila, a daljnje poboljšanje sigurnosti očekuje se u novih generacija nuklearnih reaktora, u kojih će sigurnost biti bazirana na fizikalnim principima, a ne na aktivnom djelovanju inženjerskih sustava (inherentna sigurnost).

Nuklearne elektrane energetska su postrojenja koja toplinsku energiju nastalu u nuklearnom reaktoru pretvaraju u električnu energiju. Toplinska energija nastaje u nuklearnom gorivu kao posljedica samoodržavajuće i kontrolirane fisije atoma urana ili plutonija, a ne, kao u termoelektrena, izgaranjem ugljena u ložištu.

Razvoj civilne primjene nuklearne energije za proizvodnju električne i toplinske energije započeo je 50-tih godina prošlog stoljeća. Danas je u 30 zemalja svijeta u pogonu 454 komercijalnih nuklearnih elektrana ukupne instalirane snage preko 400 GW, a planirano je novih 54.

Prvi nuklearni reaktori upotrebljavali su se za proizvodnju plutonija ^{239}Pu koji se koristi za nuklearno oružje. Danas im je upotreba šira te se osim za proizvodnju električne energije koriste za pokretanje brodova i podmornica, proizvodnju radioaktivnih izotopa i opskrbu toplinskom energijom. Osim energetskih reaktora postoje i istraživački reaktori (na primjer TRIGA), a moguća je i njihova kombinirana upotreba. RBMK (Černobil) i N tip reaktora (Hanford, SAD) koristili su se istovremeno za proizvodnju plutonija i električne energije. U Kanadi i Rusiji reaktori se koriste za proizvodnju tople vode i vodene pare za primjene u industriji i za desalinizaciju vode.

Što se proizvodnje električne energije tiče, nuklearna je elektrana (NE) slična termoelektrani (TE) na fosilna goriva. Razlika je naravno u proizvodnji toplinske energije koja se u NE dobiva fisijom nuklearnog goriva u reaktoru, a u TE izgaranjem fosilnog goriva. Današnje velike nuklearne i termoelektrane koriste Rankineov kružni proces u kojem se proizvedena toplinska energija koristi za pretvorbu vode u vodenu paru visokog tlaka i temperature. Proizvedena para odvodi se u turbinu gdje se energija vodene pare pretvara u mehanički rad koji pokreće turbinsku osovinu. Na osovinu turbine spojen je električni generator koji služi za pretvorbu mehaničke energije turbine u električnu energiju koja se nakon toga prenosi u elektroenergetski sustav. Iz niskotlačnog dijela turbine vodena para odlazi u kondenzator u kojem se ponovo pretvara u vodu koja se nakon toga odvodi u sustav za proizvodnju pare pa se ciklus ponavlja. Kondenzator zahtijeva hlađenje koje se ostvaruje vodom (bilo protočnom ili iz jezera/mora) i/ili zrakom (rashladni tornjevi).

Stupanj djelovanja toplinskog ciklusa nuklearnih elektrana niži je nego u modernih termoelektrana. Razlog tome je niža srednja temperatura rashladnog sredstva reaktora u nuklearnim elektranama u odnosu na temperaturu ložišta parnih kotlova TE-a. Temperatura rashladnog sredstva određena je temperaturom košuljice gorivnih štapova i maksimalnom temperaturom goriva. Visoka temperatura goriva dovodi do njegovog taljenja, a previsoka temperatura košuljice izaziva njezino mehaničko oštećenje i ispuštanje fisijskih produkata u rashladno sredstvo.

Klasifikacija reaktora može se napraviti:

- prema energiji neutrona koji izazivaju fisije
 - brzi reaktori
 - termički reaktori
- prema materijalu moderatora
- prema materijalu rashladnog sredstva
- prema razvojnim kategorijama
- prema upotrebi
- prema fazi goriva.

Termički i brzi reaktori

Reaktori u kojima fisije izazivaju uglavnom neutroni u termičkom području ($E_n \leq 0,625$ eV) nazivaju se termički reaktori. Termički reaktori koriste moderator za usporenje neutrona. Reaktori bez moderatora, u kojima fisiju izazivaju neutroni energija između nekoliko MeV do ispod keV nazivaju se brzi reaktori. Rashladno je sredstvo tih reaktora tekući metal.

Homogeni i heterogeni reaktori

Današnji reaktori su heterogeni reaktori, odnosno gorivo, moderator i rashladno sredstvo fizički su odvojeni. Ako je gorivo pomiješano s moderatorom i rashladnim sredstvom, tada je reaktor homogen. Pedesetih su godina prošlog stoljeća u okviru projekta termičkog oplodnog reaktora u ORNL-u (Oak Ridge National Laboratory) napravljena dva prototipa homogenog reaktora: HRE-1 i HRE-2. HRE-2 reaktor koristio je visokoobogaćeni ^{235}U u formi UO_2SO_4 pomiješan s teškom vodom. Projekt je obustavljen, a ispitivan je termički oplodni reaktor s tekućim solima (molten-salt reaktor). Za razliku od prethodna dva homogena reaktora model s uranom pomiješanim s tekućim bizmutom nije zaživio niti kao testno postrojenje. Iako danas nema homogenog reaktora koji se koristi u proizvodnji električne energije, ideja elektrane s homogenim reaktorom s tekućim solima razmatra se u razvoju četvrtre generacije nuklearnih reaktora.

Obogaćivanje urana

Prirodni uran sadrži 0,0055 % atoma ^{234}U , 99,275 % atoma ^{238}U i 0,720 % atoma ^{235}U . S obzirom na malu zastupljenost fisibilnog izotopa ^{235}U prirodni uran kao gorivo mogu koristiti teškovidni i grafitom moderirani reaktori dok lakovidni reaktori zahtijevaju obogaćeni uran. Obogaćenje za lakovidne reaktore varira od nešto manje od 2 % do maksimalno dozvoljenih 5 % (težinskih) ^{235}U . Obogaćenje u podmorničkim reaktorima, a naročito u nuklearnom oružju, puno je veće. Osim obogaćenog urana u procesu obogaćivanja nastaje i osiromašeni uran u kojem je težinski udio ^{235}U obično između 0,20 % i 0,35 %. Da bi se povećao udio fisibilnog izotopa, mora se obaviti proces obogaćivanja. Iako je poznato više metoda obogaćivanja urana, danas su u komercijalnoj upotrebi samo dvije: difuzijska metoda i metoda centrifuga. Ostale su metode metoda laserskim pobuđivanjem, aerodinamička metoda (metoda sapnica), kemijska metoda, elektromagnetska separacija iona i separacija plazme.

5.3.4. Torij kao nuklearno gorivo

Element torij sadrži samo jedan izotop ^{232}Th koji nije fisibilan te se ne može izravno koristiti kao nuklearno gorivo. No pretvorbom u fisibilni izotop ^{233}U torij postaje značajan izvor nuklearnog goriva. Torij je u Zemljinoj kori 3 – 5 puta zastupljeniji od urana. Ukupno poznate i procijenjene zalihe torija 2006. godine iznosile su 4.4 milijuna tona, međutim u ove procjene nisu uključeni podaci za veći dio država. Trenutačno su zalihe procijenjene na 6 milijuna tona. Najveće zalihe torija nalaze se u Indiji, slijede Brazil, Australija i SAD. Zato je Indija preuzela vodeću ulogu u istraživanju i razvoju reaktora koji koriste torij kao nuklearno gorivo. Torijev gorivi ciklus je nuklearni gorivi ciklus u kojem se upotrebljava prirodni izotop torija ^{232}Th kao oplodni materijal. U reaktoru s torijem dolazi do pretvorbe ^{232}Th u fisibilni izotop ^{233}U nakon uhvata neutrona i dva β - raspada. Proizvedeni nuklid ^{233}U može izgarati odmah na licu mjesta ili se kemijski ekstrahira iz istrošenoga goriva i onda služi za proizvodnju svježih gorivih elemenata.

Torijev gorivi ciklus ima nekoliko značajnih prednosti u odnosu na uranijev:

- veća zastupljenost torija u prirodi
- bolja fizička i nuklearna svojstva (talište ThO_2 je pri $3300\text{ }^\circ\text{C}$)
- manja opasnost od širenja nuklearnog naoružanja
- manja toksičnost radioaktivnog otpada
- manja proizvodnja transuranskih elemenata.

Razrađeni su načini korištenja torija kao goriva u postojećim nuklearnim reaktorima. U razvojnoj su fazi i novi tipovi reaktora koji će koristiti torij kao nuklearno gorivo.

^{232}Th nije fisibilan i njegova izravna upotreba u termičkim nuklearnim reaktorima i u tom smislu slična je kao i upotreba ^{238}U , samo što upotrebom torija uhatom neutrona umjesto fisibilnog ^{239}Pu (koji se koristi u nuklearnom oružju) nastaje, također fisibilni, ^{233}U . Dakle, upotreba je torija bez nekog fisibilnog izotopa u reaktoru nemoguća. Uloga torija je „proizvodnja“ fisibilnog izotopa ^{233}U , a idealno bi bilo kada bi gorivo koje sadržava torij proizvelo više ^{233}U nego što je tijekom izgaranja potrošeno. Drugačije rečeno, faktor konverzije morao bi biti $>1,0$ – u tom slučaju govorimo o oplodnom reaktoru. Termički oplodni reaktor s torijem moguć je upotrebom ^{233}U kao fisibilnog materijala, a nije moguć samo s uranovim gorivom. Korištenje torija u gorivu koje sadržava plutonij ili ostale transuranijske elemente povoljno je jer ne dolazi do stvaranja novog plutonija iz torija kao kada ima uranija. To znači da se u torijevim reaktorima može korisno sagorjeti nuklearno naoružanje, bez opasnosti od nastanka novog

plutonija. Zanimljivo je da u posljednjih nekoliko godina Kina prijavljuje najveći broj patenata vezanih za reaktore na torij.

5.3.5. Svjetske zalihe urana

Za rad današnjih komercijalnih nuklearnih elektrana te za planiranje nuklearne energetske budućnosti, od iznimnog je značenja i poznavanje svjetskih zaliha urana kao osnovnog nuklearnog goriva. Poznate dohvatljive zalihe urana 2017. godine iznosile su približno 6,14 milijuna tona. Kako godišnja potreba za uranom iznosi približno 65.000 t, proizlazi da te zalihe zadovoljavaju potrebe za sljedećih 90-tak godina. Najveće zalihe urana imaju Australija, Kazahstan, Kanada, Rusija i Namibija. Kumulativno najviše urana do sada proizveli su Kanada, Kazahstan i SAD.

Uran je relativno čest metal koji nalazimo u stijenama i morskoj vodi. Učestalost urana obično se izražava u jedinicama ppm – „parts per million“ (dijelova na milijun). Tipične koncentracije urana su:

Vrlo-visokokvalitetna uranova rudača (Kanada) – 20 % U	200 000 ppm U
Visokokvalitetna uranova rudača – 2 % U	20 000 ppm U
Niskokvalitetna uranova rudača – 0,1 % U	1 000 ppm U
Vrlo-niskokvalitetna uranova rudača (Namibija)– 0,01 % U	100 ppm U
Granit	4-5 ppm U
Sedimentacijske stijene	2 ppm U
Zemljina kora na kontinentima	2,8 ppm U
Morska voda	0,003 ppm U

5.3.6. Utjecaj na okoliš

Nuklearne elektrane jedina su energetska industrija koja u potpunosti kontrolira nastali otpad i to se uračunava u cijenu proizvodnje. Radioaktivni otpad dijeli se na dvije osnovne kategorije: niskoradioaktivni i visokoradioaktivni otpad. Većina je nuklearnog otpada niskoradioaktivni

otpad, a čine ga obično smeće, alati, zaštitna odjela i ostalo. Taj se otpad kontaminirao malom razinom radioaktivnog praha ili čestica i mora se čuvati tako da ne dođe u kontakt s predmetima izvana.

Pravi je problem u nuklearnih elektrana ostatak iskorištenoga goriva koji je visokoradioaktivni otpad i mora se skladištiti u specijalnim bazenima (voda ohlađuje nuklearno gorivo i ponaša se kao štit od radijacije) ili u suhim kontejnerima. Starije i manje radioaktivno gorivo skladišti se u suhim skladištima. Tamo se zatvara u specijalne betonske armirane kontejnere.

Iako su nuklearne elektrane bezazlene za okoliš ako se pri radu poštuju pravila, mogućnost katastrofe pri njihovom nepravilnom korištenju velika prijetnja okolišu.

Kada se govori o sigurnosti nuklearnih elektrana, razlikuju se četiri aspekta:

- sigurnost rada elektrane
- sigurnost odlaganja radioaktivnog materijala
- sigurnost tržišta goriva
- sigurnost od terorističkih i ratnih djelovanja.

Propusti vezani za bilo koji od ovih aspekata sigurnosti mogu imati značajne i dugotrajne negativne utjecaje na okoliš i život na Zemlji. Do sada su se dogodile tri velike havarije nuklearnih elektrana: Otok tri milje 1979. godine, Černobil 1986. godine te Fukushima 2011. U prva je dva slučaja do nesreće došlo zbog niza pogrešaka na opremi i ljudskih propusta koji su doveli do topljenja jezgre, dok je NE Fukushima Daiichi stradala pod udarom desetmetarskog tsunamija uzrokovanog potresom jačine 8,9 stupnjeva po Richteru. Dok je zaštitna zgrada ispunila svoju funkciju u elektrani Otok tri milje pa je sve prošlo bez velikih posljedica za okoliš i ljudske živote, Černobil i Fukushima doživjeli su najgori scenarij – eksploziju reaktora i širenje radijacije u okoliš. Bjeloruske i ruske vlasti do danas polovično objavljuju razmjere zdravstvenih posljedica izazvanih nuklearnom nesrećom. Neslužbeni izvori procjenjuju da je od posljedica radijacije preminulo između 200.000 i 400.000 ljudi. Još se ne znaju pravi razmjeri katastrofe u Fukushimi, no danas se definitivno zna da će posljedice biti gore od Černobila, posebice kada se uzme u obzir da ni početkom 2019. godine još uvijek nije u potpunosti osigurano mjesto katastrofe u Fukushimi.

5.3.7. Ekonomičnost nuklearne elektrane

Nuklearne elektrane mogu cijenom konkurirati elektranama koje koriste druge izvore energije osim u regijama koje na raspolaganju imaju jeftina fosilna goriva. Udio troškova goriva u ukupnim troškovima proizvodnje električne energije u nuklearnoj elektrani manji je nego u termoelektrana na ugljen i plin, dok je udio investicijskih troškova veći nego u termoelektrana na ugljen a puno veći nego u termoelektrana na plin. Cijena energije iz nuklearne elektrane sadrži takozvane eksterne troškove koji uključuju troškove dekomisije i odlaganja otpada dok cijena energije iz termoelektrana na ugljen i plin ne sadrži eksterne troškove. Ako se uzmu u obzir eksterni troškovi i ako se kao mjera protiv globalnog zatopljenja uvede porez na emisije ugljičnog dioksida, tada su nuklearne elektrane po cijeni električne energije povoljnije ili barem na istoj razini kao i elektrane na fosilna goriva. Nuklearne su elektrane po jediničnoj cijeni električne energije povoljnije i od većine elektrana koje koriste obnovljive izvore energije. Jedino u državama koje imaju posebno dobre hidrološke i meteorološke uvjete nuklearnim elektranama po cijeni mogu konkurirati hidroelektrane i vjetroelektrane na kopnu.

Ako se usporede s ostalim ne-ugljičnim i ugljik-neutralnim energetske izborima, nuklearne elektrane zahtijevaju mnogo manje površine za rad. Za elektranu od 1000 MW zahtjevi u vezi s površinom su sljedeći: nuklearna elektrana 1 - 4 km²; fotovoltaični park 20 - 50 km²; farma vjetrenjača 50 - 150 km²; elektrana na biomasu 4.000 - 6.000 km².

Načinjen je niz studija koje uspoređuju cijene električne energije iz različitih izvora. Najkvalitetnija i najopsežnija analiza revizija je studije „Prognoze cijena u proizvodnji električne energije” (Nuclear Energy Agency-International Energy Agency: Projected Costs of Generating Electricity, OECD). Studija je napravljena po ustaljenoj metodologiji Međunarodne energetske agencije (International Energy Agency - IEA) i Agencije za nuklearnu energiju (Nuclear Energy Agency – NEA). Jedinične cijene električne energije za sve tipove elektrana dobivene su kao kvocijent svih troškova gradnje i pogona tog tipa elektrane i proizvedene električne energije u toj elektrani. Sve su jedinične cijene i troškovi diskontiranjem svedeni na isti termin (početak pogona elektrane). Tako izračunane jedinične cijene, tj. levelizirane jedinične cijene, predstavljaju prosjek za čitav radni vijek elektrane. U studiji IEA – NEA izračunane su levelizirane jedinične cijene energije za elektrane koje bi ušle u pogon 2015. godine uz ujednačene pretpostavke za temeljni pogon (radni vijek 60 godina za nuklearne elektrane, a 40 godina za ostale, iskorištenje 85 %, diskontne stope 5 % i 10 %). Za elektrane na fosilna goriva studija uključuje eksterne troškove koji proizlaze iz emisije stakleničkih plinova u iznosu od 30 US\$ po toni CO₂. Za nuklearne

elektrane uključeni su troškovi spremanja radioaktivnog otpada i razgradnje elektrane. Donja tablica pokazuje dobivene rezultate.

Tablica 30.: Levelizirane jedinične cijene u USc/kWh za različite tipove elektrana

Tip elektrane	Diskontna stopa 5%	Diskontna stopa 10%
Fosilna - ugljen	5,5 – 9,3	9,5 – 14,3
Fosilna - plin	7,1 – 10,5	8,2 – 12,0
Nuklearna	2,9 – 8,2	4,2 – 13,6
Vjetroelektrana - kopno	4,8 – 16,3	7,0 – 23,4
Vjetroelektrana - more	10,1 – 18,8	14,6 – 26,1
Solarna - fotovoltaična PV	12,3 – 62,7	18,9 – 93,5
Hidroelektrana - velika	1,2 – 23,2	2,3 – 45,9

Izvor: Izrada autora

Uz diskontnu stopu od 5 % jedinična cijena nuklearne električne energije kreće se u rasponu od 2,9 do 8,2 USc/kWh, a za diskontnu stopu od 10 % raspon je između 4,2 i 13,6 USc/kWh.

Da bi se moglo bolje procijeniti ekonomsku povoljnost pojedinog izvora energije, potrebno je analizirati strukturu cijene energije. Za fosilne i nuklearne elektrane cijenu energije određuju troškovi investicije, troškovi goriva te troškovi pogona i održavanja. Za elektrane na obnovljive izvore (hidro, vjetar, valovi, solarna i geotermalna) nema troškova goriva. Struktura cijene znatno ovisi o tipu elektrane. Nuklearne elektrane karakteriziraju visoki investicijski troškovi i niski troškovi goriva. Suprotnu strukturu imaju elektrane na naftu i naročito na plin, s niskim specifičnim investicijama, ali skupim gorivom. Elektrane na ugljen po svojoj su ekonomskoj povoljnosti negdje između ovih dviju struktura. Struktura cijene energije iz različitih elektrana prikazana je u tablici.

Tablica 31.: Struktura cijene energije iz različitih elektrana

Troškovi	Nuklearne	Ugljen	Plinske
Investicije	45 – 70%	25 – 55%	10 – 18%

Gorivo	9 – 15%	35 – 60%	75 – 85%
Pogon i održavanje	15 – 30%	10 – 20%	5 – 10%
Ukupno	100%	100%	100%

Izvor: Izrada autora

Ono što proizlazi iz ove strukture cijene jest mala osjetljivost cijene nuklearne energije na porast cijene urana, dok je osjetljivost cijene energije iz plinskih elektrana velika, što odgovara velikom udjelu troškova goriva u cijeni energije.

U nuklearnih elektrana visoke specifične investicije predstavljaju financijsko opterećenje za zemlje s manje kapitala, bez obzira na povoljnu cijenu energije. Jedan je od ciljeva razvoja u tzv. Generaciji 4 reaktora smanjenje specifičnih investicija. To će reducirati glavnu komponentu u cijeni nuklearne energije, ali i omogućiti širu dostupnost nuklearnih elektrana u državama s ograničenim kapitalom. Jedan već razrađen projekt koji se realizira u Kini i Sjedinjenim Američkim Državama jest američki reaktor AP1000 u kojem je, zahvaljujući pasivnim sigurnosnim sustavima, specifična investicija nešto niža.

Pod eksternim troškovima u proizvodnji energije podrazumijevaju se novčano izraženi štetni učinci u okolišu energetske instalacije i instalacije gorivog ciklusa uslijed emisije tvari (plinovi i čestice) i energije (toplina, zračenja, buka), a koji nisu već uključeni u obračun cijene energije. Zbog raznovrsnosti izvora energije i utjecaja na okoliš pristupi izračunima složeni su i neujednačeni. Zajednička studija SAD i Europske unije započela je 1991. godine i rezultirala metodologijom pod nazivom ExternE. Metodologiju ExternE danas je prihvatio veliki broj znanstvenika i stručnih zajednica i ona predstavlja referentnu studiju u ovom području. Iako još ne postoji zakonska regulativa koja bi obvezivala proizvođače i potrošače na pokrivanje eksternih troškova, razvijena metodologija omogućuje da se ekonomičnost i povoljnost pojedinih izvora ocjenjuje sa stajališta interesa šire društvene zajednice koja snosi posljedice eksternih učinaka. Premda metodologija obračuna eksternih troškova još nije potpuno ujednačena, evidentno je da su troškovi za elektrane na fosilna goriva puno veći nego za nuklearne elektrane. Za nuklearne elektrane eksterni troškovi, koji uključuju rizike teških akcidenata i radiološke posljedice jalovine iz rudnika urana, iznose oko 0,4 EURc/kWh. Za fosilne elektrane eksterni troškovi, koji uključuju rizike od emisija svih mogućih polutanata, jesu za elektrane na ugljen u intervalu (4,1-7,3) EURc/kWh, dok su za elektrane na plin u intervalu (1,3-2,3) EURc/kWh. Eksterni su troškovi obnovljivih izvora maleni i za hidroelektrane su na istoj

razini kao i za nuklearne elektrane (0,4 EURc/kWh) dok su jedino za vjetroelektrane niži od nuklearnih eksternih troškova i nalaze se u intervalu (0,1-0,2) EURc/kWh.

Zanimljiva je komparativna studija napravljena u Finskoj vezana uz finsku odluku o gradnji pete nuklearne elektrane jer uključuje eksterne troškove. Uzimajući u obzir eksterne troškove, ekonomska je prednost nuklearne energije u odnosu na termoelektrane na ugljen i plin evidentna. Sljedeća tablica pokazuje učinak uključenja eksternih troškova ako se trošak emisije ugljičnog dioksida obračuna po cijeni 20 eura po toni ugljičnog dioksida.

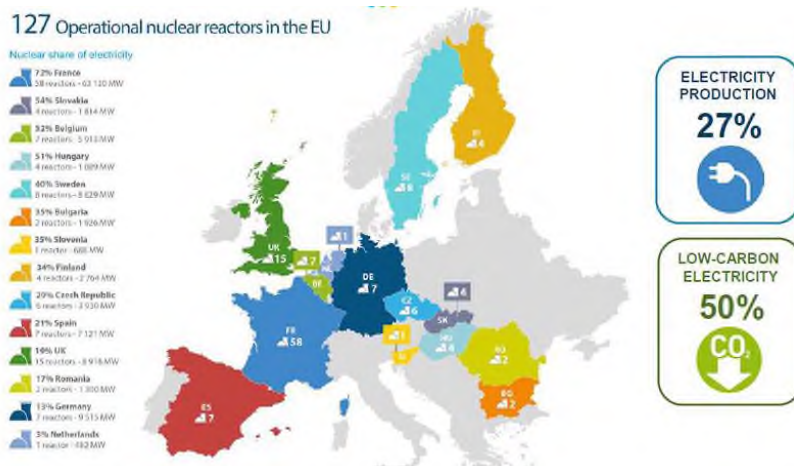
Tablica 32.: Učinak troškova emisije ugljičnog dioksida na cijenu energije

Cijena električne energije u EURc/kWh	Nuklearna	Ugljen	Plin
Bez obračuna eksternih troškova	2,37	3,59	3,4
S uračunanim eksternim troškovima	2,37	5,21	4,1

Izvor: Izrada autora

Nakon nesreće u Fukushima 2011. g., koja je po svojoj težini ozbiljnija od nesreće u Černobilu, Njemačka je donijela odluku o postupnom ukidanju korištenja nuklearne energije do 2020. Tom odlukom, kao i privremenim zatvaranjem dvaju belgijskih reaktora nakon otkrića pukotina u njihovim spremnicima, pojačao se pritisak za napuštanje nuklearne energije u Europi.

Slika 40.: Pregled nuklearne energije u EU, 2018. godina



Izvor: Nuclear Energy Agency - International Energy Agency, 2018

Primjer: Nuklearna elektrana je kapitalno intenzivna tehnologija u kojoj kapitalni troškovi iznose visokih 4.667 EUR/kW što čini oko 70 % ukupnog niveliranog troška proizvodnje električne energije, amortizacijski vijek iznosi 30 godina, a diskontna stopa iznosi 5 %. Veličina nuklearne elektrane je 1.500 MW. Veličina nuklearne elektrane igra značajnu ulogu u ekonomiji obujma, što je razlog zašto veće elektrane često postižu manji kapitalni trošak po instaliranom kapacitetu. Godišnji fiksni troškovi rada iznose 120.000.000 eura, dok godišnji varijabilni troškovi rada i održavanja iznose 3.000.000 eura. Nuklearna elektrana u atmosferu otpušta 0,09 kg/CO₂ po kWh. Godišnji je rad elektrane visok i iznosi 7.900 h, dok efikasnost elektrane (*heat rate*) iznosi 10.500 Btu/kWh. Potrebno je izračunati nivelirani trošak proizvodnje električne energije ako je tržišna cijena CO₂ 20 eura, a cijena goriva (urana) 22 EUR/lb.

Veličina elektrane: 1.500 MW

Kapitalni trošak: 7.000.000.000 € = 4.667 €/kW

Diskontna stopa: 5 %

Vijek trajanja nuklearne elektrane: 30 godina

Godišnji fiksni trošak rada i održavanja: 120.000.000 €

Godišnji varijabilni trošak rada i održavanja: 3.000.000 €

CO₂ emisije: 0,09 kgCO₂/kWh

Godišnji rad elektrane: 7.900 h

Efikasnost elektrane (*heat rate*): 10.500 Btu/kWh

Tržišna cijena CO₂: 20 €

Tržišna cijena goriva: 22 €/lb

Nepoznanice za ubacivanje u LCOE formulu su sljedeće:

- faktor oporavka kapitala (CRF)

$$CRF = \frac{r*(1+r)^t}{(1+r)^t - 1} = \frac{0,05*(1+0,05)^{30}}{(1+0,05)^{30} - 1} = 6,51\%$$

- fiksni trošak rada i održavanja u €/kW

$$fiksni_{TR}RO = \frac{\text{godišnji fiksni trošak rada i održavanja (€)}}{\text{veličina elektrane (MW)*1000}} = \frac{120.000.000}{1.500*1000} = 80 \text{ €/kW}$$

- faktor kapaciteta

$$fKAP = \frac{\text{godišnji rad elektrane (h)}}{8.760} = \frac{7.900}{8.760} = 90,18\%$$

- trošak goriva u €/MMBtu (1 lb = 180 MMBtu)

$$GORIVO_{TR} = \frac{\text{tržišna cijena goriva } \left(\frac{\text{€}}{\text{lb}}\right)}{180} = \frac{22}{180}$$

= 0,12 €/MMBTu

- varijabilni trošak rada i održavanja u €/MWh.

$$\text{varijabilni}_{TRRO} = \frac{\text{varijabilni}_{TRRO} (\text{€})}{\text{produkcija električne energije (MWh)}} = \frac{3.000.000}{11.850.000} = 0,25 \text{ €/MWh}$$

Produkcija električne energije nuklearne elektrane iznosi 11.850.000 MWh (godišnji rad elektrane * veličina elektrane).

Prema formuli za LCOE potrebno je prvo varijable svesti na iste jedinice, što znači po istoj valuti (euro), istom kapitalnom i fiksnom trošku (euro po kilowatu), varijabilnom trošku (euro po MWh zbog relativnog malog iznosa varijabilnog troška u ukupnoj proizvodnji), efikasnost elektrane u britanskim termalnim jedinicama po kWh te trošak goriva u eurima po MMBTu.

Nakon prilagodbe jedinica kako bi se dobio iznos u euro centima/kWh te kasnije €/MWh, formula za nivelirani trošak proizvodnje električne energije glasi:

$$\text{LCOE} = \left(\frac{(4.667 * 0.0651) + 80}{8760 * 0,9018} + \left(\frac{0,12}{1.000.000} * 10.500 \right) + \frac{2,05}{1.000} \right) * 100$$

= 5,189 euro centa/kWh

= 51,89 €/MWh

5.4. OBNOVLJIVI IZVORI ENERGIJE (OIE)

Obnovljivi su izvori energije danas rastući segment proizvodnje energije, ponajprije zahvaljujući direktivama 2009/28/EC i 2014/15/EC koje je donijela Europska komisija u nastojanju da se smanji emisija stakleničkih plinova. Cilj je da se do 2020. godine 20 % ukupne potrošnje energije podmiruje energijom iz obnovljivih izvora, a do 2030. godine 27 %. Kako bi se ti ciljevi i ostvarili, većina zemalja Europske unije, pa tako i Hrvatska, potiču projekte obnovljivih izvora energije putem povlaštenih feed-in tarifa, poreznih olakšica, povoljnog kreditiranja ili sufinanciranja projekata.

Tehnologije obnovljivih izvora energije razvijene su kako bi se smanjilo korištenje fosilnih goriva te s njima povezana emisija stakleničkih plinova i negativne posljedice na klimu. Osim toga, njihovom se uporabom smanjuje potreba za nuklearnim elektranama koje unatoč sofisticiranoj tehnologiji i dalje predstavljaju potencijalnu opasnost zbog mogućih tehničkih pogrešaka,

vremenskih neprilika ili terorizma, što ne treba zanemariti u ovom razdoblju njegove eskalacije.

Energija iz obnovljivih izvora, često nazivana i „*zelenom energijom*“, u prosječnog potrošača izaziva pozitivne asocijacije. No ipak nije sve jednostavno ni pozitivno jer su ipak uz upotrebu obnovljivih izvora vezani mnogi problemi. Neki od važnijih jesu:

- obnovljivi izvori nisu najjeftiniji izvor energije; u odnosu na fosilna goriva još su uvijek skuplji na nekim lokacijama i zahtijevali su financijsku potporu (razvojem tehnologije danas postižu konkurentnost na tržištu i bez potpora te će se taj trend definitivno nastaviti i u budućnosti)
- iako neki obnovljivi izvori energije ne proizvode emisije stakleničkih plinova tijekom svoga rada (sunce, vjetar, voda), velike količine stakleničkih plinova emitiraju se u fazama njihove proizvodnje, instalacije, dekomisije i zbrinjavanja
- tehnologije ili goriva zahtijevaju znatni utrošak energije (posebno biogoriva) što smanjuje učinkovitost pretvorbe u korisnu energiju
- tehnologije poput sunca i biomase zahtijevaju velike prostore
- postoji potencijalni sukob interesa u proizvodnji hrane i energije
- u obnovljive izvore formalno se svrstavaju samo hidroelektrane do 10 MW, međutim to fizikalno nije točno jer je, neovisno o instaliranoj snazi hidroelektrane, ona uvijek obnovljivi izvor.

Široko rasprostranjeni obnovljivi izvori energije jesu:

- energija sunčevog zračenja
- energija vjetra
- energija iz hidroelektrana
- energija iz biomase
- energija iz bioplina
- geotermalna energija.

Obnovljivi izvori energije u nastajanju:

- termalna energija oceana
- energija plime i oseke
- energija valova
- energija vodika (sagorijevanje)
- energija gravitacije
- nuklearna fuzija.

Unatoč navedenim problemima obnovljivi izvori će u budućnosti imati značajno mjesto u strukturi proizvodnje energije, a pozicija svakog od njih ovisit će o brzini razvoja tehnologije. Velika je prednost korištenja obnovljivih izvora jak učinak multiplikatora na matičnu ekonomiju zemlje čija je industrija sposobna proizvoditi opremu. Prelazak s konvencionalnih

izvora energije na izvore energije budućnosti neće se dogoditi preko noći. Upravo zato treba neprekidno raditi na stvaranju čistog, sigurnog, predvidljivog i neiscrpnog načina proizvodnje potrebne energije.

U 2018. godini u Europi zatvoreno je više od 15 GW konvencionalnih termoelektrana, dok je istovremeno otvoreno samo 3 GW novih termoelektrana na plin. U međuvremenu je u EU-u instalirano novih 24 GW vjetra i sunca.

Ovim trendovima u 2018. označen je tek početak mnogo snažnijih poteza vezanih za energetske tranzicije koje će europske vlade poduzeti u nadolazećem razdoblju. Do sredine 20-ih godina ovog stoljeća planira se gašenje velike količine instaliranih kapaciteta u termoelektranama na ugljen i nuklearkama. Tijekom sljedećih 7 godina zatvorit će se (u neto iznosu) dvostruko više termoelektrana na ugljen i nuklearnih elektrana, tj. 65 GW do 2025. godine. Najveći dio zatvaranja odnosi se na ugljen, poglavito u Njemačkoj, Velikoj Britaniji i Španjolskoj prije 2030. Potrebno je istaknuti potpuno ukidanje ugljena u Francuskoj (2022.), Velikoj Britaniji (2025.) i Nizozemskoj (2030.).

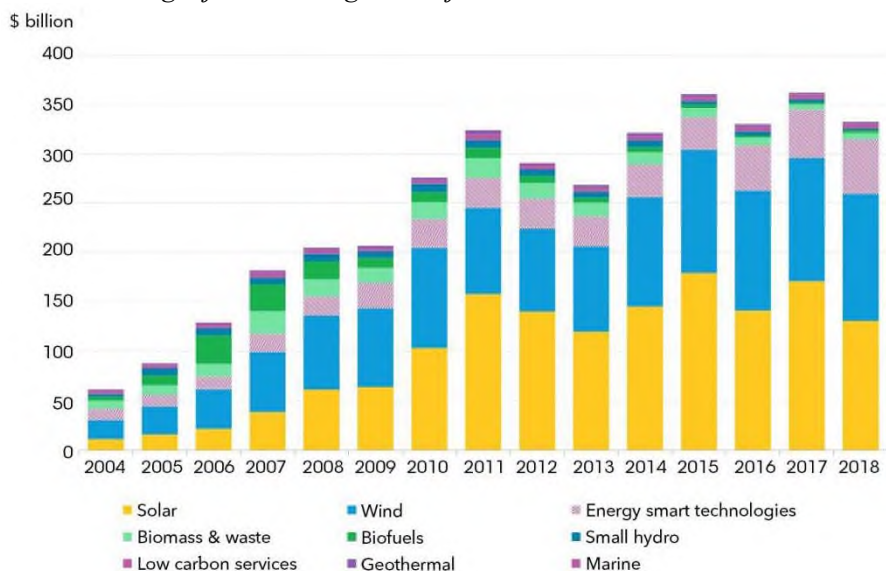
Smanjenje kapaciteta u nuklearnim postrojenjima počeo se snažnije osjećati zatvaranjem 10 GW kapaciteta u Njemačkoj do 2022., uklanjanjem 6 GW belgijskog kapaciteta do 2025. godine i gubitkom 4,3 GW u Velikoj Britaniji između 2024. i 2026. godine.

Globalne investicije u OIE u 2018. godini iznosile su 332,1 milijardu USD, 8 % manje nego 2017., a 2018. godina bila je peta u nizu u kojem su ulaganja premašila 300 milijardi USD.

Investicije u vjetaroelektrane povećale su se za 3 % na 128,6 milijardi USD, dok je ulaganje u *offshore* vjetaroelektrane zabilježio drugu rekordnu godinu po veličini investicija. Povećana su ulaganja u pametna brojlila, kao i broj tvrtki koje proizvode električna vozila.

Najupečatljivije promjene zabilježene su u solarnoj energiji. Ukupna ulaganja u taj sektor pala su za 24 %, na 130,8 milijardi USD. Dio tog smanjenja posljedica je naglog pada kapitalnih troškova. Troškovi instaliranja MW fotonaponskih kapaciteta smanjili su se za 12 % u 2018. godini jer su proizvođači smanjili prodajne cijene zbog zasićenosti tržišta fotonaponskih modula na svjetskoj razini.

Slika 41.: Ulaganja u OIE na globalnoj razini od 2004. do 2018. u mlrd. USD



Izvor: Bloomberg, 2018

Unatoč smanjenju u novčanom iznosu nove fotonaponske instalacije na globalnoj razini povećale su se s 99 GW u 2017. g. na približno 109 GW u 2018. Najveći financirani solarni projekti uključivali su 800 MW NOORM Midelt PV i solarni termalni portfelj u Maroku, na procijenjenih 2,4 milijarde USD i 709 MW NLC Tangedco PV postrojenje u Indiji, po cijeni od oko 500 milijuna USD. Indija je jedna od zemalja s najnižim kapitalnim troškovima po MW za fotonaponska postrojenja.

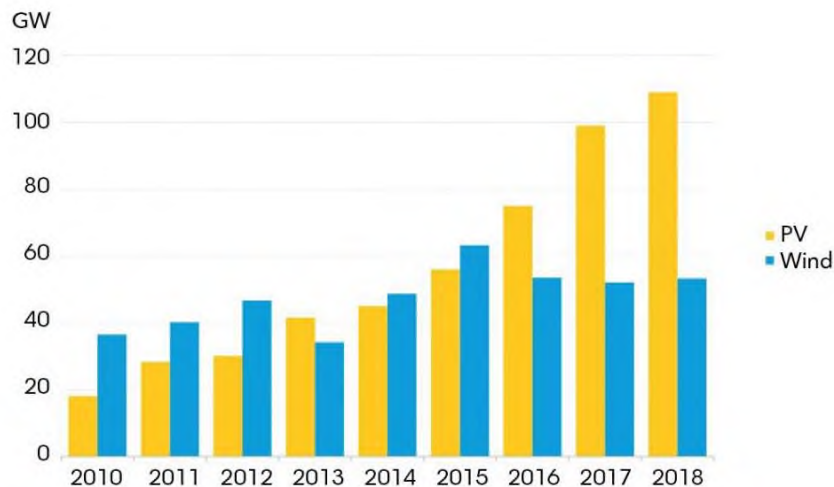
Offshore vjetroelektrane bile su glavni primatelj ulaganja u OIE 2018. privukavši 25,7 milijardi USD, što je 14 % više nego prethodne godine. Neki od financiranih projekata su u Europi, predvodi ih Moray Firth East u Sjevernom moru s 950 MW, procijenjenih na 3,3 milijarde USD. U svjetskim razmjerima tu je 13 kineskih vjetroelektrana na moru, s oko 11,4 milijarde USD.

Vjetroelektrane na kopnu su u 2018. zabilježile 100,8 milijardi USD novih ulaganja, što je rast od 2 %, a najveći projekti su 706 MW Enel Green Power u JAR-u, s procijenjenih 1,4 milijarde USD i Xcel Rush Creek u SAD-u s 1 milijardom USD za 600 MW.

Između ostalog OIE ulaganja u biomasu i bioplin povećala su se za 18 % na 6,3 milijarde USD, dok su se u biogorivima povećala za 47 % na 3 milijarde USD. Geotermalna energija porasla je za 10 % na 1,8 milijardi USD, dok je hidroelektrana smanjena za 50 %, na 1,7 milijardi USD.

Ukupna ulaganja u OIE projekte i male solarne sustave u svijetu smanjena su za 13 % u odnosu na 2017. g., dakle na 256,5 milijardi USD, iako je došlo do povećanja instaliranih GW. U Europi je rast investicija u OIE iznosio 27 %, tj. 74,5 milijardi USD.

Slika 42.: Novoinstalirani kapaciteti u vjetroelektrane i fotovoltaike na globalnoj razini od 2010. do 2018. u GW



Source: BloombergNEF. Note that the capacity added figures in this chart are preliminary estimates.

Izvor: Bloomberg, 2018

5.4.1. Energija Sunca

Solarna ili sunčeva energija obnovljiv je i neograničen izvor energije. U svojem izvornom obliku najčešće se koristi za pretvorbu u toplinsku energiju za sustave pripreme potrošne tople vode i grijanja te u solarnim elektranama, dok se za pretvorbu u električnu energiju koriste fotonaponski sustavi.

Jedna je od velikih prednosti solarne energije sposobnost proizvodnje energije na udaljenim mjestima gdje ne postoji mogućnost priključenja na mrežu. Možda je najbolji primjer za to proizvodnja energije u svemiru gdje se sateliti napajaju upotrebom vrlo efikasnih solarnih ćelija. Instalacija solarnih panela na udaljenim lokacijama mnogo je povoljnije rješenje od gradnje visokonaponskih vodova električne energije.

Sunčeve tehnologije široko se karakteriziraju kao pasivna sunčeva tehnika ili aktivna sunčeva tehnika, što ovisi o načinu prikupljanja, pretvaranja i raspoređivanja sunčeve svjetlosti. Aktivne sunčeve tehnike uključuju primjenu fotonaponskih ploča i sunčeve topline kolektora (s električnom ili mehaničkom opremom) kako bi se sunčeva svjetlost pretvorila u iskoristive proizvode. Pasivne sunčeve tehnike uključuju orijentaciju zgrada prema suncu, odabir materijala s povoljnim svojstvima (termalna masa) ili

svjetlosnim svojstvima raspršenja te oblikovanjem prostora u kojima zrak prirodno kruži (Marković, 2013).

Solarni paneli ne zagađuju životnu sredinu, no za njihovu proizvodnju potrebni su rijetki metali čije izvlačenje ima negativan utjecaj na okoliš. Za razliku od vjetroelektrana, solarni panel ne stvaraju buku, ne zahtijevaju održavanje, autonomni su. Iako sunčeva energija ima ogroman potencijal, zbog male iskoristivosti potrebno je prekriti velike površine da bi se dobila ozbiljnija količina iskoristive energije, čime veliki prostori postaju neupotrebljivi za druge svrhe, primjerice proizvodnju hrane, što je moralno upitno zbog konstantnog porasta broja stanovnika na Zemlji i velikog broja ljudi koji gladuju. Takvo rješenje ekološki je prihvatljivo samo u područjima u kojima nema vegetacije (pustinje), a u naseljenim područjima stvara preveliki negativni utjecaj na okoliš. Instaliranje solarnih kolektora ili solarnih ćelija na krovovima kuća gotovo da nema negativnog utjecaja na okoliš - mogući su jedino manji štetni efekti zbog reflektiranja svjetlosti.

5.4.2. Energija vjetra

Energija vjetra u posljednjih 10 godina promovirala se u najbrže rastuću granu industrije na svijetu te u jedan od izvora energije s kojim svaka ozbiljna elektroenergetska mreža mora računati u svom sustavu. U zadnjih nekoliko godina zaslužna je za većinu novoinstalirane snage za proizvodnju električne energije u energetske sektoru. Gorivo je čisto i besplatno, a vjetroatogregate moguće je postaviti na gotovo sve vrste terena i u svim klimatskim uvjetima. Može ih se naći na kopnu, na moru, u tropskim područjima, ali i arktičkim uvjetima. Standardne dimenzije vjetroatogregata utrostručile su se u 15 godina, a im snaga se povećala i do četiri puta.

Sama proizvodnja energije iz vjetra gotovo i nema ozbiljnijeg negativnog utjecaja na okoliš. Neke su od zamjerki vjetroelektranama negativan utjecaj na ptičje populacije jer elise vjetrenjača ubijaju ptice, zatim vizualno zagađivanje okoliša, uništavanje netaknute prirode gradnjom pristupnih cesta do vjetrenjača i zvučno zagađivanje bukom zračnih turbina koje nastaje kretanjem lopatica turbine kroz zrak. U najgorem slučaju generiranje zvuka niske frekvencije može negativno utjecati na zdravlje ljudi tako da ometa spavanje, izaziva glavobolje ili anksioznost. Razina buke obično je toliko niska da je ne bi primijetili u većini stambenih četvrti.

U usporedbi s naftom i prirodnim plinom velika prednost energije vjetra je ta što nema opasnosti po ljudske živote ili okoliš. Nije potrebno voditi ratove da bi se osigurao pristup energiji vjetra, nema opasnosti koje nastaju u transportu energenta s jednog mjesta na drugo, a izvor energije je besplatan. Tehnologija iskorištavanja energije vjetra danas je dostupna, sigurna i neprekidno napreduje - troškovi su sada već značajno smanjeni, a uz to

javnost na ovaj izvor energije gleda izrazito pozitivno. No iako je vjetar izgledao kao najperspektivniji izvor energije, praksa je pokazala i mnoge probleme pri njegovu korištenju, posebice one vezane uz integraciju vjetroelektrana u elektroenergetski sustav. Naime, vjetroelektrane ne omogućuju konstantnu proizvodnju energije; ona je povremena pa su mogućnosti planiranja proizvodnje ograničene. Unatoč tome, zbog statusa povlaštenog proizvođača energije iz obnovljivih izvora, energija proizvedena u vjetroelektranama ima prioritetan status pri slaganju proizvodne strane tokova električne energije u elektroenergetskom sustavu. Kako proizvedenu energiju nije moguće skladištiti, da bi se u svakom trenutku održala neophodna ravnoteža tokova električne energije, nužan je angažman kapaciteta klasičnih elektrana što naravno uzrokuje dodatne troškove, uz već visoku zajamčenu cijenu koju povlaštenu proizvođači imaju.

5.4.3. Energija vode

Energija vode (hidroenergija) je, s obzirom na mogućnost proizvodnje energije, najznačajniji obnovljivi izvor energije, a ujedno i jedini koji je ekonomski konkurentan fosilnim gorivima i nuklearnoj energiji. Iskorištavanjem energije vode ne stvara se nikakvo zagađenje okoliša, no sami infrastrukturni objekti mogu znatno utjecati na okoliš.

Bitno je napomenuti da s regulatornog stajališta u obnovljive izvore energije spadaju samo manje hidroelektrane (do 10 MW) i to stoga što velike ipak imaju značajan utjecaj na okoliš. Gradnjom velikih brana poplavljuju se velike površine i dižu razine podzemnih voda, a to može promijeniti cijeli lokalni biosustav. Dodatni problem stvara i presijecanje prirodnih tokova vode čime se presijeca put nekih vodenih životinja. Hidroelektrane utječu i na ekosustav rijeke i njezine okoline, a moguća je i opasnost od valnog udara akumulirane vode u slučaju oštećenja brane.

Korištenje hidroenergije ima svoja ograničenja. Ne može se koristiti posvuda jer podrazumijeva obilje brzo tekuće vode koje ima dovoljno cijele godine jer se električna struja ne može uskladištiti. Da bi se poništio utjecaj oscilacija vodostaja, grade se brane i akumulacijska jezera, što znatno podiže cijenu elektrane. Veliki je problem pri akumuliranju vode i zaštita od potresa, a u zadnje vrijeme i zaštita od terorističkog djelovanja. Pokušaj terorističkog napada dogodio se za vrijeme Domovinskog rata u Hrvatskoj kada je minirana brana Peručkog jezera, no nasreću teroristički pokušaj nije uspio pa je spriječeno potapanje nizvodnih sela i gubitak ljudskih života.

Rastuća potreba za energijom često preteže nad brigom o negativnim utjecajima na okoliš, a dimenzije nekih projekata nameću dojam da je njihovo izvođenje ne samo energetska pitanje nego i pitanje prestiža i demonstracije moći. To je zasigurno bio slučaj pri gradnji kineske hidroelektrane Tri klanca

(Three Gorges Dam), hidroelektrane s najvećom instaliranom snagom (22 500 MW). Pobornici ovog projekta smatraju da ona ima značajan ekološki doprinos uzimajući u obzir to da Kina gotovo svu energiju dobiva izgaranjem fosilnih goriva, posebice ugljena. Uz energetske dobit važna je i zaštita od poplava - upravo zaštitu od razornih poplava kineska vlada naglašava kao primarni cilj izgradnje ovog megaprojekta. No mnogi stručnjaci smatraju da bi negativni učinci projekta mogli nadmašiti njegove pozitivne učinke. Projekt je od samog početka kontroverzan: prisilno preseljenje stanovništva izazvalo je velike polemike u javnosti. Prema različitim izvorima zbog cijelog projekta već je preseljeno oko 1,5 milijuna stanovnika, odnosno oko 140 naselja i oko 1.600 postrojenja i rudnika, a predviđena su još i preseljenja otprilike 500.000 stanovnika metropolskog područja Chongqinga. Službeni podatci uvelike se razlikuju od primjerice podataka međunarodnih organizacija, novinara ili različitih ekoloških i drugih udruga i aktivista što otežava objektivan stav o projektu. No neosporno je da će negativne posljedice za okoliš i ljude biti dalekosežne. Zadržavanje vode ispred brane povećat će temperaturu vode i izmijeniti njezin mineralni sastav što će utjecati i već utječe na biljni i životinjski svijet (nestanak ili ozbiljno ugrožavanje nekoliko rijetkih riječnih vrsta). Zadržavanjem i usporavanjem rijeke smanjuje se njezina funkcija odvodnjavanja otpadnih voda velikih gradova. Zadržavanje mulja i pojačana erozija tla uslijed degradacije obala i aktivacije klizišta umjetnog jezera može dovesti do nepredvidljivih posljedica koje bi mogle ugroziti i stabilnost same brane. Neki stručnjaci izražavaju strah da bi povećana težina uzrokovana nakupljanjem vode i sedimenta mogla reaktivirati rasjednu zonu na kojoj se nalazi akumulacijsko jezero što bi opet uzrokovalo potres koji bi mogao oštetiti ili srušiti branu. Već se bilježi pojačana seizmička aktivnost u tom području. Tu je i strah od terorističkih napada čiji su potencijalni ciljevi upravo ovakvi megaprojekti.

Iskorištavanje energije vodnog potencijala ekonomski konkurira proizvodnji električne energije iz fosilnih goriva i nuklearnoga goriva, zato je hidroenergija najznačajniji obnovljivi izvor energije. U zadnjih je trideset godina proizvodnja u hidroelektranama utrostručena, no iskorištavanje hidroenergije ima bitna tehnička i prirodna ograničenja. Glavno ograničenje jest zahtjev za postojanjem obilnog izvora vode tijekom cijele godine jer je skladištenje električne energije skupo i vrlo štetno za okoliš.

5.5. ENERGIJA IZ BIOMASE I BIOPLINA

U 19. je stoljeću dominantnu ulogu u potrošnji energije imala biomasa. Razvojem industrije ugljen je potisnuo biomasu i gotovo cijelo stoljeće bio najviše korišteni primarni oblik energije. Početkom 20. stoljeća počinje era fosilnih goriva (nafta i prirodni plin), da bismo početkom 21. stoljeća dobili miks potrošnje tradicionalnih oblika energije, koji su u padu, s povećanjem potrošnje obnovljivih oblika energije. Projekcija potrošnje energije nakon 2020. godine predviđa daljnje povećanje potrošnje energije vode, vjetra te ostalih oblika obnovljivih izvora energije kao i biomase.

U tradicionalne obnovljive izvore energije možemo uvrstiti biomasu i velike hidroelektrane. Potrošnja ova dva oblika energije javlja se od samih početaka praćenja potrošnje energije. U to se vrijeme javlja i potrošnja energije iz ugljena kao jednog od neobnovljivih oblika primarne energije koji je i danas značajno zastupljen u svijetu. U počecima praćenja potrošnje energije udio korištene energije iz biomase značajno se smanjuje da bi trend smanjenja bio zaustavljen početkom 21. stoljeća kada se njezino korištenje i udio u općoj potrošnji povećava. Međutim još i danas najveći dio dobivene energije iz biomase koristi se na tradicionalan način za kuhanje i grijanje.

5.5.1. Energija biomase

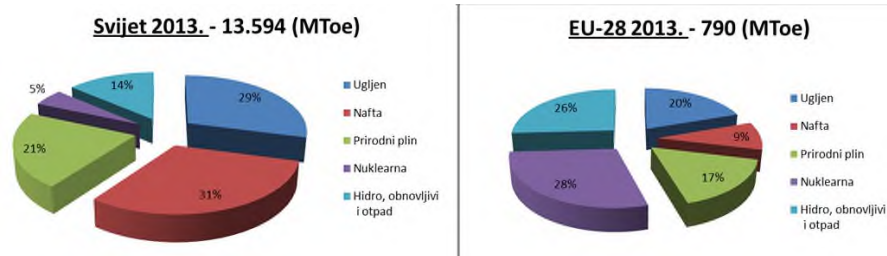
Biomasa je sav organski materijal odnosno biorazgradivi dio biljnog i životinjskog porijekla koji nastaje od biljaka i životinja, proizvoda, otpada i ostataka (poljoprivredne proizvodnje, šumarstva i industrije). Ovakav organski materijal ima energetska vrijednost koja se može pretvoriti u energiju direktno sagorijevanjem u toplinu ili u neki drugi oblik energije pogodan za daljnje korištenje koji može biti:

- krutog agregatnog stanja (drvo, peleti)
- tekućeg agregatnog stanja (biodizel, bioetanol, bioulje)
- plinovitog agregatnog stanja (bioplin, vodik).

Danas se u svijetu biomasa uglavnom koristi na tradicionalni način izravnim izgaranjem, a ne preradom u neki drugi oblik energenta puno veće energetske vrijednosti i prihvatljivijeg korištenja.

Prema podacima Eurostata (*EU in the world, str. 168*) udio biomase u ukupnoj svjetskoj potrošnji primarne energije je 10 %, odnosno 1.350 MToe (56,6 EJ), što je prikazano na Grafikonu 1.

Grafikon 1.: Potrošnja primarne energije u svijetu i EU-28

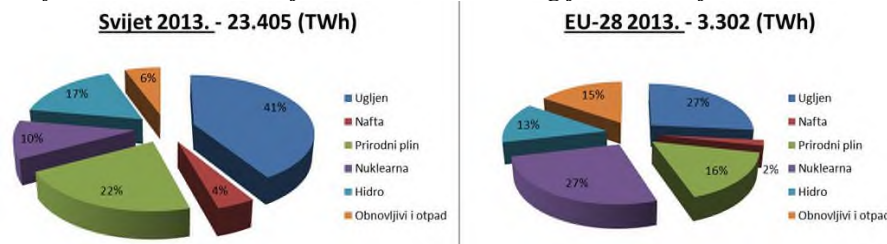


Izvor: Eurostat, 2016

Ukupni udio potrošnje primarne energije iz vode, obnovljivih izvora i iz otpada iznosi 14%, a korištenje biomase prevladava u obnovljivim oblicima energije. U EU-28 udio potrošnje primarne energije iz obnovljivih oblika energije znatno je veći te iznosi 26 % od ukupne potrošnje.

Slijedi prikaz potrošnje električne energije 2017. godine u svijetu i EU-28 (Grafikon 2.).

Grafikon 2.: Potrošnja električne energije u svijetu i EU-28



Izvor: Eurostat, 2017

Kada se promatra potrošnja električne energije u svijetu, udio je obnovljivih izvora u odnosu na ostale primarne oblike energije koji se koriste u proizvodnji električne energije 23 % u čemu prevladava hidroenergija sa 17 %. U Europi još uvijek hidroenergija ima najveći udio među oblicima obnovljivih izvora energije s 13 %. Preostali oblici obnovljivih izvora imaju udio od 15 % i njihov se udio sve više povećava.

Biomasa kao obnovljivi izvor energije jest sva masa biljnog i životinjskog porijekla iz prirode, proizvoda i otpada, unutar koje se razlikuje:

- drvena biomasa (ostaci iz šumarstva, otpadno drvo)
- drvena uzgojena biomasa (brzorastuće drveće)

- nedrvna uzgojena biomasa (brzorastuće alge i trave)
- ostaci i otpad iz poljoprivrede
- životinjski otpad i ostaci
- gradski i industrijski otpad.

Prednost je korištenja biomase kao izvora energije u obilnom potencijalu ne samo biomase biljnog porijekla koja samoniklo raste u prirodi nego i u uzgoju brzorastućih vrsta i sve veće količine otpada biljnog i životinjskog porijekla iz industrije i komunalnog otpada. Ono po čemu se korištenje biomase razlikuje u odnosu na fosilna goriva (ugljen, nafta) i u čemu je njezina prednost jest manja emisija štetnih plinova i otpadnih tvari. Izgaranjem fosilnih goriva u atmosferu se ispušta CO₂ koji je milijunima godina bio zarobljen u zemlji, a to je izgaranje za biomasu zanemarivo jer je emisija CO₂ pri izgaranju jednaka količini koje biljke apsorbiraju prilikom rasta. Kod nedrvne biljne mase taj je ciklus kratak i u pravilu traje godinu dana za razliku od drvene mase kada može trajati i do 100 godina pri čemu je bitno da količina posječenog drva prati prirast drvene mase. Kao u svakom proizvodnom procesu tako i u ovome uz emisiju CO₂ nastaju drugi plinovi i otpadne vode. Jedan ha šumskih površina godišnje apsorbira istu količinu CO₂ koja nastaje izgaranjem 8.000 litara loživog ulja ili 134.000 m³ prirodnog plina.

Proizvodnja energije iz biomase posredno ima i druge pozitivne efekte na povećanje ostalih gospodarskih aktivnosti na regionalnoj i lokalnoj razini kao i na zapošljavanje. Nedostatak je ove tehnologije u tome što je izgradnja uređaja za reciklažu otpada isplativa u velikim pogonima, a prikupljanje i skladištenje biomase i njezin transport je skupo.

Najvažnije vrste i izvori biomase:

- uzgojni
 - brzorastuće drvo (vrba, topola, eukaliptus, bagrem, paulovnja)
 - šećerne vrste (šećerna repa, trska, proso, slatki sirak, miskantus)
 - škrobne vrste (kukuruz, žitarice – pšenica/ječam)
 - uljne vrste (uljana repica, suncokret)
- ostaci i otpad

- drveni otpad (održavanje šuma, obrada drva, građevinski i drugi otpad)
- poljoprivredni ostaci (slama, gnoj, gnojevka)
- organski dio javnog krutog otpada
- kanalizacijski talog
- industrijski ostaci (prerada hrane, papira i sl.).

Proizvodnja energije iz biomase predstavlja korištenje ugljika pohranjenog u biljci/životinji. Izgradnja biljke i pohrana ugljika potaknuta je energijom svjetla i procesom fotosinteze pri kojem se koristi 43 % od ukupne energije svjetlosti pri čemu biljka 30 % koristi za svoje potrebe, a od ukupne energije iskoristivo je maksimalno 10 %. Pojednostavljeni ciklus biomase (Slika 43.) ukazuje da je korištenje biomase prihvatljiv oblik korištenja energije.

Slika 43.: Pojednostavljeni ciklus biomase



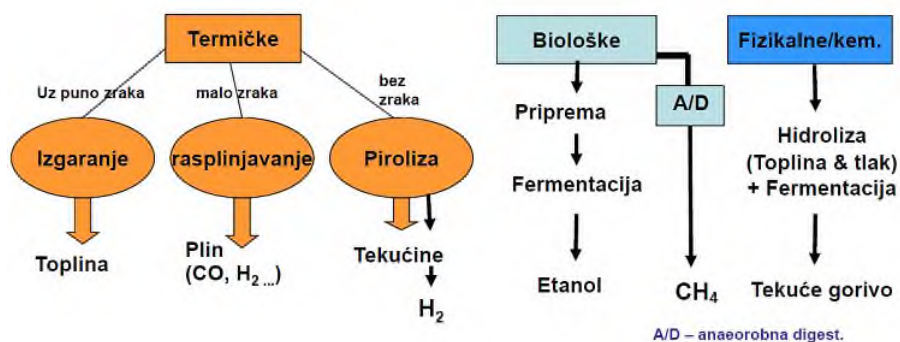
Izvor: Šimić, Z, 2010, str.14

Smeđe strelice koje zatvaraju krug predstavljaju putovanje raznih vrsta biomase koje upotrebljavamo za izradu proizvoda, hrane, sirovina, za drugu industriju i za proizvodnju energije. U proizvodnom ciklusu biomase nastaju kruti, tekući i plinoviti ostaci i otpad koji se može ponovo uporabiti. Nastali ugljični dioksid biljke ponovo koriste za gradnju i rast.

Pretvorbu biomase možemo podijeliti u primarnu i sekundarnu transformaciju prilikom koje se u primarnoj transformaciji početna biomasa pretvara u neki oblik biogoriva (tekući, plinoviti, kruti). U sekundarnoj transformaciji dobiveno biogorivo služi za dobivanje nekog od oblika korisne energije pomoću peći, plinskih i parnih turbina, motora s unutrašnjim izgaranjem, mikroturbina i gorivih ćelija. U ovoj pretvorbi razlikujemo tri procesa (Grafikon 4.):

- termički
- biološki
- fizikalno/kemijski.

Grafikon 3. Tehnološki procesi pretvorbe biomase



Izvor: Šimić, Z, 2010

Termička se obrada biomase, kao što je već navedeno, najvećim dijelom koristi za ogrjev i kuhanje i to spaljivanjem ogrjevnog drva. Osim ogrjevnog drva ostala korisna drvena biomasa razlikuje se po kvaliteti i cijeni, a najviše je ima:

- u drvnoj industriji (ostaci obrade – piljenje, blanjanje, brušenje, otpaci)
- u gospodarenju šumama (održavanje, prirast).

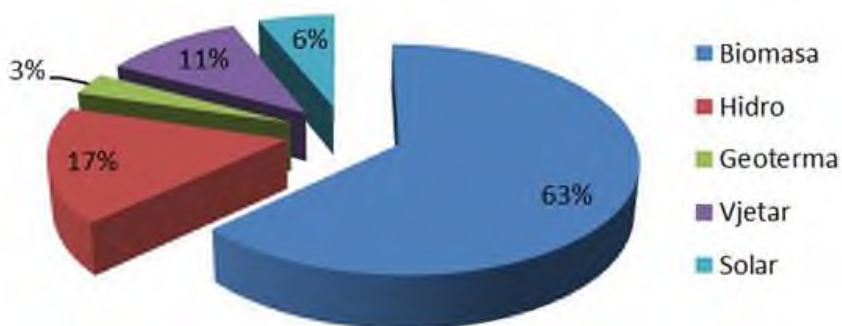
Drvena masa može izgarati:

- uz puno zraka (izgaranje) pri čemu nastane toplina
- uz malo zraka (rasplinjavanje) pri čemu nastane plin (CO, H₂)
- bez zraka (piroliza) pri čemu nastane tekućina, metan, vodik.

Biokemijskom pretvorbom biomase dobiva se biogorivo. Postupkom fermentacije (vrenja) nastane **bioetanol** u čijoj se proizvodnji kao sirovina koristi: šećerna trska - šećer, kukuruz - škrob, drvo - celuloza. **Biodizel** nastaje esterifikacijom biljnih ulja (uljana repica, suncokret, soja, ostaci jestivog ulja, loj) koje se može miješati ili izravno koristiti u transportu jer ima svojstva slična dizelu.

Ako pri biološkoj razgradnji biomase nema zraka (anaerobna digestija), nastaju plinovi u kojima najveći udio ima metan (60 %), ugljični dioksid (35 %) i ostali plinovi (5 %). Za ovaj se proces najvećim dijelom koristi životinjski izmet, zelena masa i ostaci poljoprivredne proizvodnje. Ova tehnologija javlja se i pri zbrinjavanju taloga od otpadnih voda, kanalizacije i ostalog organskog otpada koji nije drvnog porijekla. Kod aerobne digestije (fermentacija - razgradnja organskih tvari uz prisutnost kisika) nastaju ugljični dioksid, amonijak i ostali plinovi u malim količinama, velika količinu topline i konačni proizvod koji se može upotrijebiti kao gnojivo.

Grafikon 4.: Udio obnovljivih izvora energije u proizvodnji primarne energije u zemljama EU-28

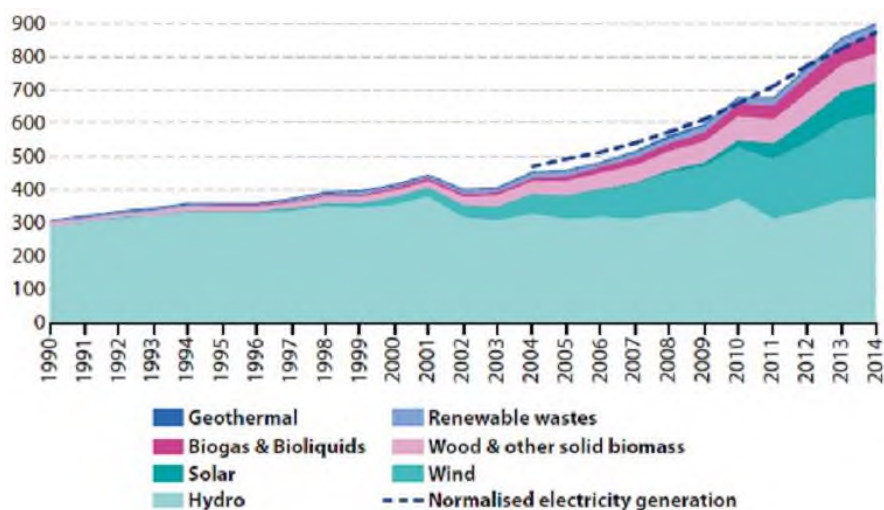


Izvor: Eurostat, 2016, Energy, transport and environment, str. 39

U Europi najveći udio u proizvodnji primarne energije iz obnovljivih izvora energije čini biomasa sa 63 %, a slijede hidroenergija i vjetar. Velika razlika

udjela biomase u proizvodnji primarne energije i električne energije ukazuje da se još uvijek najveći dio energije biomase koristi za grijanje i kuhanje (Grafikon 4.). U proizvodnji električne energije iz obnovljivih izvora u zemljama EU-28 još uvijek je na prvom mjestu proizvodnja iz hidroelektrana. U 21. stoljeću značajno raste proizvodnja iz vjetroelektrana koje su na drugom mjestu, a tek je na trećem mjestu proizvodnja iz biomase. Vidljivo je da je u zadnjih 10 godina proizvodnja električne energije udvostručena ponajprije udjelom proizvodnje iz ostalih obnovljivih izvora dok proizvodnja iz hidroelektrana stagnira (Grafikon 5.).

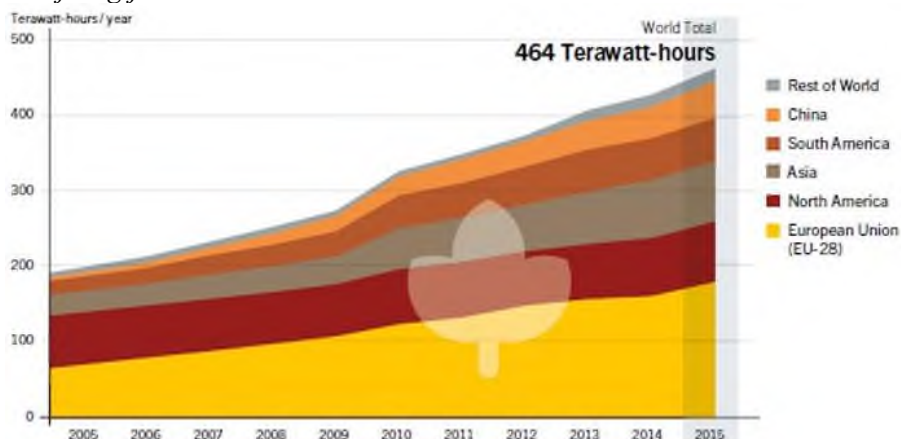
Grafikon 5.: Proizvodnja električne energije (GWh) iz obnovljivih izvora energije u zemljama EU-28



Izvor: Eurostat, 2016, Energy, transport and environment, str. 67

U sljedećem je grafikonu prikazana svjetska proizvodnja električne energije iz biomase tijekom zadnjih 10 godina prema regijama u kojima ta proizvodnja prevladava. U razdoblju od 2005. do 2015. godine proizvodnja se električne energije iz biomase više nego udvostručila.

Grafikon 6.: *Proizvodnja električne energije iz biomase u svijetu po zemlji/regiji 2005. – 2015.*



Izvor: REN21,2016, str. 19

U svjetskoj proizvodnji električne energije iz biomase od 464 TWh Europa sudjeluje s više od 1/3 svjetske proizvodnje (Grafikon 14.) i predvodnik je u primjeni tehnologije proizvodnje električne energije iz biomase.

Europa svojim direktivama i poduzetim mjerama značajno potiče primjenu obnovljivih izvora u proizvodnji električne energije. U tehnologiji proizvodnje električne energije iz biomase i bioplina u odnosu na ostale države članice Europske unije prednjači Njemačka (Grafikon 15.). U primjeni obnovljivih izvora energije prednjači Njemačka te je u 2012. godini od svojih potreba za električnom energijom 23 % osiguravala iz obnovljivih izvora energije. U miksu proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora biomasa je sudjelovala s 30 % od čega je polovica iz bioplina. U proizvodnji električne energije iz bioplina Njemačka proizvodi 50 % ukupne europske proizvodnje.

Grafikon 7.: EU – proizvodnja bioplina 2014 (kToe)



Izvor: EurObserver'ER, 2014

Osim Njemačke u Europi se po proizvodnji bioplina ističu Velika Britanija i Italija. Jedina članica koja je ostvarila zadani cilj do 2020. godine jest Engleska, ali njezina proizvodnja električne energije iz bioplina od 5,9 TWh u 2013. godini gotovo je 5 puta manja od Njemačke s 29 TWh. Vidljivo je da postoji veliki potencijal u proizvodnji bioplina u velikom broju zemalja bilo iz drvene ili zelene mase.

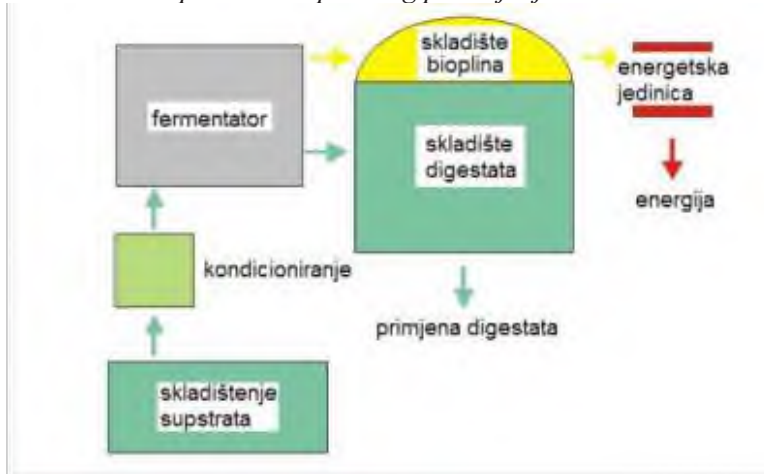
5.5.2. Tehnološki proces proizvodnje energije iz bioplina

Osnovni proces proizvodnje bioplina obično se sastoji od tri dijela:

- priprema biološkog materijala (biomase)
- anaerobna razgradnja biomase
- tretman ostataka.

Komponente bioplinskog postrojenja su (Slika 44.): skladište supstrata, mješaonica, fermentator, skladište plina, skladište digestata, kogeneracijska jedinica.

Slika 44.: Komponente bioplinskog postrojenja



Izvor: Balaško, 2016

Glavna sirovina (supstrat) za proizvodnju plina u tipičnom bioplinskom postrojenju u Hrvatskoj predstavlja silaža žitarica i gnojnica iz vlastite farme. Gnojnica se iz sabirne jame na farmi dnevno pumpa u mješačku jamu. Silaža se skladišti u horizontalne silose, navoze (Slika 48.).

Organski se materijal prvo stavlja u spremnik za miješanje i homogenizaciju različitih fermentacijskih tvari, što omogućuje bržu razgradnju i ubrzava proces stvaranja bioplina.

Nakon toplinske obrade na 70 °C tijekom koje se uništavaju bakterije nepoželjne za proces fermentacije, materijal se prebacuje u anaerobni digester (Slika 45. i 46.).

Pročišćena biomasa predstavlja početak anaerobne razgradnje. Procesni uvjeti anaerobne razgradnje:

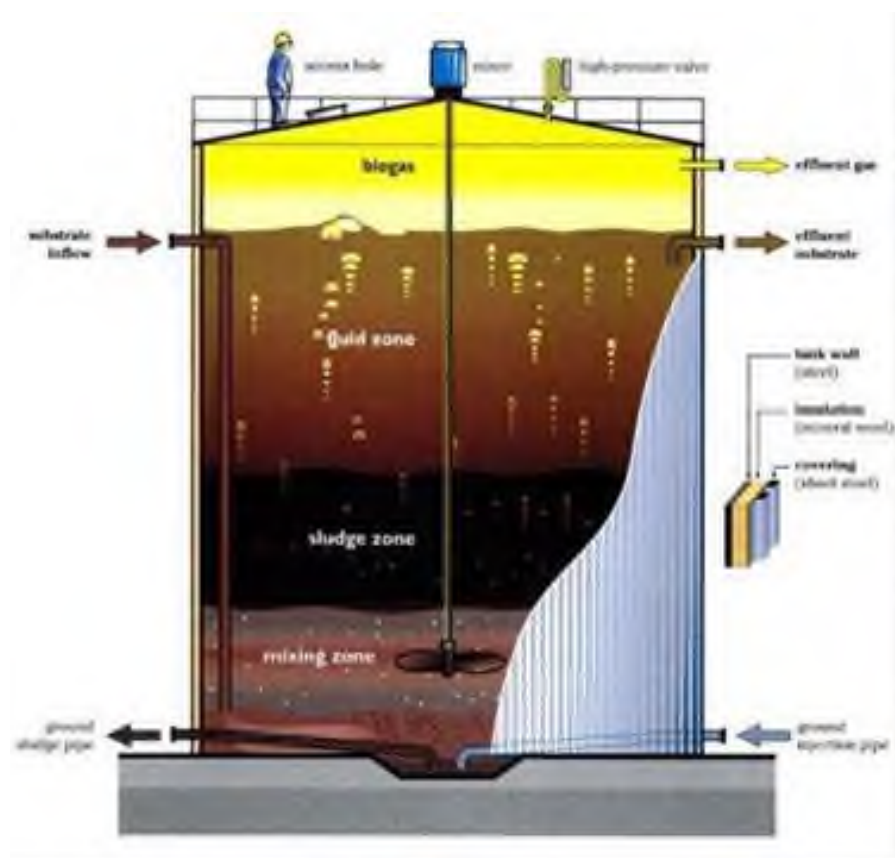
- bez slobodnog kisika
- bez inhibitorских soli
- $6,5 < \text{pH} < 7,5$
- odgovarajući alkalitet
- dovoljno hranjiva za mikroorganizme (P, N)
- stabilna temperatura
- kontinuirano dodavanje novih tvari.

Proizvedeni se bioplin skuplja u plinskom rezervoaru i privremeno skladišti, odakle se zatim transportira do plinskog motora, tj. kogeneracijske jedinice (Slika 47.) gdje bioplin sagorijeva i pretvara se u električnu i toplinsku

energiju. Dio toplinske energije koristi se za održavanje potrebne temperature procesa u bioplinskom postrojenju. Preostala termička energija koristi se u sušionici. Ako potrošnja toplinske energije nije tako velika kao proizvodnja, preostali dio uništava se prisilnim hlađenjem (Slika 47.).

Nakon završetka reakcije digestori se prazne i sadržaj odlazi u separatore gdje se odvaja čvrsti dio od tekućeg dijela. Daljom obradom čvrste i tekuće faze, koja uključuje sušenje, sterilizaciju, analizu kemijskog sastava i eventualne izmjene sadržaja i oblika, dobiva se ekološko, visokokvalitetno tekuće i čvrsto gnojivo. Tekući se dio vraća u proces, a čvrsti se suši u sušari i koristiti se kao stelja.

Slika 45.: Fermentor - presjek



Izvor: Balaško, D, 2016

Slika 46.: Bioplinsko postrojenje - fermentori



Izvor: Arhiva autora

Slika 47.: Bioplinsko postrojenje - kogeneracijska jedinica



Izvor: Arhiva autora

Slika 48.: Bioplinsko postrojenje - horizontalni silos



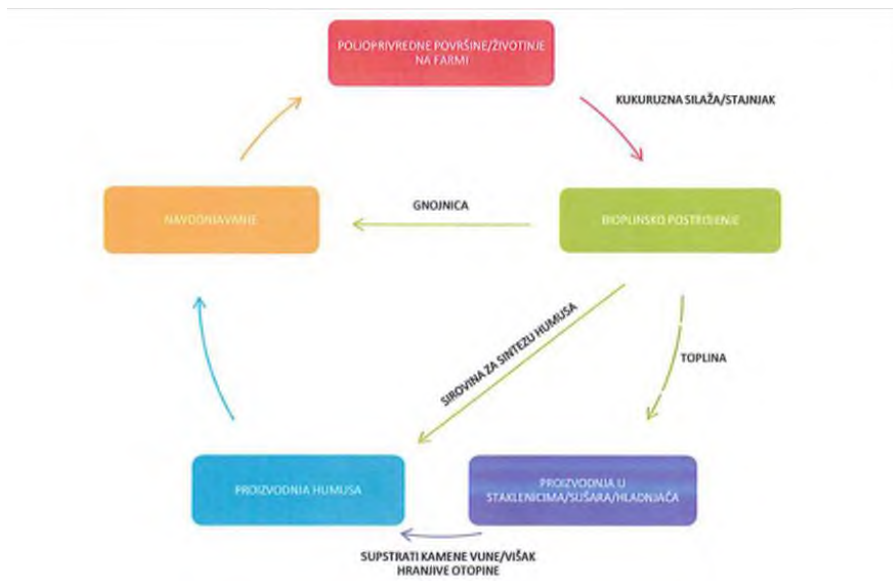
Izvor: Arhiva autora

Bioplinska postrojenja obično koriste kogeneracijska postrojenja u proizvodnji energije. Kogeneracijska jedinica namijenjena je za proizvodnju toplinske i električne energije koju dobivamo sagorijevanjem plina u plinskom motoru. Tipična efikasnost plinske kogeneracijske jedinice je oko 41 % u proizvodnji električne energije i 43 % u proizvodnji toplinske energije, odnosno njezina je ukupna efikasnost oko 84 %.

Vidljivo je da je kvalitetna potrošnja toplinske energije jako bitna jer je, ako se preostala toplinska energija ne koristi adekvatno, efikasnost ovakvih postrojenja niska. Preostali dio toplinske energije koja se ne koristi za potrebe proizvodnje plina moguće je koristiti za neke druge procese u blizini bioplinskog postrojenja. Moguće je da investitor ponudi višak toplinske energije lokalnoj zajednici na besplatno korištenje. Na osnovi dobivene energije lokalna zajednica razvija svoje projekte korištenja toplinske energije bilo putem pojedinih poduzetničkih zona za razvoj malog poduzetništva (staklenici i uzgoj povrća), bilo za stvaranje uvjeta i izgradnje infrastruktura za povoljnije grijanje lokalnog stanovništva.

Kada bioplinsko postrojenje postane postrojenje koje optimizira, odnosno smanjuje troškove ostalim tehnološkim procesima, a proizvodnja električne energije postane dodatni proizvod čijom se prodajom smanjuju ukupni troškovi, tada bioplinsko postrojenje uistinu jest obnovljivi izvor koji je prihvatljiv ekonomski, gospodarski, društveno i ekološki. (Slika 49.).

Slika 49.: Bioplinsko postrojenje kao jedan od proizvodnih procesa



Izvor: Biogasin, 2015

Bioplinsko postrojenje tada postaje poveznica više proizvodnih procesa kao što su:

- ratarska proizvodnja
- proizvodnja mlijeka
- proizvodnja stočne hrane
- proizvodnja povrća
- sušara/hladnjača
- proizvodnja humusa/komposta
- navodnjavanje / tekuće gnojivo
- proizvodnja bioplina.

U samom krugu pogona-farme obično je smješteno nekoliko proizvodnih procesa: proizvodnja mlijeka, sušara/hladnjača, proizvodnja humusa/komposta, proizvodnja bioplina, a u neposrednoj je blizini proizvodnja povrća.

Složenom proizvodnom pogonu koji se sastoji od više različitih, međusobno povezanih tehnoloških procesa proizvodnja bioplina/električne energije nije primarni proizvod, nego u sinergijskom efektu svojim prihodima utječe na efikasnije poslovanje.

5.5.3. Utjecaj na okoliš bioplinskih postrojenja

Svako postrojenje, pa tako i bioplinska elektrana, izgradnjom i svojim radom utječe na okoliš. Utjecaj može biti veći ili manji ovisno o tome koliko su kvalitetno identificirani mogući rizici. Ovakvo postrojenje različito utječe na okoliš ovisno o fazi u kojoj se nalazi projekt i ovisno o tome koje se aktivnosti odvijaju pa se ovako dijeli:

- priprema i izgradnja postrojenja
- eksploatacija bioplinskog postrojenja
- prestanak korištenja i uklanjanje postrojenja
- akcident (ekološka nesreća).

Najveći utjecaj na okoliš pri eksploataciji bioplinskog postrojenja predstavlja uzgoj i zbrinjavanje ostataka biomase. U strukturi biomase koja se koristi u proizvodnji bioplina najveći udio ima silaža žitarice, npr. kukuruza. Postavlja se pitanje uništava li se ekosustav ako se u obzir uzmu predviđene poljoprivredne površine za uzgoj ove kulture u okviru realizacije, odnosno eksploatacije bioplinskog postrojenja. Raspoložive površine upućuju na to da će se kukuruz uzgajati u monokulturi, a takav je uzgoj nepoželjan i negativno utječe na tlo. S vremenom se promatranjem spoznalo da se pravilnim smjenama usjeva ostvaruje veća i racionalnija poljoprivredna proizvodnja. Pojava biljnih bolesti, štetnika i korova u usjevima karakteristična je za određene kulture te se smjenom usjeva sprečava njihov razvoj i negativni utjecaj na prinos. Brojni su primjeri da je uzgoj pojedinih usjeva u monokulturi doprinio širenju pojedinih bioageneza: divlji ovas, kukuruzna zlatica, divlji sirak, plemenjača krumpira i rajčice i dr.

Kako bi se izbjegli štetni utjecaji na tlo, a poljoprivredne se površine zadržale u dobroj kondiciji i istovremeno proizvele dovoljne količine biomase za proizvodnju bioplina, potrebno je osigurati 2 do 3 puta veće površine. To znači da bi za elektranu snage 1 MWel trebalo osigurati i do 900 ha poljoprivrednih površina.

5.5.4. Tehnološki proces proizvodnje energije iz biomase

U kogeneracijskoj proizvodnji električne i toplinske energije iz biomase prevladava tehnologija izravnog izgaranja krute biomase u ložištima termoenergetskih postrojenja. Načelno se razlikuju dva tipa izgaranja krute biomase: samostalno, u postrojenjima manje i srednje snage, te suizgaranje (suspaljivanje) s fosilnim gorivima (najčešće ugljenom) u postrojenjima srednje i velike snage. Među tehnologijama čije se značajnije korištenje u proizvodnji električne energije očekuje u budućnosti na prvom je mjestu rasplinjavanje biomase s korištenjem plina za pogon plinskih motora ili plinskih turbina.

Izgaranje

Premda je troškovno najpovoljniji način korištenja biomase u proizvodnji električne energije suspaljivanje u ugljenom loženim termoelektranama, poticajno zakonodavno okruženje u mnogim razvijenim zemljama omogućilo je ekspanziju postrojenja koja kao gorivo koriste isključivo biomasu. Kapacitet postrojenja za samostalno izgaranje biomase (na rešetki ili u fluidiziranom sloju) određen je prije svega količinom goriva koje se na ekonomičan način može prikupiti i transportirati na lokaciju elektrane. Ograničena raspoloživost goriva i visoki transportni troškovi uvjetuju izgradnju postrojenja manjeg kapaciteta koja tek u rijetkim slučajevima premašuju 30 MWe. U usporedbi s ugljenom loženim elektranama postrojenja ložena biomasom skuplja su i manje efikasna. Električna iskoristivost postrojenja loženih samo krutom biomasom, određena kao omjer proizvedene električne energije i energije dovedene gorivom, u pravilu je niža od 20 % za postrojenja kapaciteta do 5 MWe, a rijetko kada premašuje 30 % za veća postrojenja. Tek novija postrojenja kapaciteta većeg od 20 MWe, koja su izgrađena nakon 2000. godine, postižu iskoristivost veću od 30 % zahvaljujući primjeni usavršenih tehnologija izgaranja, korištenju suhog goriva i podizanju parametara svježeg pare (iznad 100 bara i 500 °C).

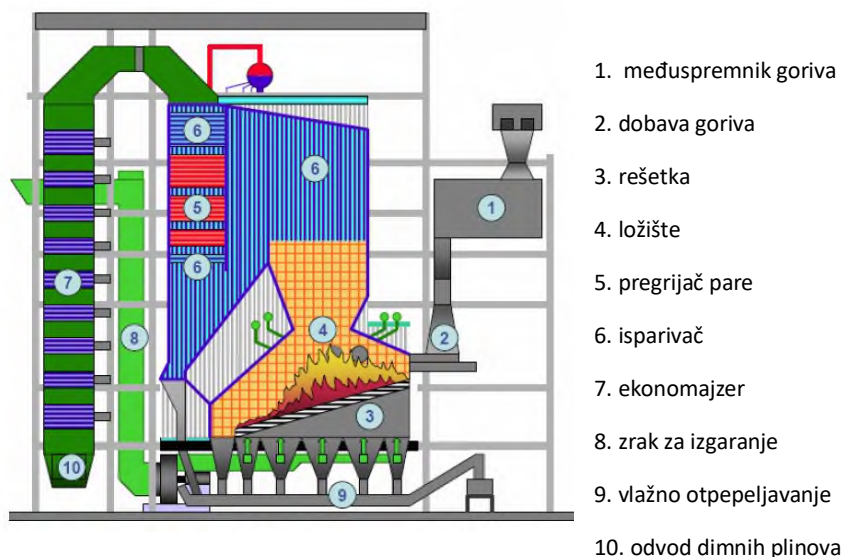
U postrojenjima za samostalno izgaranje biomase uglavnom se koriste sljedeće tehnologije izgaranja: izgaranje u nepokretnom sloju u ložištima s rešetkom, izgaranje u mješurastom fluidiziranom sloju te izgaranje u cirkulirajućem fluidiziranom sloju. Ložišta s izgaranjem na rešetki predstavljaju razvijenu, tržišno zrelu i dugo vremena standardnu tehnologiju izgaranja biomase koja se u različitim izvedbama nalazi u ponudi brojnih proizvođača energetske opreme. Rešetka omogućava izgaranje sječke, piljevine, krupne i komadne biomase. Prikladna je i za izgaranje vlažnih goriva različite kvalitete kao i goriva s visokim udjelom pepela. Kvalitetno vođenje procesa izgaranja na rešetki podrazumijeva homogenu distribuciju goriva po čitavoj površini i ravnomjerno dovođenje primarnog zraka koji se upuhuje ispod rešetke. Nehomogenosti u dovodu primarnog zraka mogu

izazvati stvaranje šljake, povećati količinu letećeg pepela i povećati pretičak zraka potreban za osiguravanje potpunog izgaranja.

S obzirom na način dovodjenja goriva u ložište razlikuju se rešetke s donjim dovodom goriva i one s gornjim dovodom goriva. Rešetke s donjim dovodom goriva prikladne su za postrojenja manjih snaga i za izgaranje biomase koja sadrži malo pepela kao što su drvena sječka i piljevina. Biomasa koja sadrži veće količine pepela, kao što je kora drveta, slama žitarica ili trava, zahtijeva efikasniji sustav uklanjanja pepela. U ložištima s donjim dovodom goriva sinterirane ili rastaljene čestice pepela prekrivaju gorivi sloj. Kroz pokrov od pepela povremeno izbija mješavina goriva i zraka što može nepovoljno djelovati na stabilnost procesa izgaranja. U većih se sustava koristi gornji dovod goriva na rešetku koja može biti izvedena u različitim varijantama: horizontalna, nagnuta, lančasta, stupnjevita, stacionarna, pomična u jednom smjeru, rotirajuća ili vibrirajuća.

Suvremena rješenja sustava izgaranja uključuju kontinuirano pomičnu i vodom hlađenu rešetku, automatski nadzor i regulaciju visine sloja te regulaciju brzine vrtnje ventilatora primarnog zraka. Kod suvremenih izvedbi velikih kotlova za izgaranje biomase na rešetki primjena naprednih tehničkih rješenja omogućava stabilno i efikasno izgaranje, smanjenje emisije ugljičnog monoksida kao i količine neizgorelih čestica u dimnim plinovima. Shema suvremenog kotla s izgaranjem biomase na nagnutoj rešetki prikazana je na Slici 50.

Slika 50.: Suvremeni kotao na biomasu s izgaranjem na nagnutoj rešetki



Izvor: Powerlab, 2013

Na izbor tehnologije izgaranja utječu veličina postrojenja, značajke biomase, dopuštena razina emisije štetnih tvari te količina i opseg održavanja koje je investitor/vlasnik spreman prihvatiti. Izbor tehnologije izgaranja nema prevelik utjecaj na specifični potrošak topline u postrojenju. Na specifični potrošak topline više utječe konfiguracija parno turbinskog procesa. Suvremena postrojenja s izgaranjem na rešetki uobičajeno su jeftinija od postrojenja s izgaranjem u fluidiziranom sloju. Fluidizacija sloja povećava efikasnost izgaranja, ali zahtijeva i dodatnu energiju za pogon ventilatora zraka što povećava vlastitu potrošnju električne energije kogeneracijskog postrojenja.

Rasplinjavanje

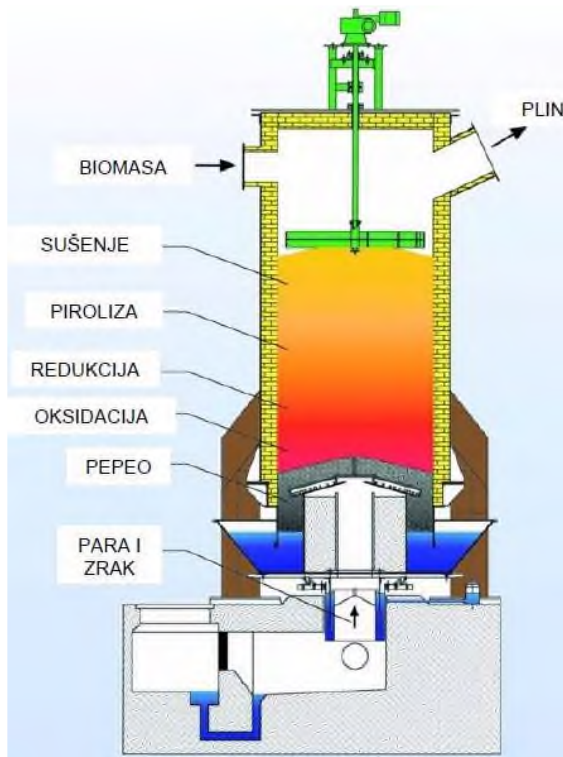
Rasplinjavanje biomase predstavlja alternativu klasičnim procesima izgaranja i proširuje mogućnosti korištenja biomase. Rasplinjavanjem se kruta biomasa transformira u gorivi ili reaktorski plin koji se može koristiti za pogon plinske turbine, plinskog motora ili gorivnih članaka u proizvodnji električne energije, ali i u procesima kemijske sinteze za proizvodnju etanola ili drugih organskih proizvoda.

Glavne faze procesa rasplinjavanja:

- sušenje goriva, na temperaturi do približno 200 °C
- piroliza (zagrijavanje bez kisika do temperature od približno 500 °C)
- oksidacija (na temperaturama sloja do 900 °C)
- i redukcija (pri temperaturi do približno 1200 °C).

Ove su faze ilustrirane su na Slici 51., na shematskom prikazu procesa rasplinjavanja u protustrujnom reaktoru.

Slika 51.: Shema protustrujnog reaktora i faze procesa rasplinjavanja u nepokretnom sloju



Izvor: EAI, 2017

U procesu rasplinjavanja biomasa se najprije zagrijava i suši. Potrebna toplina osigurana je izgaranjem manje količine sirovine. Tijekom procesa pirolize koji započinje na temperaturi od približno 200 °C hlapivi sastojci goriva isparavaju. U parnoj smjesi nalaze se ugljični monoksid, vodik, metan, ugljični dioksid, hlapivi katran i voda. Kruti je ostatak goriva drveni ugljen koji se transformira u reaktorski plin pomoću sredstva za rasplinjavanje (najčešće se koriste zrak, kisik, ugljični dioksid ili vodena para). Drveni ugljen reagira s kisikom sadržanim u sredstvu za rasplinjavanje i proizvodi reaktorski plin koji se sastoji od ugljičnog monoksida, vodika i metana. Ako se kao sredstvo za rasplinjavanje koristi zrak, gorivi plinovi zauzimaju približno 40 % ukupnog volumena reaktorskog plina dok ostatak čine dušik i CO₂.

5.5.5. Utjecaj na okoliš postrojenja na biomasu

Gorivne komponente reaktorskog plina uključuju ugljični monoksid, vodik, metan te male količine etana i propana. Reaktorski plin može sadržavati i određene količine ugljičnog dioksida i vodene pare.

Viši tlakovi načelno pospješuju efikasnost pretvorbe ugljika, a proizvodi se i više metana i vodene pare. Više temperature potiču proizvodnju ugljičnog monoksida i vodika. Reaktorski plin na izlazu iz rasplinjača sadrži različite količine štetnih tvari kao što su spojevi dušika i sumpora, ugljikovodike (katran) i čestice pepela pa se prije daljnjeg korištenja u pravilu mora očistiti. Čišćenje nije nužno ako je reaktorski plin predviđen za izravno izgaranje u ložištu. Postoji relativno velik broj tehnoloških rješenja koja se razlikuju s obzirom na mjesto dodavanja, način zagrijavanja, smjerove strujanja sredstva za rasplinjavanje i goriva (istostrujni, protustrujni, uzlazni, silazni reaktori). Za kogeneracijska postrojenja na biomasu najčešće se koriste istostrujni i protustrujni reaktori s rasplinjavanjem na nepokretnoj rešetki. Glavna je značajka uzlaznog (*updraft*) rasplinjača mogućnost korištenja relativno vlažnih goriva (s masenim udjelom vlage i do 50 %) kao i sječke različite veličine (5 - 100 mm). Pogodni su za primjenu u postrojenjima u rasponu kapaciteta od 10 kWt do 20 MWt. U silaznih ili nizstrujnih (*downdraft*) rasplinjača produkti pirolize prolaze kroz vruću zonu rasplinjavanja drvenog ugljena što u znatnoj mjeri snižava udio katrana u reaktorskom plinu. Niži udjeli katrana omogućavaju primjenu jednostavnijeg, a time i jeftinijeg sustava čišćenja reaktorskog plina koji je nužan na postrojenjima koja reaktorski plin koriste za pogon motora s unutarnjim izgaranjem. Silazni rasplinjači osjetljiviji su na veličinu čestica (20 - 100 mm) i na vlažnost goriva koja je ograničena na 20 %. Postrojenja se mogu izvesti u rasponu kapaciteta od 10 kWt do 10 MWt. Glavna je prepreka njihovoj komercijalizaciji osjetljivost na kvalitetu goriva, jer samo visokokvalitetno gorivo jamči nizak sadržaj katrana u reaktorskom plinu.

Drvena biomasa sadrži male količine sumpora (u deblu svega 0,01 %, u iglicama crnogoričnog drveća 0,04 - 0,2 % - izraženo u masenim udjelima u suhom gorivu). U praksi izgaranjem biomase nastaju vrlo male ili zanemarive količine sumpornog oksida tako da se u postrojenja koja kao gorivo koriste samo drvenu biomasu u pravilu ne ugrađuje oprema za uklanjanje oksida sumpora.

Udio dušika u drvnjoj biomasu relativno je nizak. Suho deblo i kora sadrže 0,1 - 0,5 % dušika dok je u iglicama crnogoričnog drveća udio dušika nešto veći (1 - 2 %). Dušikovi oksidi koji nastaju pri izgaranju jesu dušikov oksid (NO) i dušikov dioksid (NO₂) koji se zajednički označavaju s NOx.

Za uklanjanje krutih čestica i pepela iz dimnih plinova koriste se pojedinačno ili u kombinaciji različiti uređaji: ciklonski odvajači, elektrostatski taložnici (suhi ili vlažni) te vrećasti filtri. Pored emisija dušičnih oksida, čestica i pepela prilikom izgaranja biomase pojavljuju se i drugi problemi izazvani kemijskim sastavom goriva. Alkalni metali (Na, K, Ca, Mg) u gorivu najviše utječu na zašljakivanje i zaprljanje cijevnih stijena i snopova, sinteriranje fluidiziranog sloja te stvaranje korozije.

Klor, kojeg u slami ima znatno više nego u drvnj biomasi, pospješuje i zaprljanje i zašljakivanje, a doprinosi i povećanju emisija klorovodika te stvaranju dioksina. Klor se izgaranjem pretvara u pare klorovodika, čistog klora ili klorida alkalnih metala. Koncentracija teških metala (Zn, Pb) u gorivu značajna je ne samo zbog utjecaja na korozijske procese i emisije štetnih tvari u okoliš nego i zbog utjecaja na održivo iskorištavanje pepela. Usporedo s ekspanzijom korištenja biomase u energetske svrhe javljala se i potreba za vraćanjem pepela nastalog izgaranjem biomase u energetskim postrojenjima u šumski ekosustav s ciljem održavanja prirodnog ciklusa kretanja tvari u prirodi. Odlaganje pepela s povećanim koncentracijama teških metala načelno je nepovoljno te se nastoje razviti takve mjere vođenja procesa izgaranja koje će smanjiti koncentraciju teških metala u pepelu koji se prikuplja ispod rešetke i na ciklonskom odvajaču te usmjeriti taloženje većine teških metala na čestice pepela koje se odvajaju na elektrostatskom ili vrećastom filtru. Pepeo slame, žitarice i trave ima znatno manje količine teških metala od pepela nastalog izgaranjem drveta ili kore.

5.5.6. Ekonomičnost elektrane na biomasu

Trošak elektrane na biomasu ovisi o tipu tehnologije, korištenom gorivu, veličini i lokaciji. S obzirom na to da je čvrsta biomasa najrasprostranjenija u proizvodnji električne energije i topline, koristit će se pri izračunu niveliranog troška proizvodnje električne energije u ovom primjeru.

Primjer: Kapitalni trošak elektrane na čvrstu biomasu iznosi 350.000.000 eura za elektranu veličine 100 MW (3.500 eura/kW), dok se godišnji fiksni troškovi rada i održavanja kreću oko 9.500.000 eura (95 eura/kW godišnje), a godišnji varijabilni troškovi rada i održavanja oko 3.000.000 eura godišnje. Godišnji rad elektrana iznosi 6.500 sati što je relativno visoko s obzirom na to da je riječ o obnovljivom izvoru energije. Cijena goriva za pelete iznosi 130 EUR/t, diskontna stopa iznosi 5 %, amortizacijski vijek elektrane je 30 godina, a efikasnost elektrane (*heat rate*) iznosi 13.500 Btu/kWh.

Elektrane na biomasu također imaju visoke emisije CO₂, emisija iznosi 0,9 kgCO₂/kWh te tržišna cijena CO₂ iznosi 20€.

Veličina elektrane: 1.500 MW
 Kapitalni trošak: 350.000.000 € = 3.500 €/kW
 Godišnji fiksni trošak rada i održavanja: 9.500.000 € = 95 €/kW
 Godišnji varijabilni trošak rada i održavanja: 3.000.000 €
 Godišnji rad elektrane: 6.500 h
 Tržišna cijena goriva: 130 €/t
 Diskontna stopa: 5 %
 Vijek trajanja elektrane na biomasu: 30 godina
 Efikasnost elektrane (*heat rate*): 10.500 Btu/kWh
 Emisije CO₂: 0,9 kgCO₂/kWh
 Tržišna cijena CO₂: 20 €

Nepoznanice za ubacivanje u LCOE formulu su sljedeće:

- faktor oporavka kapitala (CRF)

$$CRF = \frac{r*(1+r)^t}{(1+r)^t - 1} = \frac{0,05*(1+0,05)^{30}}{(1+0,05)^{30} - 1} = 6,51\%$$

- faktor kapaciteta

$$fKAP = \frac{\text{godišnji rad elektrane (h)}}{8.760} = \frac{6.500}{8.760} = 74,20\%$$

- trošak goriva u €/MMBtu (1 t = 17 MMBtu)

$$GORIVO_{TR} = \frac{\text{tržišna cijena goriva } \left(\frac{\text{€}}{\text{t}}\right)}{17} = \frac{130}{17}$$

$$= 7,65 \text{ €/MMBtu}$$

- varijabilni trošak rada i održavanja u €/MWh.

$$\text{varijabilni}_{TR}RO = \text{varijabilni}_{TR}RO \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}}\right) + \text{trošak CO}_2 \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}}\right) = 4,62 \text{ €/MWh} + 18 \text{ €/MWh} = 22,62 \text{ €/MWh}$$

Elektrana na biomasu proizvodi 0,9 kg CO₂/kWh emisija. Proizvodnja električne energije elektrane na biomasu iznosi 650.000 MWh (godišnji rad elektrane * veličina elektrane), što znači da je godišnja proizvodnja CO₂ 585.000 t. Godišnje elektrana mora izdvojiti 11.700.000 € za CO₂ što ovisi o proizvodnji električne energije, odnosno izdvaja 18 €/MWh varijabilnog troška za CO₂.

Prema formuli za LCOE potrebno je prvo varijable svesti na iste jedinice, što znači po istoj valuti (euro), istom kapitalnom i fiksnom trošku (euro po kilowattu), varijabilnom trošku (euro po MWh zbog relativnog malog iznosa

varijabilnog troška u ukupnoj proizvodnji), efikasnost elektrane u britanskim termalnim jedinicama po kWh te trošak goriva u eurima po MMBTu.

Nakon prilagodbe jedinica kako bi se dobio iznos u euro centima/kWh, te kasnije €/MWh, formula za nivelirani trošak proizvodnje električne energije glasi:

$$\text{LCOE} = \left(\frac{(3.500 * 0.0651) + 95}{8760 * 0,7420} + \left(\frac{7,65}{1.000.000} * 13.500 \right) + \frac{22,62}{1.000} \right) * 100$$

$$= 17,55 \text{ euro centa/kWh}$$

$$= 175,49 \text{ €/MWh}$$

5.6. ENERGIJA SUNCA

Sunce je planetu Zemlji najbliža zvijezda te, neposredno ili posredno, izvor gotovo sve raspoložive energije na planetu. Sunčeva energija potječe od nuklearnih reakcija u njegovom središtu, gdje temperatura doseže 15 milijuna °C. Za razliku od nuklearnih elektrana koje se koriste u svijetu i rade na principu cijepanja atoma (fisija), nuklearni proces u Suncu je fuzija. Fuzijom se spajaju vodikovi atomi i od njih nastaje helij, uz oslobađanje velike količine energije, reakcija koja se još naziva proton-proton ciklus. Svake sekunde na ovaj način u helij prelazi oko 600 milijuna tona vodika, pri čemu se masa od otprilike 4 milijuna tona vodika pretvori u energiju. Osim proton-proton ciklusa postoje i drugi ciklusi, poznati kao dopunski procesi, kao što je npr. CNO (ugljik, dušik, kisik) ciklus. U ovim dopunskim procesima nastaju teži elementi nego što je helij, kao npr. berilij, litij, bor, kisik, ugljik, dušik pa sve do željeza. Energija se iz fuzijskih procesa u vidu svjetlosti i topline širi u svemir pa jedan njezin mali dio dolazi i do Zemlje. Nuklearna fuzija odvija se na Suncu već oko 5 milijardi godina, kolika je njegova procijenjena starost, a prema raspoloživim zalihama vodika može se izračunati da će se nastaviti još otprilike 5 milijardi godina. Od ukupno $3,8 \times 10^{26}$ W energije koju Sunce zrači u svemir, planet Zemlja primi $1,7 \times 10^{17}$ W (174 PW). Oko 30 % primljene energije Zemlja reflektira natrag u svemir, oko 47 % zadrži kao toplinu, oko 23 % ide na proces kruženja vode u prirodi dok se ostatak „potroši“ na fotosintezu. Fotosintezom zelene biljke pretvaraju sunčevu energiju u kemijsku koja proizvodi hranu, drvo i biomasu od koje su izvedena fosilna goriva.

Ukupna solarna energija apsorbirana u Zemljinoj atmosferi, oceanima i kopnu iznosi oko 3.850.000 EJ (eksadžula) godišnje. Fotosinteza preuzme

oko 3.000 EJ godišnje i doprinosi biomasi. Količina sunčeve energije koja doseže površinu planeta ogromna je, tolika da je u jednoj godini dva puta veća od svih Zemljinih neobnovljivih izvora (ugljena, nafte, prirodnog plina i urana).

U optimalnim se uvjetima na površini Zemlje može dobiti 1 kW/m², a stvarna vrijednost ovisi o lokaciji, godišnjem dobu, dobu dana, vremenskim uvjetima itd. U Hrvatskoj je prosječna vrijednost dnevne insolacije na horizontalnu plohu 3 - 4,5 kWh/m². Sunčevo zračenje je elektromagnetsko zračenje, a osnovni pojmovi vezani uz njega jesu:

1) energija zračenja, koja se označava slovom Q, a izražava jedinicom (J), odnosno (Wh), a to je energija koja se zračenjem širi kroz prostor

2) tijek zračenja, koji je definiran izrazom:

$$\phi = \frac{dQ}{dt}$$

3) gustoća energetskog tijeka (ozračenje), koje predstavlja energetski tijek koji upada na određenu površinu, a definirano je izrazom:

$$G = \frac{d\phi}{dA}$$

i izražava se jedinicom (W/m²). Ukupno ozračenje neke plohe je zbroj izravnog, difuznog i reflektiranog ozračenja.

4) ozračenost, koja predstavlja površinsku gustoću energije koja u razmatranom vremenu upada na jedinicu površine neke plohe, a dobije se integriranjem ozračenja po vremenu:

$$H = \int_{t_0}^{t_1} G dt$$

s jedinicom (J/m²).

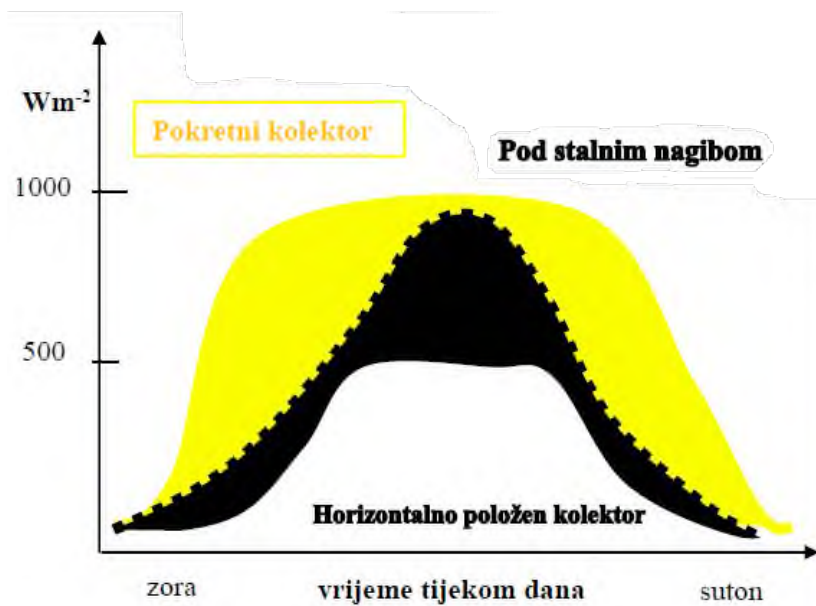
Jedan od bitnih parametara pri proračunu sunčeva zračenja je ekstraterestričko zračenje, to je zračenje na ulasku u Zemljinu atmosferu. Ono se mijenja tijekom godine jer se mijenja udaljenost Zemlje od Sunca, a srednja je vrijednost toga zračenja poznata pod nazivom solarna konstanta i

iznosi $E_0 = 1.353 \text{ W/m}^2$. Solarna se konstanta definira kao tijek sunčeva zračenja kroz jediničnu površinu okomitu na smjer sunčevih zraka na srednjoj udaljenosti Zemlje od Sunca.

Za praktičnu primjenu u svrhu korištenja sunčevog zračenja važnije je prizemno sunčevo zračenje, odnosno ono koje kroz atmosferu dospije do površine Zemlje. Prizemno je sunčevo zračenje slabije nego ekstraterestričko jer na putu kroz atmosferu izgubi od 25 % do 50 % energije zbog raspršenja i apsorpcije u Zemljinoj atmosferi. Ukupna ozračenost uvelike ovisi o trajanju insolacije (sijanja Sunca), koje se mjeri heliografom. Trajanje insolacije snažno ovisi o godišnjem dobu, npr. u Zagrebu je ukupno mjesečno trajanje insolacije u srpnju oko 5,5 puta duže nego u siječnju (270 sati u srpnju, a 50 sunčanih sati u siječnju).

Ako se s ϕ označi zemljopisna širina lokacije za fiksni panel, optimalni nagib (β) za cijelu godinu upravo je nagib jednak zemljopisnoj širini $\beta_{\text{avg}} = \phi^0$. Ako se proizvodnja tijekom ljetnih mjeseci želi učiniti najvećom, nagib je potrebno korigirati: $\beta_{\text{l}} = \phi^0 - 15^0$, ako se proizvodnja tijekom zimskih mjeseci želi učiniti maksimalnom, nagib je potrebno korigirati: $\beta_{\text{zi}} = \phi^0 + 15^0$.

Slika 52.: Učinak sunčevog ozračenja na fotonaponski panel u horizontalnom položaju, pod nagibom i u pokretu



Izvor: Vincek, Cvitaš, 2014

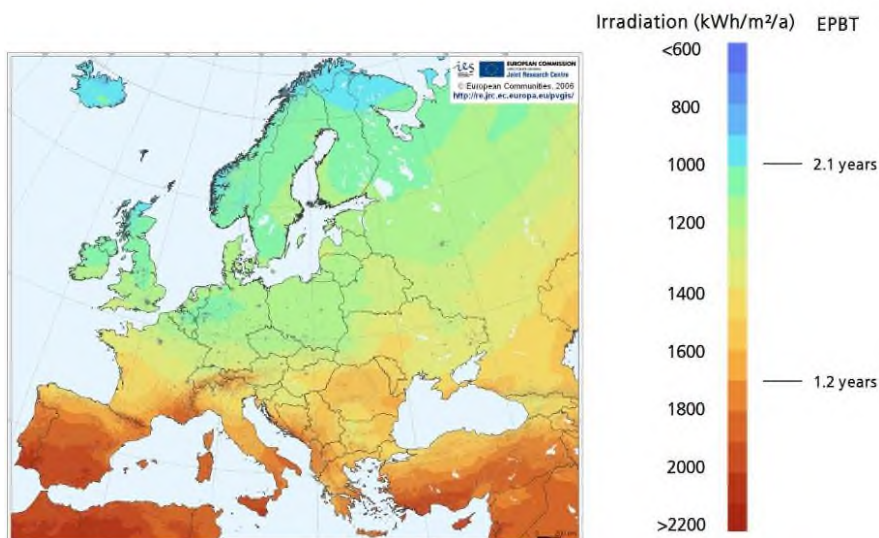
Učinci ugradnje sustava za promjenu položaja kolektora:

- ugradnjom jedne osi daje 25 % do 30 % više energije
- ugradnjom dvije osi daje 30 % do 40 % više energije
- poskupljuje instalaciju (dvostruko)
- otežava i poskupljuje održavanje
- veća masa instalacije
- mijenjanje položaja u nekoliko navrata (npr. 4 puta godišnje) ne daje značajno povećanje proizvodnje.

Jako dobar pokazatelj gdje se uporaba sunčeve energije isplati jesu karte ozračenosti, koje pokazuju kolika je ozračenost neke površine na Zemlji. Osnovni su problemi povezani s uporabom sunčeve energije mala gustoća energetskog tijeka, velike oscilacije intenziteta zračenja te investicijski troškovi.

Na Slici 53. prikazana je karta Europe s dobivenim vrijednostima povrata na investiciju za mali fotonaponski sustav.

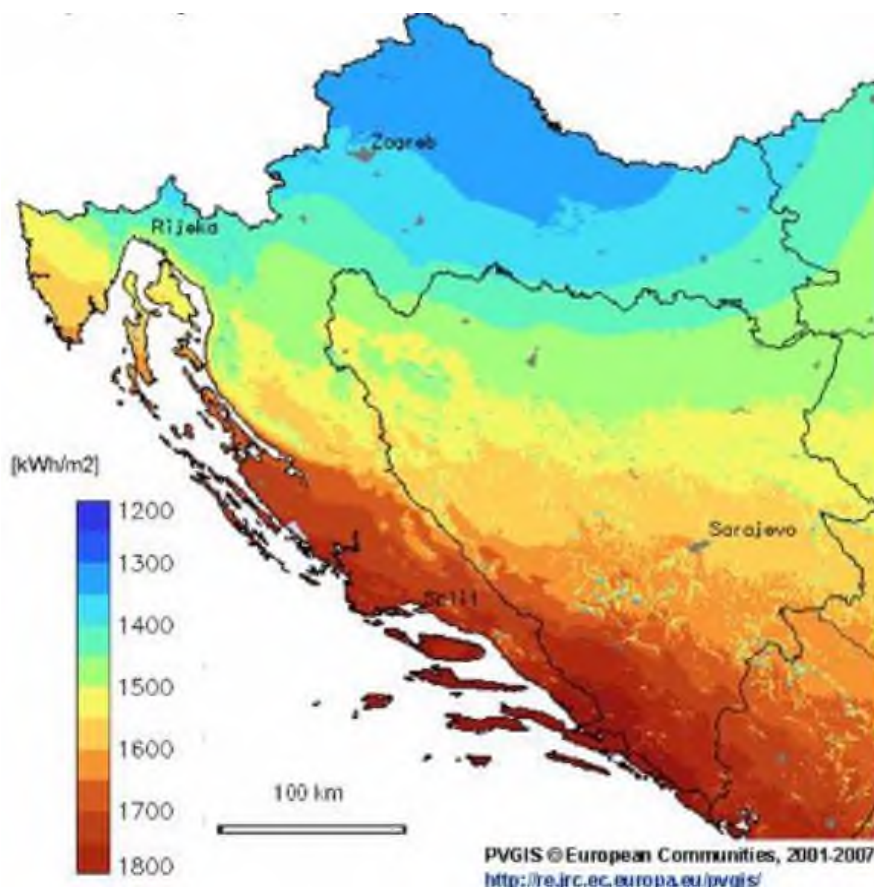
Slika 53.: Karta Europe s prikazom povratima na investiciju za mali fotonaponski sustav



Izvor: Sampaio, Gonzalez, 2017

Vrijednosti prosječne godišnje sunčane ozračenosti na teritoriju Hrvatske označene su na Slici 54.

Slika 54.: Ukupna prosječna sunčeva ozračenost [kWh/m²]



Izvor: European Commission, 2017

Već su drevni Grci uvidjeli mogućnost korištenja sunčeva zračenja za pasivno grijanje i hlađenje doma bez ikakvih dodatnih uređaja i strojeva. Sokrat je opisao kako kuća treba biti postavljena kako bi se zimi grijala, a ljeti hladila. To su saznanje slijedile kasnije rimska i kineska kultura. Vrijedi istaknuti da su drevni Rimljani za zagrijavanje svojih javnih kupališta koristili crne ploče koje su apsorbirale sunčevo zračenje. Preko njih bi tekla voda koja bi se time ujedno i zagrijavala. Rimski arhitekt Vitruvius

izradio je planove kupališta koje koristi pasivni solarni dizajn za zagrijavanje zgrade. U ruševinama grada Ninevaha koji je bio dio drevne Asirije nađena su stakla, odnosno velika i jaka povećala koja su služila za paljenje vatre, što je još jedan dokaz korištenja sunčeva zračenja. Sunčeve zrake su se koncentrirale da bi se dobila jedna snažna, vrlo vruća zraka koja je mogla zapaliti željenu vatru na određenim predmetima.

Joseph Priestly (1733. – 1804.) upotrebljavao je sunčevo zračenje za svoja postignuća i izolaciju kisika. Zagrijavao je molekule živinog oksida i razbio ih upotrebljavajući koncentrirano sunčevo zračenje. U ranim godinama 19. stoljeća javila se i uporaba „zelenih kuća“. To je stambeni objekt, ali ujedno i pasivni solarni kolektor koji skuplja sunčevo zračenje radi rasta biljaka. Takva kuća zadržavala je energiju sunčevih zraka, odnosno nastalu toplinu i uz postojeću vlažnost koja je služila za navodnjavanje biljaka omogućavala je njihov nesmetan rast čak i zimi kada u prirodnom okruženju nisu mogle rasti. Tijekom 19. i 20. stoljeća razvijale su se tehnologije i primjene fotonaponskih ćelija, solarnih kolektora, tanjurastih (*dish*) i paraboličnih solarnih sustava, kao i sustava sa sabirnim tornjem.

5.6.1. Aktivni i pasivni solarni sustavi

Solarna tehnologija može se podijeliti na pasivne i aktivne sustave. Pasivni solarni sustavi uključuju samo sunčevo zračenje bez ikakve uporabe ostalih formi energije. Aktivni sustavi uključuju dodatne mehanizme kao što su crpke i generatori koji služe za pretvaranje i dodavanje nastale, odnosno dobivene sunčeve energije. Aktivni sustavi obično služe za dobivanje električne energije i topline dok sustavi za grijanje vode mogu biti i aktivni i pasivni.

Pasivni solarni sustavi

Pasivni solarni sustavi uglavnom se odnose na dizajniranje kuća i zgrada te njihovo pozicioniranje radi osvjetljavanja i štednje dodatne energije za grijanje i hlađenje. Pri takvom dizajniranju posebna se pozornost obraća na izvedbu prozora, izolacije i ventilacije kako bi se potencijalna sunčeva energija što više neposredno iskoristila. Popularan su način pasivnog korištenja solarne energije solarni kolektori načinjeni od tamno premazanog metala koji služe zagrijavanju zgrada preko zraka koji cirkulira kroz kolektor i unutrašnjost zgrade.

Aktivni solarni sustavi

Aktivni solarni sustavi uključuju:

- fotonaponske ćelije
- solarne kolektore
- koncentrirajući solarni sustav.

Fotonaponske ćelije služe pretvaranju sunčeve energije izravno u električnu energiju unutar same ćelije. Najprilagodljiviji su od svih solarnih sustava i ne iziskuju direktno sunčevo zračenje za generiranje struje. Mogu se postavljati na različita mjesta: zgrade, kuće, vanjske uređaje te su uglavnom namijenjene određenom objektu i upotrebi. Fotonaponske se ćelije mogu postaviti u nizove i kao fotonaponske farme, odnosno mogu imati ulogu solarne elektrane.

Solarni kolektori obično se koriste za zagrijavanje vode u kućama i zgradama, ali ponekad i za zagrijavanje i hlađenje prostorija. Iako se neki kolektori koriste u pasivnim solarnim sustavima, češća je njihova upotreba u aktivnim sustavima jer je uobičajeno uz njih koristiti razne toplinske pumpe i ostale uređaje za efikasnije dovođenje topline.

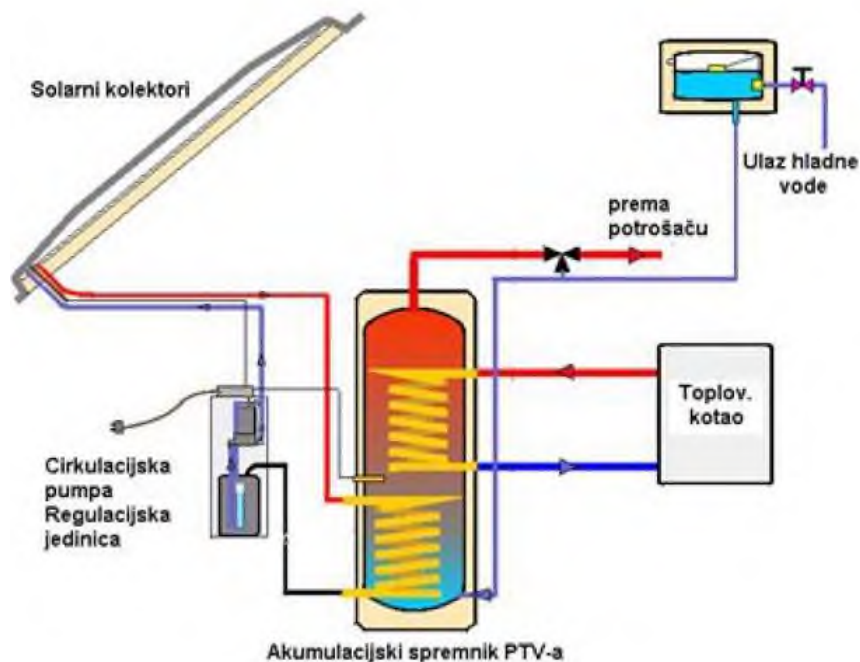
Koncentrirajući solarni sustavi služe za zagrijavanje vode i pretvaranje vode iz tekućeg stanja u paru radi pokretanja turbina u proizvodnji električne energije. Služe proizvodnji električne energije na većoj skali od fotoelektričnih ćelija. Bit ove tehnologije zasniva se na korištenju optičkog svojstva zrcala pomoću čega se upadne sunčeve zrake koncentriraju u jednu točku, tj. fokus. Time se u tu točku ujedno dovodi visoka toplina jer se svjetlosna sunčeva energija velikim dijelom pretvara u toplinu zbog fizikalnog efekta crnog tijela. U običnih kolektora, ravnih (pločastih) i vakuumskih, mogu se dobiti temperature do 150 °C. Takve temperature nisu dovoljne za veću industrijsku primjenu, tj. pogon solarnih termoelektrana. Kako bi se dobile više temperature radnog medija (više od 1.000 °C) za željeni pogon, moraju se koristiti koncentrirajući kolektori koji s pomoću zrcala ili leća fokusiraju sunčevo zračenje u točku ili dio pravca, pri čemu se na tom mjestu dobivaju mnogostruko više temperature.

5.6.2. Tehnološki proces proizvodnje topline iz solarnih kolektora

Energija sunčevog zračenja može se pretvoriti u toplinsku energiju pomoću kolektora sunčeve topline. Kolektor sunčevog zračenja uređaj je koji služi prihvatu dozračene sunčeve energije te je predaje nosiocu topline, koji je

potom prenosi do sustava potrošne tople vode i/ili grijanja. Shematski prikaz sunčevog toplinskog sustava prikazuje Slika 55.

Slika 55.: Sustav solarnog kolektora



Izvor: Ministarstvo graditeljstva i prostornog uređenja, 2014

Danas su najrašireniji pločasti kolektori koji se koriste za zagrijavanje potrošne tople vode, maksimalna im temperatura iznosi do 80 °C, radna temperatura od 40 do 60 °C, a efikasnost od 30 % do 60 %. Uz pločaste kolektore danas se na tržištu mogu pronaći i vakuumski kolektori. Oni se koriste za zagrijavanje potrošne tople vode i za grijanje prostora. Maksimalna im temperatura iznosi do 100 °C, radna temperatura od 40 do 60 °C, a efikasnost od 50 do 60 %. Skuplji su od pločastih tipova i osjetljivi na gubitak vakuuma. Pogodniji su za hladne klime s manjom insolacijom. U pločastih kolektorima, nakon prolaska kroz pokrovno staklo, sunčevo kratkovalno zračenje apsorbira se u apsorberu – metalnoj ploči (Cu, Al) premazanoj posebnim premazom visokih apsorpcijskih svojstava.

Apsorbirana toplina predaje se nosiocu topline (voda ili smjesa vode i propilen-glikola) preko cijevnog registra koji je u dobrom toplinskom kontaktu s pločom apsorbera. Sa stražnje strane kolektor je izoliran (mineralna vuna, poliuretan, armaflex) da bi se smanjili toplinski gubici prema okolini. Toplinski gubici prednje strane mogu se podijeliti na gubitke konvekcijom i zračenjem te na gubitke zbog refleksije sunčevog zračenja od staklene površine i apsorbera. Ovi potonji iznose obično 20 % do 30 % ukupno dozračene energije, ovisno o koeficijentu propusnosti stakla ($\tau=0.85\div 0.9$) te apsorpcijskim svojstvima premaza apsorbera ($\alpha=0.85\div 0.97$).

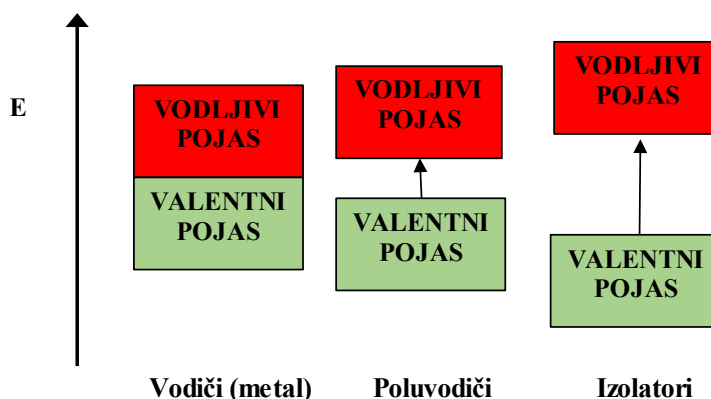
Apsorbirana energija djelomično se predaje nosiocu topline dok se dio topline gubi zračenjem od ploče apsorbera (temperature do 200 °C) na hladniju površinu stakla (temp. do 40 °C) te dalje u okoliš. Tu valja spomenuti da je staklo uglavnom nepropusno za dugovalno zračenje apsorbera (tzv. „učinak staklenika“). Konvektivni gubici obično su znatno veći od gubitaka zračenjem. Dije se na gubitke slobodnom konvekcijom u međuprostoru između apsorbera i stakla te na gubitke slobodnom ili prisilnom konvekcijom (vjetar) od tako zagrijanog stakla na okolišni zrak. Tome svemu treba pridodati gubitke bočnih i stražnjih stranica kućišta kolektora. Što je temperatura nosioca topline veća, to su i toplinski gubici kolektora veći.

5.6.3. Tehnološki proces proizvodnje električne energije iz fotonaponskih ćelija

Pretvorba energije sunčeva zračenja u električnu energiju može biti izravna i neizravna. Neizravna pretvorba koristi se u tzv. sunčevim (solarnim) termoelektranama, u kojima se energija sunčeva zračenja koristi za zagrijavanje radnog fluida, čije strujanje pokreće električni generator koji proizvodi električnu energiju. Izravna pretvorba temelji se na fotonaponskom efektu. U ovom poglavlju usredotočit ćemo se na izravnu pretvorbu sunčeve energije u električnu energiju koja se ostvaruje pomoću sunčevih panela. Sunčevi paneli sastavljeni su od sunčevih ćelija izrađenih od poluvodiča.

Poluvodič je, kao što samo ime kaže, „između“ vodiča i izolatora (ne-vodiča). Razliku između tih triju vrsta prikazuje Slika 56.

Slika 56.: Vodiči, poluvodiči i izolatori



Izvor: PMF, 2014

Svi se materijali sastoje od valentnog pojasa i vodljivog pojasa pa tako i vodiči, izolatori i poluvodiči. Razlika je u tome što izolatori i poluvodiči imaju i tzv. zabranjeni pojas koji se nalazi između vodljivog i valentnog pojasa. U izolatora zabranjeni je pojas širok pa ga elektroni ne mogu „preskočiti“ i zato izolator ne provodi električnu energiju. U vodiča (metala) vodljivi i valentni pojas isprepliću se i ne treba ih posebno pobuđivati pa zato oni stalno provode električnu energiju. U poluvodiču u stanju „mirovanja“ elektroni se nalaze u valentnom pojasu i neutralizirani su, tj. ne provode električnu energiju. Ako se ti elektroni pobude dovoljnom energijom da „preskoče“ zabranjeni pojas i dođu u vodljivi pojas, oni će početi provoditi električnu energiju. To se pobuđivanje može raditi na različite načine, a jedan od njih je i pobuđivanje sunčevom svjetlošću što se koristi kod fotovoltaike (sunčevih ćelija). Taj efekt naziva se fotonaponski efekt, a otkrio ga je Edmond Becquerel 1839. godine.

Danas je najvažniji poluvodički materijal silicij. Dodavanjem (dopiranjem) malih količina primjesa siliciju njegova svojstva se znatno mijenjaju, ovisno o svojstvima primjesa. Ovisno o primjesama, razlikuju se dvije vrste poluvodiča – „p-tip“ i „n-tip“.

P-tip nastaje dodavanjem malih količina primjesa niže valencije od osnovnog materijala poluvodiča. Primjerice, atom bora (B) ima 3 valentna elektrona, dok je atom silicija četverovalentan.

N-tip nastaje dodavanjem primjese veće valencije od osnovnog materijala (npr. peterovalentnog fosfora, P) zbog čega se stvara veća količina slobodnih

atoma koji se ne mogu vezati s ostalim elektronima u kristalnoj rešetci (silicija). Uključivanjem atoma primjese u kristalnu rešetku osnovnog materijala (silicija) dolazi do viška slobodnih elektrona (n-tip) ili do manjka slobodnih elektrona, odnosno viška tzv. „rupa“ ili „šupljina“ (p-tip).

Fotonaponske ćelije izrađuju se tako da se p-tipovi i n-tipovi poluvodiča dovedu u kontakt (obično se radi o cjelovitom komadu materijala različito dopiranih dijelova). U neposrednoj blizini spoja dolazi do popunjavanja „rupa“ u p-tipu slobodnim elektronima iz n-tipa te se stvara električno polje u području oko spoja usmjereno od p-tipu prema n-tipu. To je polje u ravnoteži s difuznim silama prisutnim uslijed različite koncentracije slobodnih elektrona i „rupa“ u dijelovima p-tipa i n-tipa.

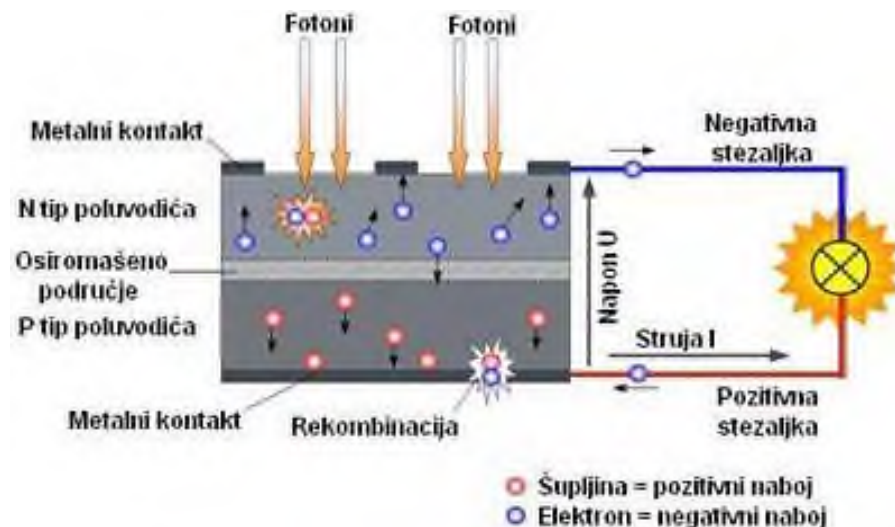
Fotonaponski efekt je fizikalni proces na kojem se zasniva pretvaranje svjetlosne energije u električnu energiju pomoću fotonaponskih ćelija. To je pojava električnog napona na krajevima poluvodiča zbog apsorpcije svjetlosti u poluvodiču.

Svjetlost se sastoji od fotona koji mogu sadržavati različite količine energije koje odgovaraju različitim valnim duljinama svjetlosnog spektra. Kada foton udari u fotonaponsku ćeliju, on može biti apsorbiran, reflektiran ili može proći kroz ćeliju.

Za pretvorbu energije svjetlosti u električnu energiju zanimljivi su apsorbirani fotoni. Apsorbirani foton svoju energiju predaje elektronu u atomu poluvodiča – materijala od kojeg je izrađena fotonaponska ćelija. Ta energija omogućava elektronu da napusti svoje mjesto i odvoji se od atoma. Pritom se dobije jedan slobodni elektron i „šupljina“ – mjesto na kojem se elektron nalazio.

Oni se mogu razdvojiti s pomoću unutarnjeg električnog potencijala koji već postoji u osiromašenom sloju PN prijelaza te zbog toga dolazi do umanjenja unutarnjeg potencijala što se iskazuje kao fotonapon. Taj fotonapon može kroz vanjski električni krug uzrokovati tijek električne struje (Slika 57.). Tako se dio elektromagnetske energije sunčeva zračenja pretvara u električnu energiju.

Slika 57.: Fotonaponski efekt



Izvor: Kavaz, 2014

Fotonaponski sustavi mogu se podijeliti u dvije osnovne skupine: fotonaponski sustavi koji nisu priključeni na mrežu (eng. off-grid) i fotonaponski sustavi priključeni na javnu elektroenergetsku mrežu (eng. on-grid). Fotonaponski sustavi koji nisu priključeni na mrežu, odnosno samostalni sustavi mogu biti s pohranom energije ili bez nje, što će ovisiti o vrsti primjene i načinu potrošnje energije, i hibridni sustavi koji mogu biti s vjetroagregatom, kogeneracijom ili dizelskim generatorom.

Fotonaponski sustavi priključeni na javnu elektroenergetsku mrežu mogu biti izravno priključeni ili na mrežu mogu biti priključeni preko kućne instalacije. U nastavku će poglavlja detaljnije biti opisane osnovne komponente fotonaponskih sustava priključenih na javnu elektroenergetsku mrežu. Temeljne su komponente fotonaponskog sustava priključenog na javnu elektroenergetsku mrežu preko kućne instalacije:

1. fotonaponski moduli
2. spojna kutija sa zaštitnom opremom
3. kableli istosmjernog razvoda
4. glavna sklopka za odvajanje

5. izmjenjivač dc/ac
6. kableli izmjeničnog razvoda
7. brojila predane i preuzete električne energije.

Osnovna je komponenta fotonaponskog sustava solarna ćelija u kojoj dolazi do pretvorbe energije sunčevog zračenja u električnu energiju. Materijali važni za izradu solarnih ćelija mogu doći u obliku monokristala, polikristala (multikristala) ili kao amorfne tvari.

Osnovni je materijal za izradu solarnih ćelija silicij i to pretežito u tehnologiji kristalnog silicija. Pri proizvodnji monokristalnog silicija prevladava tehnologija tzv. Czochralskog postupka. Proizvodnja monokristalnog silicija skuplja je, ali su učinkovitosti ćelija veće. Prednosti su polikristalnog silicija manja kapitalna ulaganja u proizvodnju vafera iz kojih se izrađuju ćelije te veće iskoristivosti silicija zbog četvrtastog oblika vafera, za razliku od okruglih oblika monokristalnih vafera.

U tehnologiji ćelija tankog filma primjenjuju se poluvodiči čiji debljine mogu biti znatno manje, čime dolazi i do manjeg utroška materijala što potencijalno obećava nisku cijenu i mogućnost proizvodnje velikih količina ćelija. Postoji nekoliko poluvodičkih materijala za solarne ćelije tankog filma, poput bakar-indij-galij-selenida (CIGSS), bakar-indij-diselenida (CIS), kadmijeva telurida (CdTe) i organskih materijala te tankog filma silicija (TFSi). Učinkovitost ćelija tankog filma niža je od učinkovitosti klasičnih silicijevih ćelija, a unatoč znatnim ulaganjima, njihov udio na tržištu još uvijek nije značajnije zastupljen. Ipak, ako cijena silicija u budućnosti poraste, moći će se očekivati veći proboj tehnologija tankog filma (Majdandžić, 2010). U proizvodnji solarnih ćelija tehnologija monokristalnog silicija ima udio od 33 %, polikristalnog silicija udio od 62 %, dok je preostalih 5 % udjela imala tehnologija tankog filma (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2018).

Više solarnih ćelija koje su međusobno spojene u određenoj paralelno-serijskoj kombinaciji oblikuju fotonaponski modul. Fotonaponski moduli spajaju se serijski ili serijski-paralelno, proizvode istosmjernu struju i međusobno su povezani kabelima u nizove, tzv. višekontaktним konektorskim sustavom. Svi kabeli koji dolaze od nizova fotonaponskih modula uvode se u razdjelni ormarić modula, odnosno spojnu kutiju nizova modula sa svom zaštitnom opremom, ponajprije odvodnicima prenapona i istosmjernim prekidačima. Iz razdjelnog ormarića od svake grupe fotonaponskih modula dovode se razvodi kabelima istosmjernog razvoda preko glavne sklopke za odvajanje prema solarnim izmjenjivačima. Solarni izmjenjivači pretvaraju istosmjernu struju fotonaponskih modula u

izmjenični napon reguliranog iznosa i frekvencije, sinkroniziran s naponom i frekvencijom mreže pa se nastala izmjenična struja prenosi kabelima izmjeničnog razvoda do kućnog priključka na elektroenergetsku mrežu, odnosno do električnog ormarića gdje su smještena brojila električne energije. Brojila električne energije registriraju proizvedenu energiju predanu u mrežu i potrošenu energiju preuzetu iz mreže.

Fotonaponski sustav priključen na javnu mrežu preko kućne instalacije u paralelnom je pogonu s distribucijskom mrežom i namijenjen je za napajanje trošila u obiteljskoj kući, a višak električne energije odlazi u elektrodistribucijsku mrežu. Ako je fotonaponski sustav izravno priključen na javnu mrežu, sva proizvedena električna energija isporučuje se u mrežu. U tom slučaju kućanstvo istovremeno može napajati svu svoju potrošnju iz mreže.

U razvoju fotovoltaične proizvodnje električne energije dva zanimljiva pristupa koja obećavaju jesu biogene solarne ćelije i solarne ćelije koje koriste širi spektar sunčevog zračenja.

Biogene solarne ćelije

Znanstvenici s University of British Columbia pronašli su jeftin i održivi način za izgradnju solarnih ćelija koje koriste bakterije kako bi pretvorili sunčevu svjetlost u električnu energiju. Njihova ćelija proizvela je napon koji je puno viši nego ikada do sada zabilježen napon iz ovakvog uređaja, a ćelija je proizvodila jednako učinkovito pri jarkom i prigušenom svjetlu. Ovaj iskorak mogao bi označiti značajan napredak u korištenju solarnih panela u sjevernim krajevima gdje je česta naoblaka. Uz daljnje napretke ove bi ćelije, koje se nazivaju biogene jer su izrađene od živih organizama, mogle postati gotov jednako učinkovite kao i silicijske koje se koriste u klasičnim panelima. Ranija istraživanja vezana za proizvodnju biogenih solarnih ćelija fokusirala su se na vađenje prirodne boje iz bakterija koje one koriste u fotosintezi. To je veoma skup i složen proces koji zahtijeva uporabu toksičnih otapala pa može uzrokovati degradaciju boje. Ovaj pristup ostavlja boju u bakterijama. Genetskim inženjeringom stvorena je *E.coli* bakterija koja proizvodi velike količine likopena – boje koja rajčicama daje njihovu crvenonarančastu boju i izrazito je učinkovita u prikupljanju sunčeve svjetlosti za pretvorbu u energiju. Znanstvenici su zatim prekrili bakteriju mineralom koji je poslužio kao poluvodič te smjesu nanijeli na staklenu površinu.

Korištenje šireg spektra sunčevog zračenja

Znanstvenici s Universitat Politècnica de Catalunya i CSIS odlučili su riješiti problem niske iskoristivosti solarnih ćelija čija je osnova silicij (oko 17 %). Niska je učinkovitost povezana s materijalom od kojeg su ćelije izgrađene. Većina je solarnih ćelija izgrađena od silicija koji se relativno jeftino proizvodi. Problem je što takve solarne ćelije mogu proizvesti energiju samo iz vidljivog spektra sunčevog zračenja, dok infracrveno zračenje prolazi neiskorišteno. Znanstvenici su razvili novi koncept silicijske ćelije koja je sposobna apsorbirati sunčevo infracrveno zračenje i pretvoriti ga u energiju. To je ostvareno stvaranjem fotovoltaične ćelije na bazi silicijske sfere na razini mikrometra, zbog svoje male veličine ona „zarobljava“ infracrveno zračenje sve dok se ne apsorbira i pretvori u električnu energiju.

5.6.4. Utjecaj na okoliš

Sunčevo zračenje praktički je dostupno svugdje na planetu i to besplatno. Solarna energija i njezino iskorištavanje veoma je čisto i ekološki prihvatljivo. No ipak ima i brojnih nedostataka. Najznačajniji je taj da je iskorištavanje sunčeve energije još relativno skupo iako s vremenom postaje sve jeftinije. Tehnološka izvedba samih uređaja i sustava, kao što je solarni toranj, veoma je skupa, dok je izrada solarnih kolektora i fotonaponskih ćelija još uvijek relativno skupa u odnosu na energiju dobivenu iz njih. Drugi veliki problem predstavlja neravnomjerni raspored sunčeva zračenja po površini Zemlje. Primjerice, postoje mjesta s mnogo oblačnih dana i nedostatkom potrebnih sunčanih sati što ograničava uporabu određenih solarnih sustava. Tako dostupnost sunčeve energije nije razmjerna potrebama na svim lokacijama.

Korištenje solarne energije stvara veću energetska neovisnost u zemljama koje takvu energiju više koriste jer se time umanjuje uvoz ostalih energetskih resursa koji se nadomještaju energijom iz solarnih sustava. Nadalje, budući da se za solarne sustave trošak, odnosno ulaganje odnosi samo na konstrukciju i materijale za izradu takvih sustava, a ne i za nabavu goriva čiji nedostatak može biti razlog za ovisnost o uvozu, takav izbor za solarni sustav omogućuje da tok novca ostane unutar države ako se uzme u obzir pretpostavka da su unajmljeni radnici lokalnog stanovništva te da se materijali za potrebnu konstrukciju izrađuju u toj zemlji. Korištenje solarne energije omogućilo bi opskrbu energijom i onih mjesta kojima to do sada nije bilo omogućeno, tj. nisu se mogla opskrbljivati iz komunalne mreže. To su uglavnom siromašnija naselja, a na ovaj bi se način olakšao život u njima pa bi i ona mogla financijski prosperirati.

U korištenju solarne energije javljaju se dva glavna problema. To su iskoristivost i cijena. Naime, iskoristivost solarne energije još uvijek nije na razini koja je potrebna da bi se koristila u širokim razmjerima. S druge strane, cijena korištenja solarne energije još uvijek nije na povoljnoj razini kakvu su obećale neke kompanija i istraživači. Iako je tehnologija ostvarena i postala fizički dostupna, nije razvijena do te mjere da i cijenom bude vrlo dostupna. Trenutačno rješenje moglo bi biti umanjivanje takse za korištenje i ulaganje u solarne projekte. U nekih sustava, kao što su sustavi koncentriranog zračenja koji se ostvaruju s velikim brojem ogledala i time zahtijevaju veliku površinu za izvedbu, problem je nedostatak slobodnog prostora.

5.6.5. Ekonomičnost solarne elektrane

U ukupnoj cijeni instalacije fotonaponskog sustava najveći udio u troškovima čine fotonaponski moduli. Cijena fotonaponskih modula je u odnosu na 1990. godinu smanjena više od 10 puta, a u siječnju 2019. na veleprodajnom tržištu silicijevih kristalnih modula u EU-u cijena im je iznosila 0,35 €/Wp. Trenutačno je najveći proizvođač solarnih modula Kina koja pokriva 70 % svjetskog tržišta proizvedenih solarnih modula (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2018). U Europi je u 2017. godini proizvedeno oko 3,1 % solarnih modula, od čega većina u Njemačkoj. Snažni pad cijena solarnih modula u 2012. godini odveo je veliki broj proizvođača ćelija i modula u bankrot. Zbog sumnji da kineski proizvođači potpomognuti državom dampinškim cijenama modula nastoje doći do dominantne pozicije na tržištu, reagirala je Europska komisija antidampinškim mjerama u vidu carina na kineske solarne module u 2013. godini. Carine ipak nisu uvedene za kineske proizvođače koji su postigli dogovor s Europskom komisijom prema kojemu je uvedena godišnja kvota od 7 GWp za uvoz modula iz Kine za koje je određena minimalna cijena od 0,56 €/Wp.

Studija Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems na uzorku 14 solarnih elektrana koje koriste monokristalne i polikristalne silicijske module pokazala je prosječnu degradaciju od 0,1 % efikasnosti godišnje iako se često uzima u obzir degradacija od 0,5 % godišnje. S padom cijene modula došlo je i do pada udjela troška modula u ukupnom trošku instalacije fotonaponskog sustava jer se ostali trošak instalacije fotonaponskog sustava (eng. Balance-of-System components, dalje: BOS) nije smanjio u istom omjeru kao i trošak modula. U trošak BOS-a uključeni su svi troškovi fotonaponskog sustava osim fotonaponskih modula, odnosno troškovi ožičenja fotonaponskog sustava, instalacije (postavljanja) fotonaponskog sustava, invertera, priključka na mrežu, projektiranja i ishođenja potrebnih dozvola te ostalih troškova. U 2005. godini udio fotonaponskih modula činio

je 75 % cijene fotonaponskog sustava. Trenutačno taj udio iznosi od 35 % do 45 % (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2018). Inverteri su, uz fotonaponske module, komponenta fotonaponskog sustava s najvećim udjelom u ukupnom trošku. Za fotonaponske sustave male snage najkorišteniji su tzv. „string“ inverteri. Inverteri, osim što pretvaraju istosmjerni napon iz fotonaponskih modula u izmjenični napon iste frekvencije kao i elektroenergetska mreža, imaju i funkciju ograničavanja maksimalne izlazne snage fotonaponskog sustava i sprječavanja otočnog rada fotonaponskog sustava. Cijena string invertera u 2014. godini u EU-u iznosila je 0,12 €/Wp (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2018).

Europska komisija je u studenome 2018. izradila procjenu prosječnog ukupnog troška instalacije malog fotonaponskog sustava u EU-u te procjenu proizvodne cijene električne energije (eng. Levelized Cost of Energy, dalje: LCOE) iz malog fotonaponskog sustava.

Ukupni troškovi malog fotonaponskog sustava procijenjeni su na 1.140 €/kWp, od čega 46 % čine troškovi fotonaponskih modula, 54 % troškovi invertera i ostalih komponenti BOS-a .

U izračun LCOE malog fotonaponskog sustava potrebno je dodatno uključiti troškove upravljanja i održavanja, troškove goriva, troškove kapitala te procjenu godišnje proizvodnje električne energije.

U svojoj je procjeni LCOE Europska komisija procijenila troškove održavanja fotonaponskog sustava na 1% godišnje od cijene postrojenja, dok je diskontna stopa za cijelu EU određena u iznosu od 5%. U 2018. g. LCOE je procijenjen na 4 do 7 ct €/kW.

Izračun LCOE Europske komisije za male fotonaponske sustave nije u obzir uzeo rizike pojedine zemlje vezane uz razvijenost tržišta fotonaponskih elektrana i političku stabilnost što se odražava na vrijednost diskontnih stopa za pojedinu zemlju. Osim toga, u zemljama s nedovoljno razvijenim tržištem fotonaponskih elektrana mogu se očekivati i viši troškovi njihove instalacije.

U procjeni iznosa LCOE za male fotonaponske sustave Fraunhofer institut uključio je i realne procjene troška kapitala, ali i procjenu razvijenosti tržišta fotonaponskih elektrana. Iz dobivenih rezultata može se zaključiti da zbog većeg troška kapitala u zemljama s visokom insolacijom LCOE za male fotonaponske sustave nije u značajnoj mjeri niži od LCOE u Njemačkoj.

Iako se prosječne godišnje vrijednosti sunčeve ozračenosti po teritoriju Hrvatske kreću od 1.200 do 1.800 kWh/m², može se reći da je cijelo zemljopisno područje pogodno za izgradnju fotonaponskih elektrana.

U Hrvatskoj se za izgradnju fotonaponskih elektrana najviše koriste polikristalni fotonaponski moduli s učinkom pretvorbe do 15%. Investicijski

troškovi fotonaponskih elektrana kreću se u prosjeku oko 2.000 EUR/kW, a trošak proizvedene električne energije je u prosjeku 90 - 600 EUR/MWh.

Primjer: Solarne elektrane su kapitalno intenzivne. Najveći udio od gotovo 90 % čine upravo kapitalni troškovi, dok su varijabilni troškovi zanemarivi, a troškova goriva nema.

Kapitalni troškovi solarnih elektrana smanjuju se iz godine u godinu i znatno ovise o kapacitetu. Iz toga se razloga kapitalni troškovi kreću od 1.100 EUR/kW pa sve do 4.000 EUR/kW.

Kapitalni trošak za solarnu elektranu veličine 5MW je 1.200 EUR/kW. (6.000.000 eura ukupno). Godišnji varijabilni troškovi rada i održavanja iznose 140.000 eura. Elektranu radi svega 1.900 sati godišnje, njezin amortizacijski vijek iznosi 15 godina, a diskontna stopa je 5 %.

Veličina elektrane: 5 MW

Kapitalni trošak: 6.000.000 € = 1.200 €/kW

Godišnji varijabilni trošak rada i održavanja: 140.000 €

Godišnji rad elektrane: 1.900 h

Vijek trajanja solarne elektrane: 15 godina

Diskontna stopa: 5 %

Nepoznanice za ubacivanje u LCOE formulu su sljedeće:

- faktor oporavka kapitala (CRF)

$$CRF = \frac{r \cdot (1+r)^t}{(1+r)^t - 1} = \frac{0,05 \cdot (1+0,05)^{15}}{(1+0,05)^{15} - 1} = 9,63\%$$

- faktor kapaciteta

$$fKAP = \frac{\text{godišnji rad elektrane (h)}}{8.760} = \frac{1.900}{8.760} = 21,69\%$$

- varijabilni trošak rada i održavanja u €/MWh.

$$\text{varijabilni}_{TRRO} = \frac{\text{varijabilni}_{TRRO} (\text{€})}{\text{proizvodnja električne energije (MWh)}} = \frac{140.000}{9.500} = 14,74 \text{ €/MWh}$$

Proizvodnja električne energije solarne elektrane iznosi 9.500 MWh (godišnji rad elektrane * veličina elektrane).

Prema formuli za LCOE potrebno je prvo varijable svesti na iste jedinice, što znači po istoj valuti (euro), istom kapitalnom i fiksnom trošku (eura po kilowatu) te varijabilnom trošku (eura po MWh zbog relativnog malog iznosa varijabilnog troška u ukupnoj proizvodnji).

Nakon prilagodbe jedinica kako bi se dobio iznos u euro centima/kWh te kasnije €/MWh, formula za nivelirani trošak proizvodnje električne energije glasi:

$$\begin{aligned} \text{LCOE} &= \left(\frac{(1.200 * 0.0963) + 0}{8760 * 0,2169} + \left(\frac{0}{1.000.000} * 0 \right) + \frac{14,74}{1.000} \right) * 100 \\ &= 7,558 \text{ euro centa/kWh} \\ &= 75,58 \text{ €/MWh} \end{aligned}$$

5.7. ENERGIJA VJETRA

Vjetar najjednostavnije možemo opisati kao strujanje zračnih masa koje nastaje uslijed razlika temperatura, odnosno tlakova. Strujanjem zraka dolazi do trenja, odnosno gubitka kinetičke energije u doticaju s čvrstom podlogom, što rezultira razlikama u brzini strujanja u prostoru i vremenu. Uslijed nejednolikog zagrijavanja Zemljine površine dolazi do zagrijavanja zračnih masa. Topli zrak uzdiže se na desetak kilometara u ekvatorijalnom pojasu te se usmjerava prema polovima i zakreće pod utjecajem Zemljine rotacije, odnosno Coriolisove sile. Hladni zrak popunjava nastale praznine i na taj način uzrokuje stalne vjetrove. Lokalni vjetrovi nastaju zbog globalne raspodjele tlaka i putujućih cirkulacijskih sustava, odnosno oni uvelike ovise o topografskom i geografskom obilježju kao što su: drveće, zgrade, jezera, more, planine i kotline.

Povijest korištenja energije vjetra seže u doba kada su ljudi prvi put postavili jedra na brodove i time si omogućili daleka putovanja i isto tako odlučili svoje živote povjeriti u ruke tog nepredvidljivog izvora energije. Može se reći da je, na neki način, vjetar bio taj koji je pokrenuo eru istraživanja i omogućio prijenos robe i dobara u do tada neslućenim količinama na velike udaljenosti. Jedrenjaci koji datiraju oko 3.500 godina pr. Kr. prvi su primjer korištenja energije vjetra. Princip njihova rada nije se mijenjao do danas, a to je korištenje izvora energije koji je svugdje dostupan. U 1. stoljeću grčki Heron Aleksandrijski izumio je „vjetreni rotor“ što je prvi zabilježeni slučaj korištenja energije vjetra za pokretanje stroja pomoću rotora. U 9. stoljeću na granici između Afganistana i Irana koristile su se prve vjetrenjače s vertikalnom osi i pravokutnim lopaticama s jedrima. Crple su vodu i za mljele, a njihova upotreba raširila se sve do srednje Azije i Bliskog istoka. Krajem 12. stoljeća u sjeverozapadnoj Europi pojavile su se vjetrenjače s horizontalnom osi vrtnje. Najprije su se koristile za mljevenje, a zatim su se počele upotrebljavati i za pumpanje morske vode. Do 1900. godine Danska

je već imala oko 2.500 instaliranih vjetrenjača (vodene pumpe i mlinovi) koje su obavljale mehanički rad. Prema procjenama imale su ukupnu snagu od 30 MW. Prvi vjetroagregat koji je proizvodio električnu energiju izrađen je u Škotskoj 1887.godine. Vjetroagregat Jamesa Blytha bio je visok 10 metara i imao je platnena jedra. Svrha mu je bila punjenje akumulatora koji su davali energiju kako bi se osvijetlila njegova koliba. Njegova je koliba postala prva nastamba na svijetu koja se napajala pomoću električne energije dobivene iz kinetičke energije vjetra.

U modernim se vremenima, usporedo s izumom električne energije, vjetroelektrane počinju upotrebljavati za njezinu proizvodnju. No tek u zadnja dva desetljeća zbog sve većeg zagađenja okoliša vjetroelektrane počinju svoj značajan uzlet da bi danas postale jedan od glavnih izvora energije za blisku budućnost.

Vjetroelektrane su postrojenja u kojima se kinetička energija vjetra pomoću vjetroturbina pretvara u električnu energiju. Pogonski energent im je vjetar. Vjetroelektrana se sastoji od dijelova koji su potrebni za pretvaranje mehaničke u električnu energiju te dijelova za transformaciju i razvod električne energije. Vjetroagregat je rotirajući stroj koji pretvara kinetičku energiju vjetra prvo u mehaničku, a zatim preko električnih generatora u električnu energiju. Pri tome se rotor vjetroturbine i rotor električnog generatora nalaze na istom vratilu. Ulazni tok vjetra pokreće rotor i lopatice koji okreću glavnu osovinu i mjenjačku kutiju koja okreće generator, izvor električne energije.

5.7.1. Vrste vjetroelektrana

Podjela vjetroturbina s obzirom na položaj osi rotora:

1. vjetroturbine s horizontalnom osi rotora
2. vjetroturbine s vertikalnom osi rotora.

Vjetroturbina s horizontalnom osi rotora (HAWT - Horizontal Axis Wind Turbine) može imati dvije izvedbe lopatica rotora. Lopatice rotora mogu biti smještene sa zavjetrinske strane stupa ili s privjetrinske strane stupa. Smještaj sa zavjetrinske strane stupa ima puno više nedostataka poput uvijanja električnih kabela. Zbog toga se puno manje koristi i upotrebljava se za jedinice manjih snaga. Najvažnije su karakteristike modernog vjetroagregata rotor s tri lopatice i cijevna izvedba stupa. Vjetrogeneratori su usavršeni na tri načina: funkcionalno, tehnološki i aerodinamički. Obodna brzina im je velika, stupanj iskoristivosti visok, a pouzdanost je dobra. Dužina lopatica može biti od 20 do 80 i više metara. Kod privjetrinske izvedbe broj lopatica najčešće je neparan radi dobivanja veće stabilnosti konfiguracije. Sve se više razvijaju privjetrinske

vjetroturbine s dvije lopatice. Glavni su razlozi za to lakše postavljanje, jeftinija cijena i veća pouzdanost. Postavljanjem vjetroturbina na visoke tornjeve omogućava se pristup većim brzinama vjetra i stabilnijem radu zbog konstantnijih vjetrova. Poboljšanje stabilnosti vjetroturbine dobiva se tako da se lopatice postave sa strane, gledajući iz centra mase. Veću kontrolu daje mogućnost zakreta lopatica. Time je omogućeno namještanje optimalnog kuta pa vjetroturbina može maksimalno iskoristiti energiju vjetra i učvršćenje lopatica u oluji. Time se potencijalna šteta svodi na minimum. Većini ovakvih vjetroturbina potrebno je ugraditi sustav za zakretanje turbine, čime se dodatno poskupljuje izvedba. Visoki tornjevi i dugačke lopatice rotora turbine nerijetko predstavljaju problem pri transportu na moru i na kopnu. Od svih ukupnih troškova transportni troškovi mogu iznositi i do 20 % od ukupnih troškova opreme. Postavljanje HAWT turbina problematično je zbog vrlo skupih i visokih dizalica. Zbog turbulencija kojima su izložene, izvedbe koje su okrenute od vjetra imaju kraći vijek trajanja.

Vjetroturbine s vertikalnom osi rotora (VAWT – Vertical Axis Wind Turbine) imaju manju zastupljenost zbog slabe iskoristivosti i preslabih brzina vjetra pri tlu. Njihova konstrukcija bez stupa najpraktičnija je i najprimjenjivija pri izvedbi malih vjetroturbina. Najvažnija je njihova značajka vertikalno postavljena os vrtnje. Najveća im je prednost ta da je turbina učinkovita i bez izravnog puhanja vjetra, a to je najpogodnije na lokacijama gdje je smjer vjetra promjenjiv. Glavna značajka VAWT turbina je iskorištavanje energije iz različitih smjerova vjetra. Vjetroturbine s vertikalnom osi pristupačnije su za održavanje jer se postavljaju bliže tlu pa nisu potrebni visoki tornjevi. Glavni im je nedostatak manja brzina vjetra na manjim nadmorskim visinama, što ima za posljedicu manje raspoložive energije za pretvorbu. Dodatni je problem taj što blizu tla i objekata često dolazi do turbulentnog strujanja zraka pa se javljaju vibracije, brže se troše ležajevi i, u konačnici, kraći im je vijek trajanja. Rješenje problema bilo bi postavljanje VAWT vjetroturbine na krovove visokih zgrada čime bi se značajno povećala brzina vjetra. Najisplativija primjena VAWT vjetroturbina mogla bi biti u budućim pučinskim/plutajućim vjetroelektranama.

5.7.2. Podjela vjetroelektrana s vodoravnom osi vrtnje (HAWT)

Vjetroelektrane se mogu podijeliti na kopnene vjetroelektrane, priobalne vjetroelektrane, plutajuće vjetroelektrane i zračne vjetroelektrane.

Kopnene vjetroelektrane

Kopneni vjetroagregati prevladavaju u proizvodnji električne energije iz vjetra, ima ih najviše i koriste se najduže. Najčešće su smješteni u brdovitim područjima, a od naselja su udaljeni 3 kilometara i više. Zbog iskorištavanja topografske akceleracije koju vjetar dobiva kada prelazi preko uzvisine, najčešće se smještaju na vrh brda ili padine zbog dodatne brzine vjetra koja je značajna pri proizvodnji električne energije. Pri postavljanju turbine treba paziti na točnost postavljanja jer i malo odstupanje može znatno utjecati na proizvodnju električne energije.

Priobalne/morske vjetroelektrane

Priobalna/morska vjetroelektrana (*offshore*) vrsta je vjetroelektrane s čvrstim temeljima koja se gradi na moru (jezerima), uglavnom u priobalnom području gdje je dubina vode obično manja od 70 metara. Udaljenost od obale je najviše do 60 kilometara, za razliku od plutajućih vjetroelektrana koje se grade na pučini. Činjenica da voda (a posebice duboka voda) ima manje površinskih prepreka od kopna jako utječe na brzine vjetra koje su mnogo veće nego na kopnu. Posljedično tomu snage *offshore* vjetroelektrana mnogo su veće od onih na kopnu. Na lokacijama s produženim plićinama (primjerice u Danskoj) vjetroelektrane je lako sagraditi. Načelno govoreći, morske su instalacije vjetroagregata skuplje od kopnenih. To je zbog toga što su im tornjevi viši kada se uračuna dio ispod vode i zato što je sama izgradnja skuplja. Proizvedena se električna energija do kopna prenosi putem podmorskog kabela. Održavanje je također skuplje, a mora se paziti i na zaštitu od korozije zbog čega se često dodaju premazi i katodna zaštita. Takve su turbine najveće turbine u pogonu i predviđa se da će njihova veličina (i instalirana snaga) i dalje rasti (preko 10 MW). Vjetroelektrane smještene na moru znaju imati i više od 100 vjetroagregata.

Plutajuće vjetroelektrane

Plutajuća vjetroelektrana ili pučinska vjetroelektrana vrsta je vjetroelektrane koja se postavlja na plutajuću strukturu u dubljem moru, gdje nije moguće postaviti priobalnu vjetroelektranu. Plutajuće vjetroelektrane složene su i zahtijevaju veće početne troškove, ali su nove studije pokazale da, zbog njihovih mogućnosti da pristupe snažnijim vjetrovima dalje na otvorenom moru, mogu biti isplative. Obično se više plutajućih vjetroagregata povezuje zajedno u vjetroelektranu kako bi se koristio zajednički podvodni kabel za prijenos električne energije.

Visinske vjetroelektrane

Koncept visinskih vjetroelektrana zasniva se na iskorištenju energije vjetra u višim slojevima atmosfere. One predstavljaju dizajnirani koncept vjetroelektrana koji je na različite načine mogu podignuti u visinu bez

potpore tornja. Može se ih podijeliti u dvije skupine: one za iskorištavanje vjetra na nižim visinama i one koje to mogu na višim visinama. Tijekom posljednjih 20 godina napravljeno je nekoliko desetaka projekata i koncepata od kojih se istaknula nekolicina koja ima prilike za realizaciju. Zajedničko im je to što su predviđene za iskorištavanje vjetra na visinama većim nego što to mogu vjetroelektrane montirane na tlu, osim toga omogućuju montažu na bilo kojoj lokaciji na svijetu i u potpunosti su ekološki prihvatljive jer ne ispuštaju stakleničke plinove. Visinske vjetroelektrane na taj način mogu proizvoditi električnu energiju 90 % vremena, dok bi one na zemlji to činile maksimalno 35 % vremena. S instalacijom visinskih vjetroelektrana dolazi i opasnost od ometanja zračnog prostora i zrakoplovnih nesreća, ali i opasnost od munja. Vjetroelektrane postaju gromobrani ako sadrže metal pa ih treba smjestiti dalje od naseljenih područja. Uspješno bi provođenje ovog koncepta rezultiralo pojeftinjenjem električne energije i zahtijevalo bi manje vjetroelektrana za istu količinu električne energije.

5.7.3. Podjela vjetroelektrana s vertikalnom osi vrtnje (VAWT)

VAWT turbine mogu se podijeliti:

1. na Darrieusove turbine
2. na Gorlov turbine
3. na Savoniusove turbine.

Darrieusova turbina izrađuje se s dvije ili tri lopatice i radi po načelu flotacije. Lopatice u obliku slova C dugačke su i tanke. Spojene su pri vrhu i dnu vertikalne osi. Imaju dobru iskoristivost, ali zbog značajnih cikličkih naprezanja koje proizvode imaju slabiju pouzdanost. Zbog slabog početnog okretnog momenta potreban im je vanjski izvor struje koji im pomaže pri pokretanju. Stabilnost im je slabija pa se pridržavaju metalnim kabelima, što nije uvijek najpraktičnije rješenje. Novije izvedbe imaju vanjsku strukturu koja je pričvršćena na gornjem ležaju.

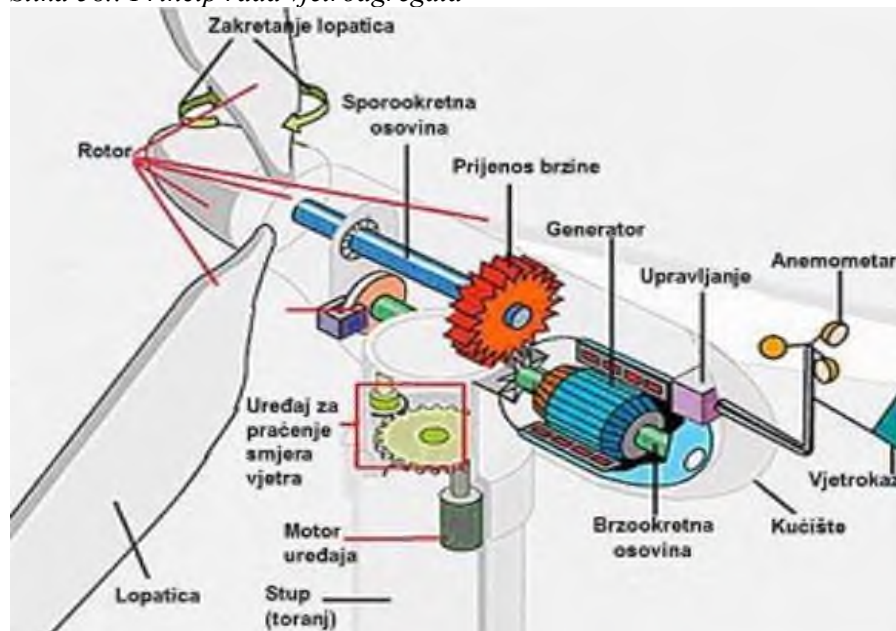
Gorlov turbina nastala je kao odgovor na nedostatke Darrieusove turbine, pri čemu su dizajneri došli do rješenja kako poboljšati i unaprijediti samu turbinu. Postavljanje i pozicioniranje same turbine jednako je kao i u Darrieusove turbine, ali spiralna Gorlov turbina koristi spiralne lopatice. Prednosti su Gorlov turbine samopokretanje i veća stabilnost, a nije joj potreban vanjski električni izvor. Buka i vibracije svedene su na minimum. Iskoristivost je turbine također podignuta na 35 %.

Savoniusova turbina karakteristična je po obliku slova S. Energija vjetra se pomoću Savoniusove turbine pretvara u moment na rotirajućem trupu. Kretanje turbine relativno je sporo, ali može stvarati značajan okretni moment. Savoniusove turbine koriste se pretežno za kućanstva zbog nemogućnosti proizvodnje električne energije u većim količinama.

5.7.4. Tehnološki proces

Budući da vjetar predstavlja izrazito promjenjivi energetske resurs koji se ne može uskladištiti, potrebno je utvrditi uvjete pogona sustava za pretvorbu energije vjetra u električnu energiju. Općenita djelovanja vjetroelektrane obuhvaćaju elemente koji se projektiraju s obzirom na tri oblika energije: energiju vjetra, mehaničku energiju te električnu energiju. Vjetroturbina koja može imati jednu ili više elisa služi za transformaciju energije vjetra u mehaničku energiju. Ako se u obzir uzmu razina buke i vizualni efekt, izvedba s tri elise predstavlja najčešće rješenje. Pored toga, dinamikom rotora s tri kraka najlakše je upravljati. Spoj između vjetroturbine i električnog generatora ostvaren je pomoću mehaničke spojke koja uobičajeno u sebi uključuje mjenjačku kutiju s prijenosnikom pomoću kojeg se niža brzina vrtnje rotora vjetroturbine prilagođava višoj brzini vrtnje rotora generatora.

Slika 58.: Princip rada vjetroagregata



Izvor: Gvozdrenović, 2016

Rotor se sastoji od glavčine i lopatica. Ovisno o regulaciji snage rotor može biti izveden na dva načina. Regulacija napadnog kuta tijekom rada vrši se zakretanjem lopatica. Lopatice se zakreću tako da se profil namjesti u optimalni položaj. Regulacija rotora takve vrste složena je i skupa, a rotori se izvedu za primjenu lopatica čija je dužina od 25 do 30 metara. Na isti način, pomoću aerodinamičkog efekta može se vršiti regulacija snage vjetroturbine. S promjenom brzine vjetra dolazi do poremećaja trokuta brzina, tj. uzgon raste ili se gubi. To znači da se na aeroprofilu mijenja napadni kut struje zraka. U ovom slučaju omogućena je veća pretvorba energije vjetra u električnu energiju zbog lopatica koje imaju unaprijed namješten kut za područje brzina.

Lopatice rotora pokreću se djelovanjem uzgona vjetra, tj. kinetičkom energijom. Lopatice imaju visok stupanj pretvorbe energije vjetra u mehanički rad. Zbog najpraktičnije i najisplativije konfiguracije koriste se tri lopatice. S obzirom na izvedbu lopatice se dijele na lopatice sa zakretnim vrhovima ili na lopatice s krilcima. Lopatice s krilcima rade tako da se krilca odvajaju od površine pa se time smanjuju aerodinamične značajke profila. Izvedbe lopatica s vrhovima i krilcima jesu isto tako i sekundarni sustavi za kočenje. Oni stvaraju moment kočenja u slučaju otkazivanja primarnog sustava za kočenje. Na taj način ograničava se brzina vrtnje rasterećenog kola.

Generator vjetroatregata posebno je konstruiran jer mora stalno raditi s varijabilnim snagama. Svi snažniji vjetroatregati koriste generatore izmjeničnog napona. U vjetroatregate ugrađuju se sinkroni ili asinkroni generatori. Sinkroni generatori koriste se kada je mreža slaba, a asinkroni služe za jaku distribucijsku mrežu.

Kućište vjetroatregata ima dvostruku funkciju. Izrađeno je ponajprije kako bi štitilo generator od utjecaja okoliša, ali je u današnje doba sve važnije da konstrukcija kućišta štiti okoliš od buke koju vjetroatregat proizvodi.

Stup vjetroelektrane najčešće je cjevaste izvedbe, ali može biti i rešetkast. U unutrašnjosti stupa u većih vjetroelektrana nalazi se najčešće 27 linija elektroenergetskih kabela. Tu su najčešće i stube za pristup radnika koji rade na održavanju, a pri većim izvedbama ugrađuje se dizalo. Transformator koji povezuje vjetroatregat sa srednjenaponskom mrežom, kontrolna i mjerna jedinica nalaze se u podnožju.

Rotor preko lopatica energiju vjetra pretvara u okretni moment vratila (osovine) koji preko zupčastog mjenjača okretni moment predaje električnom generatoru. Generator je dio konstrukcije zadužen za pretvorbu mehaničke energije u električnu. Ovisno o vrsti generatora može se dobiti

istosmjerna ili izmjenična električna energija. Generatori izmjenične električne energije koriste se gotovo uvijek, dok se oni koji generiraju istosmjernu električnu energiju, zbog problema s pouzdanosti, ne pojavljuju često u konstrukcijama.

Električna energija koju stvara generator šalje se na transformator koji napon električne energije podiže za 30 puta, a frekvencija ostaje uvijek ista što rezultira puno manjim gubitcima energije. Dobivenu se električnu energiju električnim vodovima šalje do centrale (u pravilu svaka vjetroelektrana ima svoju električnu centralu). Iz centrale se električna energija opet, pošto se napon podigne na npr. 110 kV, preko dalekovoda dovodi do krajnjih korisnika.

Izvedba s tri elise predstavlja najčešće rješenje jer je dinamikom rotora s tri kraka najlakše upravljati. Inercijski moment trokrakog rotora prema tornju ne mijenja se tijekom okretanja. To rezultira manjim problemima uslijed oscilacija nego u jednokrakih i dvokrakih rotora. Oko 90 % vjetroturbina koje se trenutačno koriste u svijetu imaju trokraki rotor. Spoj između vjetroturbine i električnog generatora ostvaren je pomoću mehaničke spojke koja uobičajeno u sebi uključuje mjenjačku kutiju s prijenosnikom pomoću kojeg se niža brzina vrtnje rotora vjetroturbine prilagođava višoj brzini vrtnje rotora generatora.

Da bi se kinetička energija rotora uz pomoć generatora pretvorila u električnu, bila bi potrebna brzina rotora od 1.500 okretaja u minuti (rpm). Budući da se rotor okreće brzinom od 30 do 50 rpm, treba upotrijebiti prijenosnik. S prijenosnikom se spora rotirajuća sila (visokog okretnog momenta) pretvara u brzu rotaciju (niskog okretnog momenta) koja je potrebna za rad generatora. Postotak iskoristivosti energije u ovoj transformaciji je 98 %, a gubitak energije koji nastaje uslijed trenja zupčanika prijenosnika manifestira se u obliku topline i buke.

5.7.5. Utjecaj na okoliš

Jedan je od glavnih prigovora zaštitara okoliša na postavljenje vjetroelektrana šum koji stvaraju vjetroturbine u radu. Trend primjene vjetroelektrana pokazuje da će se one graditi sve bliže naseljima i postajati sve češće i unutar naselja. Iako znanstvena literatura navodi da je problem buke iz vjetroturbina u radu zanemariv, on objektivno postoji i ljudi koji žive u okolini vjetroenergetskog postrojenja imaju pravo na čim manje zagađenje okoliša pa tako i čim manje buke. Konstruktori vjetroturbina iznalaze mogućnosti za smanjenje razine jakosti zvuka vjetroturbina u radu na najmanju mjeru jer je bešuman rad tehnički neizvediv. Vjetroelektranama je za rad neophodno puno hidrauličkog ulja za vrtnju rotora, koje se izbacuje u okoliš pa je potrebno na površini izgraditi tonirane bazene za koje se

pretpostavlja da će biti onečišćeni uljem, ali u Hrvatskoj se gradnja takvih bazen ne prakticira. Na taj si način investitori smanjuju troškove, a većina se za ulje osobito i ne brine. Za izgradnju vjetroelektrana nepohodno je izgraditi potrebnu infrastrukturu, pristupne ceste i transformatorske stanice, potrebno je postaviti elektrostupove, dalekovode, a svime time uništava se priroda i okoliš. Pobornici ove teze naglasit će da visina stupova narušava izgled okoliša, da vjetroelektrane destruktivno djeluju na tlo i podzemne vode, da mogu naštetiti sustavu pitke vode te biljnom i životinjskom svijetu. Za njihovu gradnju pogodne su lokacije koje nisu na migracijskim putovima pticama, šišmišima ili nekim drugim vrstama.

Energija vjetra je sa sadašnjeg gledišta najperspektivniji obnovljivi izvor energije, no nažalost ne može biti jedino rješenje svih energetske izazova koje donosi budućnost. Zbog intermitentne prirode proizvodnje vjetroelektrana, vjetroelektrane moraju biti konstantno podržane drugim, „stalnim“ elektranama koja sagorijevaju fosilna goriva kako bi se uravnotežila mreža i spriječila zamračenja u razdobljima kada nema proizvodnje iz vjetroelektrana. Vjetroelektrane puno više ovise o fosilnim gorivima nego je to široj javnosti poznato, ponajprije zato što su za njihovu izgradnju potrebna fosilna goriva zbog čega već prije samog početka rada vjetroelektrane imaju negativnu bilancu u emisijama CO₂.

Životni vijek vjetroelektrana može se podijeliti na četiri faze koje emitiraju različite količine CO₂: proizvodnja dijelova, transport i instalacija, rad i održavanje te demontaža i zbrinjavanje dijelova. Prijevoz čelika i ostalih sirovina do gradilišta velikim kamionima, izgradnja puta do inače nepristupačnih lokacija strojevima za zemljane radove, podizanje konstrukcija velikim dizalicama i transport materijala za proizvodnju cementa, čelika i plastike teretnim vlakovima i brodovima obilježeni su izgaranjem fosilnih goriva. Valja sagledati i količine metala i energije potrebne za tornjeve, kabele i transformatore radi povezivanja vjetroagregata na elektroenergetsku mrežu. Najveće emisije CO₂, veće od 90 % u ukupnom životnom vijeku vjetroelektrane na kopnu, nastaju tijekom proizvodnje i instalacije. Pri vađenju materijala i proizvodnje komponenti za *offshore* vjetroelektrane emitira se 70 % CO₂. Transport i instalacija vjetroturbina na kopnu zajedno čine 6 % ukupnih emisija CO₂, s time da su za *offshore* vjetroturbine emisije veće zbog korištenja brodova. Tijekom rada i održavanja vjetroelektrana na kopnu emitira se 6 % CO₂, a zbog težeg pristupa *offshore* vjetroelektranama emisije su 20 %, dok je pri demontaži opet zabilježeno 6 % emisija.

Za gradnju vjetroelektrane snage 1 MW prosječno je potrebno 103 tona (t) čelika, 402 t cementa, 6,8 t staklenih vlakana, 3 t bakra i 20 t lijevanog željeza. Ako se pretpostavi da bi za pokrivanje cjelokupne globalne potražnje bile potrebne vjetroelektrane ukupne snage 10 TW, za to bi trebalo 50 milijuna t čelika, 200 mil. t cementa i 1,5 mil. t bakra godišnje. Ako uzmemo

u obzir da se za proizvodnju tone čelika proizvede 1,9 t CO₂, za svaku tonu cementa 1,25 t CO₂ i za tonu bakra 3 t CO₂, znači da će se godišnje proizvesti ukupno 349,5 mil. t CO₂.

Prema procjenama Međunarodne agencije za energiju (IEA) do 2030. godine 25 % svjetske potražnje trebalo bi se zadovoljiti električnom energijom iz vjetroelektrana. Pri tome bi za proizvodnju čelika potrebnog za izgradnju vjetroelektrana koje bi bile u funkciji do te godine, trebalo fosilnog goriva u količinama većim od 600 mil. t ekvivalenta ugljena. Vjetroturbina snage 5 MW ima tri propelera (elise) duljine 60 m i svaka je teška 15 t. Jezgre su im od laganog drva ili pjene, a vanjska laminacija sadrži uglavnom epoksidne ili poliesterske smole ojačane staklenim vlaknima. Staklo se dobiva taljenjem silicijevog dioksida i ostalih mineralnih oksida spaljivanjem prirodnog plina u pećima. Smole sadrže etilen dobiven od lakih ugljikovodika, najčešći proizvod krekiranja nafte, ukapljenog naftnog plina ili etana iz prirodnog plina. To sve čini dodatnu potrošnju energije od impresivnih 170 GJ/t. Da bi se do 2030. godine instaliralo 2,5 TW vjetroagregata, potrebna je ukupna masa rotora od oko 23 mil. t, što je ekvivalent za oko 90 mil. t sirove nafte. Za vjetroelektrane potrebne su i smole (čija sinteza počinje s etilenom) za vodonepropusnost cijele strukture te mazivo, još jedan naftni proizvod, za turbinske mjenjače koje treba redovito mijenjati tijekom cijelog životnog vijeka vjetroelektrane u trajanju od 20 godina. Svaka sadašnja vjetroturbina ima magnet od metala neodimija čije je rudarenje i rafiniranje veoma prljav i otrovan proces koji uključuje kuhanje u kiselini i nastajanje otpadnog radioaktivnog torija, što se radi samo u Kini. Procjene emisija ugljičnog dioksida za vjetroelektrane na kopnu su 3 - 45 g CO₂ eq/kWh, ali ako su izgrađene na tresetištu, emisije se povećavaju na 62 - 106 g CO₂ eq/kWh, dok su za *offshore* vrijednosti 7 - 23 g CO₂ eq/kWh. Radi usporedbe, konvencionalna proizvodnja energije iz fosilnih goriva stvara 500 - 1.000 g CO₂ eq/kWh.

Proizvodnja električne energije iz vjetroelektrana uvijek će biti nestalna, tj. proizvodit će se do 30 % od ukupnog razdoblja trajanja jer sadašnja tehnologija dopušta da se lopatice okreću samo kada je brzina vjetra iznad 6 m/s i ispod 25 m/s, i to ako ima vjetra, dok će proizvodnja, instalacija i održavanje i dalje, u određenoj mjeri, ovisiti o fosilnim gorivima.

5.7.6. Ekonomičnost vjetroelektrane

Primjer: Vjetroelektrane su kapitalno intenzivne, ali nakon početne izgradnje nema prevelikih daljnjih troškova. Kapitalni troškovi kreću se između 800 EUR/kW do 2.500 EUR/kW, od čega najveći udio spada na turbinu koja se sastoji od tornja, generatora i lopatica. Varijabilni troškovi

kreću se između 10 EUR/MWh i 40 EUR/MWh, te su relativno niski u usporedbi s drugim elektranama. Varijabilni troškovi rada i održavanja uključuju razna osiguranja, rezervne dijelove, troškove rada itd.

Kapitalni trošak vjetroelektrane veličine 50 MW iznosi 60.000.000 eura, dok godišnji varijabilni trošak iznosi 3.000.000 eura. Kako bi se zaštitile od uništavanja, turbine se automatski gase pri jačim vjetrovima te je za maksimalnu iskoristivost potreban jak i stabilan vjetar u granicama rada turbine. Godišnji rad elektrane znatno ovisi o mikrolokaciji pa za ovu elektranu iznosi 2.500 sati godišnje. Potrebno je izračunati nivelirani trošak proizvodnje električne energije ako je amortizacijski vijek 15 godina, a diskontna stopa 5 %.

Veličina elektrane: 50 MW

Kapitalni trošak: 60.000.000 € = 1.200 €/kW

Godišnji varijabilni trošak rada i održavanja: 3.000.000 €

Godišnji rad elektrane: 2.500 h

Vijek trajanja vjetroelektrane: 15 godina

Diskontna stopa: 5 %

Nepoznanice za ubacivanje u LCOE formulu su sljedeće:

- faktor oporavka kapitala (CRF)

$$CRF = \frac{r \cdot (1+r)^t}{(1+r)^t - 1} = \frac{0,05 \cdot (1+0,05)^{15}}{(1+0,05)^{15} - 1} = 9,63\%$$

- faktor kapaciteta

$$fKAP = \frac{\text{godišnji rad elektrane (h)}}{8.760} = \frac{2.500}{8.760} = 28,54\%$$

- varijabilni trošak rada i održavanja u €/MWh.

$$\text{varijabilni}_{TRRO} = \frac{\text{varijabilni}_{TRRO} (\text{€})}{\text{proizvodnja električne energije (MWh)}} = \frac{3.000.000}{125.000} = 24,00 \text{ €/MWh}$$

Proizvodnja električne energije vjetroelektrane iznosi 125.000 MWh (godišnji rad elektrane * veličina elektrane).

Prema formuli za LCOE potrebno je prvo varijable svesti na iste jedinice, što znači po istoj valuti (euro), istom kapitalnom i fiksnom trošku (eura po kilowatu) te varijabilnom trošku (eura po MWh zbog relativnog malog iznosa varijabilnog troška u ukupnoj proizvodnji).

Nakon prilagodbe jedinica kako bi se dobio iznos u euro centima/kWh, te kasnije €/MWh, formula za nivelirani trošak proizvodnje električne energije glasi:

$$\begin{aligned} \text{LCOE} &= \left(\frac{(1.200 * 0.0963) + 0}{8760 * 0,2854} + \left(\frac{0}{1.000.000} * 0 \right) + \frac{24,00}{1.000} \right) * 100 \\ &= 7,024 \text{ euro centa/kWh} \\ &= 70,24 \text{ €/MWh} \end{aligned}$$

5.8. ENERGIJA VODE

Hidroelektrane spadaju u obnovljive izvore energije zbog kruženja vode u okolini. Zbog sunčeve energije voda isparava i podiže se u obliku vodene pare jer je njezina gustoća manja od gustoće zraka. Vodena para se postupno hladi u atmosferi te se počinje kondenzirati zbog čega nastaju oblaci. Vlaga se iz oblaka nakon nekog vremena u obliku kiše ili snijega vraća na Zemlju, a pomoću voda tekućica ulijeva se ponovno u ocean. Kako taj proces cijelo vrijeme cirkulira, voda je zapravo neiscrpni izvor energije, a sama hidroelektrana obnovljivi izvor energije. Zbog neravnomojne površine Zemlje, voda na dijelovima koji se nalaze na većoj nadmorskoj visini zbog utjecaja gravitacije struji prema površini na manjoj nadmorskoj visini.

Snaga vode koristi se već stoljećima od pogona za pilane, mlinove, isušivanje tla (Nizozemska) pa sve do pokretanja velikih mehaničkih postrojenja za proizvodnju električne energije. U europskim se zemljama, i ostalim zemljama svijeta, snaga vode danas iskorištava gotovo isključivo za proizvodnju električne energije. Tehnologija koja se koristi za iskorištavanje snage vode znatno je razvijena tako da zauzima drugo mjesto u energiji koja se proizvodi iz obnovljivih izvora.

Hidroelektrane su energetska postrojenja u kojima se potencijalna energija vode pomoću turbine pretvara u mehaničku (kinetičku) energiju koja se u električnom generatoru koristi za proizvodnju električne energije. Iskorištavanje energije vodnog potencijala ekonomski je konkurentno proizvodnji električne energije iz fosilnih goriva i nuklearnog goriva, zato je hidroenergija najznačajniji obnovljivi izvor energije (predstavlja 97% energije proizvedene svim obnovljivim izvorima). Hidroenergija ipak značajno zaostaje za proizvodnjom u nuklearnim elektranama ali i u termoelektranama. Razlog takvom stanju leži u činjenici da i iskorištavanje hidroenergije ima bitna tehnička i prirodna ograničenja. Glavno ograničenje jest zahtjev za postojanjem obilnog izvora vode tijekom cijele godine jer je skladištenje električne energije skupo i vrlo štetno za okoliš. Kako bi se izbjegle oscilacije vodostaja na određenim je lokacijama potrebno izgraditi

brane i akumulacijska jezera. Izgradnja akumulacijskih jezera često zahtijeva potapanje velikih dijelova dolina, a ponekad i cijelih naselja.

Od ekonomski iskoristivog potencijala vodnih snaga u svijetu (9.000 -10.000 TWh/god.) do danas je iskorišteno nešto manje od 30 %. Najveći dio neiskorištenog potencijala nalazi se u manje razvijenom dijelu svijeta (Afrika, Azija, Južna Amerika), dok u razvijenom dijelu svijeta (Europa, i Sjeverna Amerika) iskorišteno više od 50 % potencijala.

U zadnjih 30 godina proizvodnja u hidroelektranama utrostručena je, a njezin udio povećan je za 50 %, za to je vrijeme proizvodnja u nuklearnim elektranama povećana za 100 puta, a udio oko 80 puta. Ovi podatci pokazuju da se proizvodnja u hidroelektranama brzo povećava, ali značajno zaostaje za proizvodnjom u nuklearnim elektranama ali i termoelektranama. Razlog takvom stanju leži u činjenici da iskorištavanje hidroenergije ima bitna tehnička i prirodna ograničenja. Glavno ograničenje jest neophodnost postojanja razlike geodetske visine te obilnog izvora vode tijekom cijele godinu jer je skladištenje električne energije skupo i vrlo štetno za okoliš, osim toga na određenim je lokacijama za poništavanje utjecaja oscilacija vodostaja potrebno izgraditi brane i akumulacije. Njihovom izgradnjom značajno se povećava investicija i utjecaj na okoliš, a potrebna je i zaštita od potresa. U novije vrijeme javljaju se i značajne terorističke prijetnje.

Danas proizvodna snaga hidroelektrana iznosi od nekoliko stotina kilovata pa do nekoliko stotina MW, dok se neke elektrane ističu proizvodnom snagom blizu 10.000 MW kako bi zadovoljile potrebe milijuna ljudi za električnom energijom. Ukupna proizvodna snaga hidroelektrana diljem svijeta iznosi gotovo 700.000 MW. One godišnje proizvode preko 2,5 trilijuna kWh, oko 22 % ukupne godišnje proizvedene električne energije. U Hrvatskoj električna energija proizvedena u hidroelektranama iznosi oko 35 % od ukupne električne energije. U suvremeno doba sve se više pozornosti posvećuje malim hidroelektranama (u Hrvatskoj definirane kao one s instaliranom snagom manjom od 10 MW) koje su prije bile zanemarene zbog male instalirane snage. Kada se u obzir uzme broj potencijalnih lokacija, cijena same izgradnje, kao i utjecaj na okolinu male hidroelektrane su veliki potencijal za dobivanje električne energije.

5.8.1. Vrste hidroelektrana

Postoji nekoliko vrsta hidroelektrana:

- protočne hidroelektrane
- akumulacijske hidroelektrane
- reverzibilne hidroelektrane
- male hidroelektrane.

Osim različitih vrsta hidroelektrana proizvodi se i više vrsta turbina koje se izabiru ovisno o karakteristikama same hidroelektrana. Turbine koje se koriste u hidroelektranama su:

- Kaplanova turbina - funkcioniра isto kao i brodski vijak, koristi se pri malom padu i velikim količinama vode.
- Francisova turbina - jedna od najstarijih vrsta turbina na svijetu, njezino je tipično obilježje kućište u obliku puževe kućice. Koristi se pri malom padu i pri srednjim količinama vode, a ponekad i pri velikom padu i velikim količinama vode.
- Peltonova turbina - idealno napravljena za veliki pad i male količine vode.
- protočne turbine - pogodne za mali pad i male količine vode.

Protočne hidroelektrane

Protočne hidroelektrane takva su vrsta hidroelektrana u kojih se uzvodna akumulacija može isprazniti za manje od 2 sata rada pri nazivnoj snazi ili one u kojih takva akumulacija uopće ne postoji. Kinetička se energija vode gotovo izravno koristi za pokretanje turbina. Ako postoji akumulirana voda, onda se može regulirati vodeni tok i elektrana može služiti kada je najveće opterećenje mreže ili za kontinuiranu proizvodnju električne energije dok bez akumulirane vode služi samo za najveća opterećenja mreže. Proizvodnja električne energije u ove vrste hidroelektrana ovisna je o trenutno raspoloživom vodenom toku. Grade se na rijekama koje imaju konstantan protok tijekom cijele godine ili imaju veoma male oscilacije. U protočnim hidroelektranama najčešće se upotrebljavaju Kaplanove turbine.

Neke su od prednosti protočnih hidroelektrana njihov mali utjecaj na okoliš jer se voda ne akumulira, a rijeke ne mijenjaju svoj prirodni tok. Zbog toga nije potrebno raseljavati okolno stanovništvo jer ne dolazi do poplava. Kao i u ostalih hidroelektrana izgradnjom protočnih elektrana smanjuje se utjecaj termoelektrana za vrijeme vršnih opterećenja mreže.

Nedostaci protočnih hidroelektrana očituju se u malom vodenom kapacitetu pa one ne proizvode velike količine električne energije. Ovisno o prirodnom toku rijeke pa nemaju konstantnu proizvodnju električne energije tijekom cijele godine.

Akumulacijske hidroelektrane

Akumulacijske hidroelektrane predstavljaju najčešći tip hidroelektrana, a njihova je osnovna karakteristika mogućnost akumulacije jeftinog izvora energije kad ga ima u izobilju i planiranje potrošnje po potrebi. Snaga akumulacijske hidroelektrane zavisi o visini vodenog stupca između površine vode u akumulacijskom jezeru i odvodu koji se nalazi poslije vodene turbine. Akumulacijske hidroelektrane rade na principu skladištenja potencijalne energiju stvaranjem akumulacijskog jezera. Tlačna cijev služi za protok vode od akumulacijskog jezera do vodene turbine. Ova vrsta hidroelektrana može se podijeliti prema smještaju strojarnice, prema načinu korištenja vode, prema obujmu akumulacijskog bazena i prema raspoloživom padu.

Osim osnovnih uloga brana (proizvodnja električne energije) one mogu imati vrlo važnu ulogu i u poljoprivredi, turizmu, ribarstvu, plovidbi i ostalim djelatnostima. Akumulacijske hidroelektrane omogućuju vremensku i količinsku preraspodjelu vodenih resursa i mogu ublažiti razornost prirodnih nepogoda kao što su suša i poplava. Višenamjenski karakter akumulacije hidroelektrana pridonosi njihovoj važnosti i postavlja složene zahtjeve pri njihovom dizajnu i konstrukciji.

Prema veličini akumulacijskog jezera akumulacijske hidroelektrane dijele se:

- na one s *dnevnom* akumulacijom, u kojih se akumulacija puni po noći, a prazni po danu
- na one sa *sezonskom* akumulacijom, u kojih se akumulacija puni tijekom kišnog razdoblja, a prazni tijekom sušnog
- na one s *godišnjom* akumulacijom, u kojih se akumulacija puni tijekom kišnih godina, a prazni tijekom sušnih godina.

Prema smještaju strojarnice hidroelektrane se dijele:

- na *pibranske hidroelektrane* - čija je strojarnica smještena ispod same brane. Primjer pibranske hidroelektrane je HE Peruća.
- na *derivacijske hidroelektrane* - strojarnica je smještena puno niže i spojena je cjevovodima s akumulacijskim jezerom. Primjer derivacijske hidroelektrane je HE Zakućac.

Prema raspoloživoj visini pada vodotoka hidroelektrane se dijele:

- na *niskotlačne*, grade se za specifične padove do 25 m. Pri tome je karakteristično da im cjelokupni pad stoji na raspolaganju neposredno kod elektrane, bez potrebe za tlačnim dovodima i

cjevovodima. Mogu biti pribranske i derivacijske. Koriste takozvane Kaplanove turbine koje rade slično kao i Francisove turbine, s tim da je broj njihovih lopatica daleko manji.

- na *srednjotlačne*, s padom između 25 i 200 m. Mogu biti pribranske i derivacijske koje se najčešće grade na mjestima gdje rijeka stvara zavoj koji se tada presiječe kanalom ili cjevovodom. Koriste takozvane Francisove turbine u kojih provodni dio s lopaticama okružuje kotač. U provodnom dijelu ovih turbina potencijalna se energija vode samo djelomično pretvara u kinetičku, tako da s određenim pretlakom dospijeva u obrtno kolo (kotač) i njemu predaje svoju energiju.
- na *visokotlačne*, grade se u brdovitim krajevima za padove veće od 200 m. Mogu biti pribranske i derivacijske. Radi li se o pribranskim hidroelektranama, s obzirom na veličinu pada vodotoka, ove hidroelektrane su obično s djelomičnom ili potpunom godišnjom regulacijom protoka i mogućnošću vršnog rada u tijeku dana. Najčešće su visokotlačne hidroelektrane derivacijske jer su zahvat i strojarnica prostorno odijeljeni; voda se dovodi do turbina cjevovodom dugačkim i više kilometara. Primjenjuju se takozvane Peltonove turbine u kojih se potencijalna energija vode u provodnom dijelu potpuno pretvara u kinetičku i u obliku vodenog mlaza pokreće lopatice turbine pretvarajući kinetičku energiju u mehaničku.

Prema instaliranoj snazi hidroelektrane se dijele:

- na velike
- na male
- na mikro hidroelektrane.

Razlika između velikih i malih hidroelektrana, odnosno donji i gornji granični iznosi njihove snage nije u cijelom svijetu jednoznačno određen pa se, na primjer, njihova nazivna snaga može kretati od 5 kW (u Kini) do 30 MW (SAD-u). U nas se malom smatra HE snage između 50 i 5000 kW. U Hrvatskoj su kao velike hidroelektrane definirane one iznad 10 MW, male od 100 kW do 10 MW, a mikro ispod 100 kW.

Reverzibilne hidroelektrane

Reverzibilna hidroelektrana posebna je vrsta hidroelektrane koja osim što proizvodi električnu energiju iz vode kao i svaka druga hidroelektrana, tu istu vodu može pumpati natrag u gornji spremnik u doba kada je to najisplativije, što je uglavnom noću. Reverzibilna hidroelektrana (Pumped-Storage plant) ima dva skladišta vodene mase:

- gornje akumulacijsko jezero jednako je kao u klasičnih hidroelektrana. Gradnjom brane osigurava se akumulacija vode koja protječe kroz postrojenje i rezultira proizvodnjom električne energije.
- donje akumulacijsko jezero – voda iz gornjeg jezera ulijeva se u drugo, donje akumulacijsko jezero, umjesto da se vraća u osnovni tok rijeke.

Reverzibilne elektrane mogu biti ekonomične jer poravnavaju razlike u opterećenju enekroenergetskog sustava. Reverzibilna turbina/generator može se ponašati i kao crpka i kao turbina. U razdoblju niske potražnje električne energije voda se crpi iz nižeg spremnika vode u viši. Kada je potražnja za električnom energijom viša, voda se kroz turbinu propušta natrag u niži rezervoar i pritom se proizvodi električna struja. Ovaj tip hidroelektrana najisplativiji je za spremanje velike količine potencijalne energije vode koja se kasnije može upotrijebiti za proizvodnju električne energije. Uzimajući u obzir gubitke uslijed isparavanja akumulirane vode i gubitke uslijed pretvorbe, približno 70 % do 85 % električne energije koja se koristi za pumpanje vode u viši spremnik može se dobiti ponovno. Gubitak vode i energije kritični su čimbenici pri odlučivanju o izgradnji. Relativno niska gustoća energije pumpanog spremnika iziskuje ili veliku količinu vode ili veliku razliku u visini između dvaju spremnika. Jedini način da se stvori značajnija količina električne energije jest taj da se osigura velika količina vode na što višem mjestu iznad donjeg spremnika. Na nekim područjima ovo se pojavljuje prirodno, a na nekima je to omogućio čovjek svojim djelovanjem. Novi planovi za sustave napumpanih spremnika uključuju korištenje što je više moguće vjetroturbina ili solarne energije za pogon crpki. Uparivanje reverzibilnih hidroelektrana s intermitentnim izvorima energije moglo bi omogućiti da cijeli proces bude mnogo učinkovitiji i fleksibilniji.

Prednosti reverzibilnih hidroelektrana:

- spremanje velike količine potencijalne energije vode koja se kasnije može upotrijebiti za proizvodnju električne energije
- poravnavanje razlike u opterećenju mreže
- dopušta termoelektranama, nuklearnim elektranama i elektranama s obnovljivim izvorima da rade s vršnom iskoristivošću, a da se pritom izbjegne rad na maksimalnom opterećenju
- velike uštede goriva za termoelektrane.

Nedostaci reverzibilnih hidroelektrana:

- veliki investicijski troškovi
- ne može zadovoljiti ukupnu potražnju koju mreža zahtijeva.

Male hidroelektrane

Velike količine vode u cjevovodima pitke vode same se nameću kao potencijalni izvor energije. S obzirom na to da protok kroz cjevovod postoji u vodocrpilištu, posebno na dijelu cjevovoda oko izvorišta, vodosprema i crpilišta, gdje se tok vode kroz cijevi uglavnom postiže samom gravitacijskom silom, postavljanje turbine i pripadnih električnih generatora zahvati su koji ne ugrožavaju dobavu pitke vode, a istovremeno proizvode električnu energiju. U vodoopskrbnih sustava u cjevovodima hidraulička snaga koja se manifestira porastom tlaka anulira se prigušnim elementima koji su potrošači energije. Samo prigušenje tlaka može se također dobiti postavljanjem turbina na pogodna mjesta u cjevovodu i time je iz vodoopskrbnog cjevovoda moguće dobiti dio energije potrebne za, npr. pogon crpki. Ako je moguće dobiti suvišak energije, ta se energija može dalje eksploatirati ili prodavati, čime se pogonski troškovi postrojenja smanjuju na minimum i dodatno se proizvodi korisna energija uz ekonomske pogodnosti.

Smatra se da male hidroelektrane nemaju štetan utjecaj na okoliš, za razliku od velikih čija se štetnost opisuje u velikim promjenama ekosustava (gradnja velikih brana), utjecaju na tlo, poplavlivanju, utjecaju na slatkovodni živi svijet, povećanju emisija metana i postojanju štetnih emisija u čitavom životnom ciklusu hidroelektrane koji je uglavnom vezan za razdoblje izgradnje elektrane, proizvodnje materijala i transport. Danas se za tehnologiju vezanu uz hidroenergiju, koja se smatra obnovljivim izvorom energije, može reći da je na svjetskoj razini tehnički najpoznatija i najrazvijenija, s iznimno visokim stupnjem učinkovitosti.

Pojam male hidroelektrane može se promatrati s različitih točaka gledišta i razlikuje se od zemlje do zemlje, ovisno o njezinom standardu, hidrološkim, meteorološkim, topografskim i morfološkim karakteristikama lokacije te o stupnju tehnološkog razvoja i ekonomskom standardu zemlje. Generalno, klasifikacija hidroelektrana na velike i male vrši se prema instaliranoj snazi. Klasifikaciju vrše nacionalni energetske odbori. Male hidroelektrane se često dalje kategoriziraju u male, mini i mikrohidroelektrane.

Male hidroelektrane predstavljaju kombinaciju prednosti proizvodnje električne energije iz energije hidropotencijala i decentralizirane proizvodnje

električne energije, a istovremeno ne pokazuju negativan utjecaj na okoliš kao velike hidroelektrane.

U usporedbi s velikim hidroelektranama neke od prednosti malih hidroelektrana su sljedeće:

- gotovo da nemaju nedostataka
- nema troška distribucije električne energije
- nema negativnog utjecaja na ekosustav kao u velikih hidroelektrana
- jeftino održavanje.

5.8.2. Tehnološki proces

Osnovne komponente klasične hidroelektrane:

Brana - Većina se hidroelektrana opskrbljuje vodom iz akumulacijskih jezera. Brana predstavlja građevinu kojoj je zadaća osiguravati akumulaciju vode. Akumulacijska jezera su često urbanizacijski tako riješena da su ujedno i rekreacijska jezera.

Ulazni presjek - Otvor na brani se otvori i kroz kontrolna vrata voda cjevovodom (najčešće uslijed gravitacije) dolazi do turbine određenim masenim protokom.

Turbina - Mlaz vode udara i okreće lopatice turbine koja je vratilom vezana na generator. Najčešći tip turbina za hidroelektrane su Francisove. Takve turbine teže do 172 tone i postižu brzinu vrtnje do 90 okretaja u minuti.

Generator - Generator generira električnu energiju. U osnovi proces se sastoji od rotacije serija magneta unutar namotaja žica. Ovime se ubrzavaju elektroni koji proizvode električni naboj. Broj generatora zavisi od elektrane do elektrane. Osnovni su dijelovi svakog generatora:

- vratilo
- uzbudni namot
- rotor
- stator.

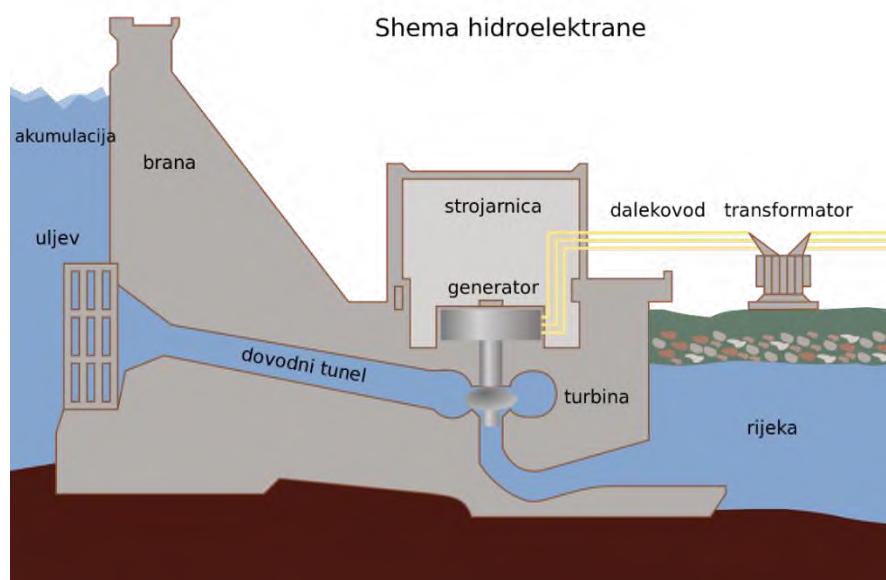
Kako se turbina okreće uzбудni namot šalje električni napon rotoru. Rotor predstavlja seriju velikih elektromagneta koji se okreću unutar gustih namotaja bakrenih žica koje predstavljaju stator. Magnetsko polje između magneta i žičanih namotaja stvara električni napon.

Transformator - na izlazu iz elektrane povećava napon izmjenične struje (smanjujući jakost struje) da bi se smanjili gubici prijenosa energije.

Dalekovodi - iz svake elektrane vode dalekovodi koji osim stupa dalekovoda redovito imaju i 4 vodiča. Tri nose struju napona koja izlazi iz transformatora, istog iznosa i međusobno pomaknutih u fazi za 120 stupnjeva, dok četvrta predstavlja nul-vodič.

Izlazni presjek - Iskorištena voda se cjevovodima vraća u donji tok rijeke.

Slika 59.: Shema hidroelektrane



Izvor: Dir kac, 2016

Voda u akumulacijskom jezeru zapravo je uskladištena energija. Kada se zaslon na brani otvori, voda poteče kroz cjevovod povećavajući svoju kinetičku energiju. Količina generirane električne energije određuje se s nekoliko faktora. Dva su najvažnija faktora maseni protok vode i raspoloživi vodeni pad. Raspoloživi vodeni pad parametar je koji označava udaljenost od površine vode do turbina. Kako raspoloživi vodeni pad i maseni protok vode rastu, tako raste i količina proizvedene struje. Raspoloživi pad u većini je slučajeva ovisan o količini vode u akumulacijskom jezeru.

Hidroelektrane su učinkovitija postrojenja od termoelektrana. Kao što je prethodno spomenuto, predstavljaju elektrane obnovljivih izvora energije. S tim u vezi i s obzirom na to da je hidroenergija jedini obnovljivi izvor energije iz kojeg je moguće dobiti veće snage, dobro je graditi što više hidroelektrana. Međutim, za njihovu gradnju ima i prepreka. Većina je pogodnih lokacija za izgradnju hidroelektrana već iskorištena i ostaju samo manje pogodne lokacije na kojima je smanjena učinkovitost elektrane i za čiju je gradnju potrebno i znatnije promijeniti okolišu.

Hidroenergija se tradicionalno smatra čistom i ekološkom. Proizvodnja električne energije u hidroelektranama ne zagađuje atmosferu, ne pridonosi stvaranju kiselih kiša i ne uzrokuje stvaranje otrovnog otpada. Ipak, gradnja hidroelektrana uzrokuje promjene u ekosustavu riječnih tokova na kojima se grade. Učinci koje hidroelektrana može imati na ekosustav ovise o 4 čimbenika:

1. Veličina i brzina protoka rijeke na kojoj je hidroelektrana locirana.
2. Klimatski uvjeti i oblik sredine prije gradnje elektrane.
3. Vrsta, veličina i konstrukcija elektrane i način na koji je pogonski vođena.
4. Ako postoji više od jedne elektrana na istoj rijeci i ako nisu relativno blizu jedna drugoj, moguće je da su učinci na ekosustav jedne elektrane ovisni o učincima druge elektrane.

Prvi i drugi čimbenik ovise o spektru kompleksnih geoloških, zemljopisnih i meteoroloških uvjeta. Ova su dva čimbenika glavna pri određivanju veličine, vrste, konstrukcije i načina na koji će buduća elektrana raditi.

Tehnička rješenja malih hidroelektrana s ciljem zaštite okoliša

Pod pojmom male hidroelektrane s ciljem zaštite okoliša kategoriziraju se energetske objekti koji iskorištavaju hidropotencijal, a istovremeno imaju sljedeća svojstva:

- karakterizira ih protočni rad ili iznimno mala akumulacija (minimalan utjecaj na vodotok)
- paralelan rad s mrežom i ugradnja asinkronih generatora
- u objektima s instaliranom snagom manjom od 100 kW nema gradnje trafostanice, već se predviđa izvedba transformatora na stupu
- postrojenje se sastoji od brane (niskog preljevnog praga), dovodnog kanala i/ili cjevovoda, zgrade strojarne i odvodnog kanala

- preljevni prag služi samo zato da uspori vodotok prije ulaska u dovodni kanal
- umjesto niskog preljevnog kanala može se upotrijebiti tzv. tirolski zahvat
- dovodni kanal zatvorenog tipa predviđen je samo za vođenje zahvaćene vode po strmim obroncima i većim je dijelom ukopan (može biti i potpuno ukopan)
- dovodni kanal otvorenog tipa predviđen je za veće količine vode i u pravilu se nalazi na manje strmim terenima
- tlačni cjevovod treba biti što manjih dimenzija i predviđen je da vodu najkraćim putem dovede do strojarnice
- zgrada strojarnice je što manjih gabarita i operacija u njoj je u potpunosti automatizirana
- odvodni kanal je otvoren i kratak i njime se voda vraća iz strojarnice u vodotok (ova voda je gotovo redovito jako obogaćena kisikom, tako da se ribe rado zadržavaju u ovom području).

Ako se pri kategorizaciji i projektiranju malih hidroelektrana drži ovih načela, utjecaji na okoliš svedeni su na minimum.

5.8.3. Utjecaj na okoliš

Velike hidroelektrane

Glavni je nedostatak hidroelektrana njihov utjecaj na lokalne hidrološke sustave i mikroklimu.

Ključni je dio hidroelektrane njezina brana. Urušavanje brane može nizvodno od nje dovesti do velikih katastrofa za cijeli ekosustav. Sama kvaliteta gradnje, konstrukcije i održavanje brane nije dovoljna garancija da je brana osigurana od oštećivanja. Brane su vrlo primamljiv cilj vojnim operacijama, terorističkim napadima i sličnim situacijama. Jedan je od primjera koji potvrđuje potencijalnu opasnost brane za ljudske živote hidroelektrana Tri klanca u Kini. Naime, hidroelektrana se nalazi na rijeci Yangtze. To je najveće kineska rijeka i shodno tomu je i rijeka najbogatija vodom, što opravdava izgradnju hidroelektrane na njoj. Međutim, vodeni bazen, tj. hidroakumulacijsko jezero te brane toliko je veliko da svojom težinom opterećuje Zemljinu koru. Ako se uzme u obzir da je to područje geološki nestabilno, tj. da se nalazi na spoju litosfernih ploča, postoji opravdani rizik od potresa. Dok znanstvenici strahuju od potresa i urušavanja brane, političari tvrde da takav rizik ne postoji.

Rijeka svojim tokom nosi vodeni materijal u obliku pijeska i mulja. To s vremenom dovodi do taloženja materijala u vodenom bazenu, a posljedica je smanjivanje dubine vodenog bazena. Zbog toga vodeni bazen gubi svoju ulogu - akumulaciju vodene mase tijekom kišnih razdoblja i njezino korištenje tijekom suhih razdoblja u godini. Taloženje se može izbjeći gradnjom kanala koji imaju ulogu prenosnice te tako odvede sediment. Rezultat ovih procesa je da svaka hidroelektrana ima svoj životni vijek, nakon kojeg postaje neekonomična.

Negativni je aspekt gradnje brana nužnost uništavanja gospodarskih, kulturoloških i prirodnih dobara. Prilikom punjenja hidroakumulacijskog jezera potapa se sve što se našlo ispod površine jezera. Fauna toga područja primorana je na preseljenje, kao i ljudi. Što se flore tiče, situacija je ponešto drugačija, ponajprije u tropskim područjima.

U područjima gdje je temperatura viša, prilikom truljenja, raspadanja biljnih ostataka zarobljenih pod vodom u anaerobnim uvjetima, stvaraju se staklenički plinovi. U prvom redu nastaju CO₂ i metan. Stvaranje CO₂ zapravo nije zabrinjavajuće. On je ionako već kružio u atmosferi te su ga biljke tijekom rasta u procesu fotosinteze ugradile u svoje tkivo. To nije novooslobođeni CO₂ poput onog što nastaje pri izgaranju fosilnih goriva. Zanimljivo je kazati da je emisija CO₂ oslobođena u hidroakumulacijskim jezerima veća nego u elektranama u kojima izgara fosilno gorivo ako prije punjenja bazena vodom šuma nije bila porušena i očišćena. Puno je veći problem stvaranje metana koji, odlazeći u atmosferu, pridonosi efektu staklenika.

Zaključimo, velike hidroelektrane imaju veliki utjecaj na okolinu i životinje koje u njoj borave i na poplavljivanje zemljišta, a moguće je da bude potrebno i raseliti stanovništvo. Također, velike brane utječu na riječni tok i postoji opasnost od njihova loma. Izgradnja same brane vrlo je skupa jer mora biti građena tako da zadovoljava visoke standarde. Osim navedenog bitno je naglasiti kako i sama proizvodnja električne energije u hidroelektrana ovisi o hidrološkim uvjetima. Jedan od najpoznatijih primjera lošeg utjecaja hidroelektrane na okoliš izgradnja je Tri klanca, jedne od najčuvanijih hidroelektrana zbog koje je došlo do raseljavanja 1,2 milijuna stanovnika.

Male hidroelektrane

U slučaju da su izbor lokacije i tehnološkog rješenja za gradnju male elektrane primjereni, ona nema gotovo nikakvih štetnih utjecaja na okoliš. Ako taj utjecaj i postoji, onda je on toliko mali da ne može biti mjerljiv i ne može se sa sigurnošću pripisati postojanju i radu male hidroelektrane, a ne nekom drugom mogućem utjecaja.

Prednosti korištenja energije vodotokova u prvom se redu očituju u eliminiranju emisije štetnih plinova u atmosferu koja se javlja u elektrana na fosilna goriva. U velikih je hidroelektrana, kao posljedica gradnje velike brane sa zaštitnim mrežama koje se nalaze prije ulaska u turbinski dovodni kanal, ipak prisutna emisija metana zbog zadržavanja žive tvari na zaštitnoj mreži koja tamo truli i emitira metan kao posljedicu procesa raspada organske materije. U malih su hidroelektrana brane male, preljevne, a pri gradnji tzv. tirolskog zahvata kanal ne smije imati zaštitnu mrežu i voda sa svim tvarima koje nosi sa sobom u nepromijenjenom sadržaju struji kanalom. Ovakva filozofija gradnje i tehnologija u potpunosti isključuje ikakve štetne emisije u atmosferu.

Procjenjuje se da male hidroelektrane, instalirane snage od oko 5 MW, godišnjom produkcijom energije zamjenjuju oko 1.400 tone fosilnih goriva, a time smanjuju i emisiju stakleničkih plinova u količini od 16.000 tona CO₂ i 1.100 tona SO₂ godišnje. Zagađenje bukom je ispod svih minimalnih propisanih i predloženih razina zbog sofisticirane tehnologije koja je danas postala pravilo pri konstruiranju strojarne male hidroelektrane.

5.8.4. Ekonomičnost hidroelektrane

Primjer: Troškovi izgradnje hidroelektrane ovise o lokaciji. Iz tog se razloga može očekivati da će kapitalni troškovi za nove elektrane rasti u razvijenim zemljama jer su najpovoljnije lokacije već iskorištene. Planira se da će budući razvoj hidroelektrana u razvijenim zemljama biti na postojećoj infrastrukturi u obliku modernizacije ili u obliku protočnih elektrana koje su skuplje u izgradnji po kW od ostalih tipova elektrana.

Kapitalni trošak male hidroelektrane veličine 20 MW iznosi 88.000.000 eura, dok godišnji varijabilni trošak iznosi 400.000 eura. Godišnji rad elektrane ovisi o količini padalina, tehnologiji itd. te za ovu elektranu iznosi 4.200 sati godišnje. Očekivani životni vijek hidroelektrane je veći od očekivanih životnih vjekova svih ostalih elektrana. Životni je vijek hidroelektrane 80 godina. Ima primjera velikih hidroelektrana s više od 100 godina rada s atestom za daljnji rad. Potrebno je izračunati nivelirani trošak proizvodnje električne energije ako je amortizacijski vijek 40 godina, a diskontna stopa 5 %.

Veličina elektrane: 20 MW

Kapitalni trošak: 88.000.000 € = 4.400 €/kW

Godišnji varijabilni trošak rada i održavanja: 400.000 €

Godišnji rad elektrane: 4.200 h

Vijek trajanja hidroelektrane: 40 godina

Diskontna stopa: 5 %

Nepoznanice za ubacivanje u LCOE formulu su sljedeće:

- faktor oporavka kapitala (CRF)

$$CRF = \frac{r \cdot (1+r)^t}{(1+r)^t - 1} = \frac{0,05 \cdot (1+0,05)^{40}}{(1+0,05)^{40} - 1} = 5,83\%$$

- faktor kapaciteta

$$fKAP = \frac{\text{godišnji rad elektrane (h)}}{8.760} = \frac{4.200}{8.760} = 47,95\%$$

- varijabilni trošak rada i održavanja u €/MWh.

$$\text{varijabilni}_{TRRO} = \frac{\text{varijabilni}_{TRRO} (\text{€})}{\text{proizvodnja električne energije (MWh)}} = \frac{400.000}{84.000} = 4,76 \text{ €/MWh}$$

Proizvodnja električne energije hidroelektrane iznosi 84.000 MWh (godišnji rad elektrane * veličina elektrane).

Prema formuli za LCOE potrebno je prvo varijable svesti na iste jedinice, što znači po istoj valuti (euro), istom kapitalnom i fiksnom trošku (euro po kilowatu) te varijabilnom trošku (euro po MWh zbog relativnog malog iznosa varijabilnog troška u ukupnoj proizvodnji).

Nakon prilagodbe jedinica kako bi se dobio iznos u euro centima/kWh, te kasnije €/MWh, formula za nivelirani trošak proizvodnje električne energije glasi:

$$LCOE = \left(\frac{(4.400 \cdot 0,0583) + 0}{8760 \cdot 0,4795} + \left(\frac{0}{1.000.000} \cdot 0 \right) + \frac{4,76}{1.000} \right) \cdot 100$$

$$= 6,582 \text{ euro centa/kWh}$$

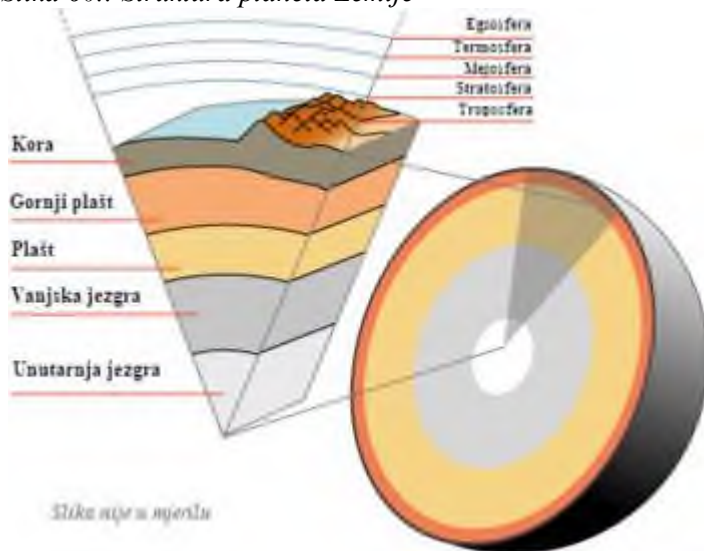
$$= 65,82 \text{ €/MWh}$$

5.9. GEOTERMALNA ENERGIJA

Zemljina jezgra sastoji se od vanjskog i unutarnjeg dijela. Unutarnja jezgra prikazana je na Slici 60. Unutarnja jezgra je kugla polumjera 1.200 km, a njezina temperatura je od 6.000 do 6.500 °C, ovisno u dubini koja doseže do 6.370 km. Tlak u središtu Zemlje je oko 3,5 milijuna bara. (Matica hrvatska, 2017)

Na putu prema površini tekstura Zemlje se mijenja. Na području na kojem čvrsta željezna masa prelazi u tekuće stanje i dolazi do vanjske jezgre, tada se temperatura smanjuje, a tlak pada. Sastav vanjske jezgre je užarena magma. Na putu prema površini Zemlje na dubini od 2.900 km nalazi se granica jezgre i plašta. Plašt ili omotač sastoji se od vanjskog i unutarnjeg dijela, a zauzima 84 % Zemljinog volumena. Temperature u unutarnjem plaštu koji je bliže jezgri dosežu do 4.000 °C, dok su u vanjskom plaštu od 500 °C do 900 °C. Tlak je 1,4 milijuna bara. Sastav plašta su guste stijene. Površinski zemljani sloj dubine 5 od 50 km koji nas izolira od topline iz unutrašnjosti naziva se Zemljina kora. Postoje dva tipa kora: kontinentalni koji je sastavljen od granita i oceanski s većinskim sastavom od vulkanske lave. Litosfera je dio Zemljine površine koji obuhvaća Zemljinu koru i gornji dio plašta. Sastoji se od 12 tektonskih ploča.

Slika 60.: Struktura planeta Zemlje



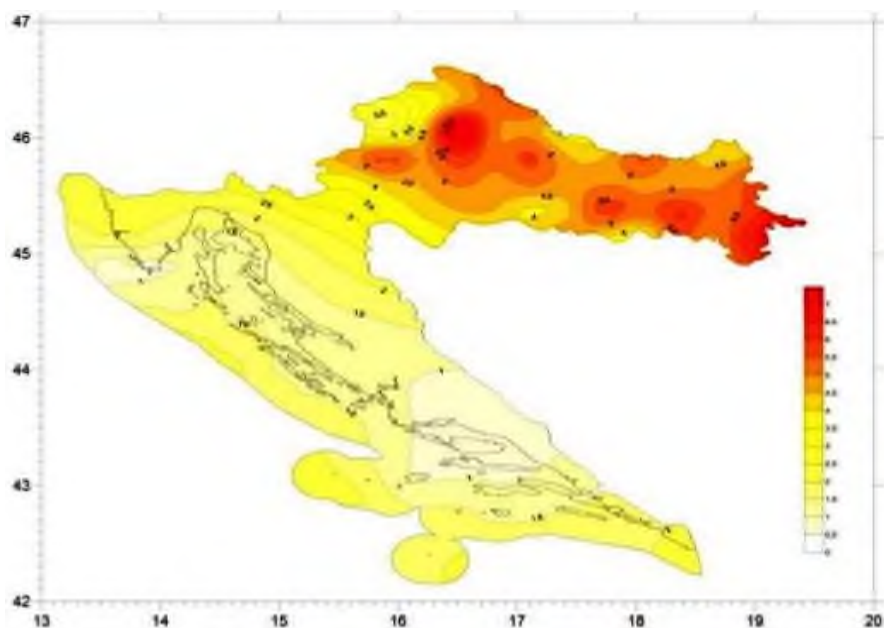
Izvor: Matica hrvatska, 2017

Toplina uvijek prelazi s toplijih dijelova na hladnije. Toplina iz unutrašnjosti Zemlje prenosi se prema površini i taj prijenos topline glavni je pokretač

tektonskih ploča. Na mjestima gdje se spajaju tektonske ploče može doći do propuštanja magme u gornje slojeve i ta se magma hladi i stvara novi sloj zemljine kore. Kada magma dođe do površine, može stvoriti vulkane, ali većinom ostaje ispod površine te tvori ogromne bazene i tu se počinje hladiti, a taj proces traje od 5.000 do milijun godina. Područja ispod kojih se nalaze ovakvi bazeni magme imaju visok temperaturni gradijent, tj. temperatura raste vrlo brzo povećanjem dubine i takva područja izuzetno su pogodna za iskorištavanje geotermalne energije.

Temperatura Zemljine površine najviše ovisi o zračenju Sunca. Utjecaj zračenja opaža se u gornjim dijelovima kore do dubine od 30 m, gdje je temperatura stalna. Temperatura se od površine prema jezgri svakih 100 m povećava za 3 °C. Porast temperature s dubinom Zemlje naziva se geotermalni gradijent. Upravo je geotermalni gradijent jedan od prvih pokazatelja koji upućuje na potencijalno ležište geotermalne energije.

Slika 61.: Geotermalni gradijent RH



Izvor: DUNEA, 2014

Srednja vrijednost geotermalnog gradijenta za Europu iznosi 0,03 °C/m. U Hrvatskoj postoje dva različita područja; Dinaridi i Jadran: 0,015° - 0,025 °C/m i Panonski dio: >0,04 °C/m.

Geotermalni sustav sastoji se od tri glavna elementa: izvor topline, spremnik i tekućina koja je prijenosnik topline.

Postoji nekoliko kriterija klasifikacije geotermalnih izvora (Geothermalcommunities, 2017):

- vrsta geotermalnog ležišta
- vrsta i temperatura fluida
- kategorizacija stijena
- tip izvora topline
- način cirkulacije tekućine unutar spremnika.

Najčešća je klasifikacija prema vrsti i temperaturi fluida. Temperatura fluida i moguće primjene odlučujući su za klasifikaciju ležišta. Tako se mogu definirati tri vrste geotermalnih ležišta:

1) Visoke temperature: ovi spremnici pružaju dovoljno topline za proizvodnju električne energije. Visokotemperaturni spremnici su oni s temperaturama višim od 150 °C, a nalaze se u područjima tanke litosferske mršavosti ili aktivnog vulkana.

U sklopu geotermalnih rezervoara visoke temperature nalaze se geotermalni rezervoari „Hot Dry Rock“ (HDR) koji se iskorištavaju tehnikama pod nazivom „stimulacija geotermalnih rezervoara“ (EGS: Enhanced Geothermal System). One se sastoje od lomljenja mase duboke stijene kako bi se stvorio geotermalni rezervoar koji dopušta cirkulaciju tekućina unutar njega. Ovi spremnici ne zahtijevaju visoke toplinske gradijente, već vrlo specifičan geološki kontekst.

2) Srednje temperature: ova vrsta spremnika omogućuje izdvajanje dovoljne količine topline za proizvodnju električne energije (ali s nižim učinkom) upotrebom hlapljive tekućine. Spremnici obično dosežu temperature između 100 °C i 150 °C, a nalaze se u područjima s povoljnim strukturnim i geološkim kontekstima te geotermalnim gradijentima višim od prosjeka. Njihova izravna uporaba može biti iskorištena za grijanje, a njihova je glavna primjena u sustavima daljinskog grijanja i u industrijskim procesima.

3) Niske temperature: temperatura tih rezervoara je između 100 °C i 30 °C. Nalaze se na područjima s povoljnim geološkim kontekstom uključujući duboke vodonosnike; geotermalni gradijent je poput prosjeka u regiji. Njihovo iskorištavanje uključuje pumpanje vruće podzemne vode iz vodonosnika i ponovno ubrizgavanje nakon što je isporučena toplina i voda se ohladila. Ovakvi rezervoari se koriste u izravnim primjenama i za sustave daljinskog grijanja i industrijske procese. (IGC, 2011)

Tablica 33.: Klasifikacija geotermalnih ležišta

°C	Muffler i Cataldi (1978)	Hochstein (1990)	Benderitter and Cormy (1990)	Haenel i dr.
Nisko temperaturna ležišta	< 90	< 125	< 100	<150
Srednje temperaturna ležišta	90 - 150	150 - 225	100 - 200	-
Visoko temperaturna ležišta	> 150	> 225	> 200	150

Izvor: Izrada autora

5.9.1. Proizvodnja električne energije iz geotermalnih izvora

Početak rada prve hrvatske geotermalne elektrane Velika Ciglena Hrvatska je ušla u klub od, za sada, 27 zemalja koje proizvode električnu energiju iz geotermalnih izvora. Grijanje iz geotermalnih izvora koristi se u otprilike 70 zemalja.

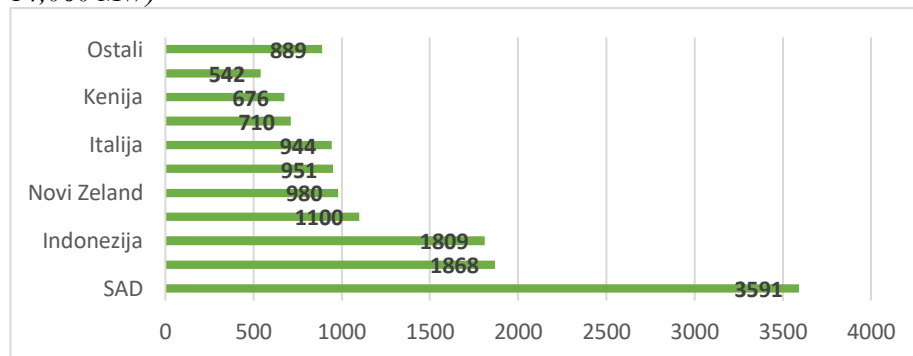
Proizvodnja električne energije iz geotermalnih izvora zadnjih deset godina bilježi značajan rast. Tako je u 2007. godini proizvedeno 9.731 MWh, 2010. proizvodnja je iznosila 10.710 MW. Godina 2013. generirala je 11.765 MW proizvedene električne energije, dok je 2015. zaključena s 12.636 MWh. Godina 2017. bilježi proizvodnju od 14.013 MWh. Evidentno je da se svijet okreće proizvodnji električne energije iz obnovljivih izvora, tako da se izvori čije je korištenje bilo na niskoj razini počinju više koristiti i istraživati. Primjer za to je rast proizvodnje električne energije iz geotermalnog izvora koji je u zadnjih 10 godina narastao 44 %.

Geotermalni kapacitet porastao je za 3,4 % (440 MW) u 2016. godini te je dosegao 13.400 MW. Najveće dopune kapaciteta bile su u Indoneziji (190 MW) i Turskoj (150 MW). Geotermalni izvor energije kontinuiran je tako da geotermalna energija proizvodi znatno više struje po MW kapaciteta od ostalih obnovljivih izvora energije. Međutim, geološki uvjeti potrebni za geotermalnu energiju znače da je razvoj koncentriran u relativno malom broju zemalja.

Proizvodnja električne energije iz geotermalnih izvora i dalje je vrlo mala (0,3 %) u odnosu na svjetsku proizvodnju električne energije, ali u nekim zemljama ima značajnu ulogu. Najbolji primjeri su Kenija s 44 % proizvodnje električne energije iz geotermalnih izvora, Island s 27 %, El Salvador s 26 % i Novi Zeland s 18 %. (BP Global, 2016). Prema podacima Think Geoenergy u 2018. svjetski instalirani kapaciteti dosegli su 14.060 MW snage za proizvodnju električne energije. Isti izvor navodi da deset

zemalja proizvodi 13.124 MWh, tj. 94 % ukupne proizvodnje električne energije proizvedene iz geotermalnih izvora. Najveći svjetski proizvođači su Sjedinjene Američke Države, Filipini, Indonezija, Turska i Novi Zeland. Ovih pet zemalja ima 66 % ukupne svjetske proizvodnje, tj. 9.301 MWh. Sljedeći graf prikazuje proizvodnju električne energije iz geotermalnih izvora za 2018. godinu

Grafikon 8.: Instalirani svjetski kapaciteti geotermalnih elektrana (ukupno 14,060 MW)



Izvor: Izrada autora prema podacima Think Geoenergy, 2019

5.9.2. Geotermalni potencijali Hrvatske

Velik dio Međimurja, Podravine i gotovo cijela Panonska nizina leže na velikim zalihama geotermalne vode za proizvodnju električne energije, grijanje naselja i industrijskih pogona te zagrijavanje staklenika za uzgoj voća i povrća. (EGE, 2016) Većina geotermalnih izvora je ispod 65 °C zbog čega nisu pogodni za proizvodnju električne energije za čiju je proizvodnju potrebno od 120 °C do 150 °C. Temperature vode od 60 °C do 80 °C pogodne su za toplinske sustave.

Hrvatska ima srednjetemperaturna i niskotemperaturna ležišta. Srednjetemperaturna ležišta pogodna su za grijanje prostora, za uporabu u različitim tehnološkim procesima i za proizvodnju električne energije binarnim procesom.

Niskotemperaturna ležišta mogu se koristiti za zagrijavanje prostora. U Hrvatskoj ih je otkriveno šest i njihove su temperature od 68 °C do 96 °C. Tri su u području istočne Slavonije (Bizovac, Madarnice i Ernestinovo), jedno je u Svetoj Nedelji, a dva su u Zagrebu. Jedino se geotermalna energija ležišta u Bizovcu i Zagrebu koristi za grijanje. Bizovački izvor dvostruko je iskorišten, voda se koristi za grijanje hotela i bazenske vode, a plin u

hotelskoj kuhinji. Na zagrebačkom području Blato nalazi se Sveučilišna bolnica koja je još u izgradnji. Planirana toplinska snaga bušotina na području Blato je 7 MWt i ona će, uz korištenje dizalica topline, biti veća. Na Mladosti se nalazi nekoliko većih objekata koji sve svoje toplinske potrebe zadovoljavaju iz geotermalnih bušotina. Instalirana termalna snaga na Mladosti je 6,3 MWt (direktno korištenje). U ovu grupu izvora spadaju geotermalni izvori koji se koriste za balneološke i rekreativne svrhe u većem broju toplica i rekreacijskih kompleksa. Izmjerene temperature ove skupine ležišta su od 28 °C do 62 °C. To su izvori Daruvar (Daruvarske toplice), Ivanić Grad (bolnica Naftalan), Krapinske Toplice, Lipik (Lipičke toplice), Livade (Istarske toplice), Samobor (Šmidhen SRC), Stubičke Toplice, Sveta Jana (Sveta Jana RC), Topusko (toplice Topusko), Tuhelj (Tuheljske Toplice), Varaždinske Toplice, Velika (Toplice RC), Zagreb (INA-Consulting), Zelina (Zelina RC), Zlatar (Sutinske Toplice).

Ležište s najvećim geotermalnim potencijalom je ono u Velikoj Cigleni, s temperaturom od 170 °C na dubini 3.500 m, a temperaturni gradijent iznosi 0,062 °C/m. Ovoj skupini ležišta također pripadaju i ona u Lunjkovcu-Kutnjaku, Ferdinandovcu, Babinoj Gredi i Rečici s temperaturama od 120 °C do 125 °C.

Slika 62.: Geotermalni potencijali u Hrvatskoj



Izvor: FER, 2011

Procjenjuje se da je geotermalni energetski potencijal Hrvatske na 812 MW toplinskog učinka i 45,8 MW električne snage.

Ograničenja za sklapanje ugovora o otkupu za određene tehnologije prema Tarifnom sustavu za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije ukupno iznose 799 MW. Prema HROTE-ovom izvješću iz 2016. godine, ukupna instalirana snaga 1.294 postrojenja je 641 MW. Ograničenje za geotermalne elektrane iznosi 30 MW te je do sada iskorišteno 17.5 MW kvote (Velika Ciglena).

Prva geotermalna elektrana u Hrvatskoj izgrađena je na lokaciji Velika. Elektrana ima 17,5 MW instaliranog kapaciteta. U njezinom sastavu su četiri bušotine koje su u geotermalni rezervoar ušle na dubinama od 2.396 do 3.585 m. Puštena je u rad u prosincu 2018. godine.

Druga je elektrana, koja je također u izgradnji, ona u Draškovcu. Izgradnja projekta započela je u drugom dijelu 2016. godine. Prva postojeća Inina bušotina očišćena je i prilagođena geotermalnoj elektrani. Druga i treća su naknadno istražene te je njihovo opremanje u tijeku. Ova će elektrana prema planu imati ukupno osam bušotina. Puštanje elektrane u pogon zamišljeno je u tri faze. Prva faza za koju se predviđa da će biti instalirano 3,6 MW električne snage i oko 10 MW toplinske snage trebala bi započeti s radom u lipnju 2019. Druga faza projekta promptno se nastavlja na prvu. Planirani kapaciteti su 7,2 MW električne energije i 24 MW toplinske. Puštanje ovih kapaciteta u pogon planirano je za kraj 2019. godine. Završna faza geotermalne elektrane Draškovec trebala bi prema planu biti realizirana do kraja lipnja 2020. godine. Tada bi elektrana trebala imati oko 18,6 MW bruto električne snage, od čega će 10 MW biti priključeno na HEP-ovu distribucijsku mrežu, a oko 60 MW na toplinsku mrežu. Termalna voda izvlačit će se s 1.880 do 2.300 metara dubine. Plinovi koje sadrži bit će iskorišteni u toplinske svrhe, a sav CO₂ koji nastaje u procesu proizvodnje ponovo će se utiskivati u bušotinu kako bi se zaštitio okoliš.

5.9.3. Tehnološki proces geotermalne elektrane

Geotermalne elektrane proizvode električnu energiju kontinuirano, 365 dana u godini, 24 sata dnevno, 7 dana u tjednu, bez obzira na vremenske uvjete. Izlazna je snaga geotermalne elektrane vrlo predvidljiva i stabilna, što olakšava planiranje energije s iznimnom točnošću.

Geotermalne elektrane kompaktne su i koriste manje zemljišta po GWh (404 m²) od ugljena (3642 m²), vjetra (1335 m²) ili solarnih fotonaponskih postrojenja (3237 m²). Geotermalni resurs zahtijeva fluid, toplinu i propusnost radi proizvodnje električne energije:

- Fluid - dovoljna količina tekućine mora postojati prirodno ili se mora pumpati u spremnik.

- Toplina - Zemljina temperatura povećava se s dubinom i varira na temelju zemljopisnog položaja.
- Propusnost - da bi pristupili toplini, tekućina mora doći u dodir s grijanom stijenkom, bilo prirodnim prijelomima ili stimuliranjem stijene.

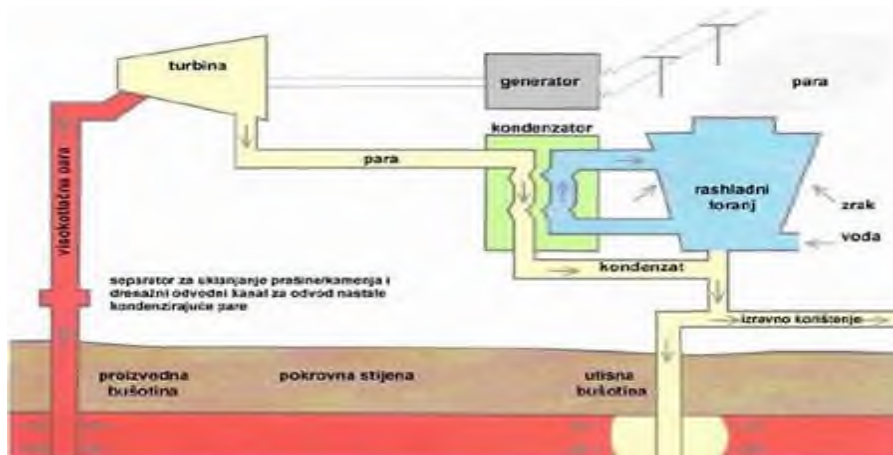
Električna energija po svojoj prirodi ne stvara zagađenje. Moderne zatvorene geotermalne elektrane, koje se koriste za generiranje električne energije, ne emitiraju stakleničke plinove te prosječno troše manje vode od većine uobičajenih tehnologija proizvodnje energije.

Danas postoje tri vrste postrojenja geotermalnih elektrana, a njihov odabir ovisi o vrsti ležišta, tj o temperaturi i vrsti geotermalnog fluida. Tako geotermalne elektrane dijelimo na: geotermalne elektrane sa suhom parom, geotermalne elektrane s isparavanjem i geotermalne elektrane s binarnim ciklusom. Para je pokretač turbine u proizvodnji geotermalne energije. Postoje dvije vrste pare - vlažna i suha.

Geotermalna elektrana sa suhom parom (Dry Steam Plant)

Sustavi elektrane sa suhim parom bili su prva vrsta izgrađenih postrojenja za proizvodnju geotermalne energije. Prva elektrana ovog tipa izgrađena je u Lardarellou u Italiji 1911. godine, a njezina instalirana snaga do 1913. godine bila je 250 kW. Danas je sa 769 MW druga najveća elektrana ovog tipa na svijetu. Parna tehnologija još je uvijek na snazi i danas, a trenutno je u uporabi u The Geysers u sjevernoj Kaliforniji, najvećem svjetskom izvoru geotermalne energije s instaliranom snagom od 1.517 MW. Elektrane ovog tipa koriste suhozasićenu ili pregrijanu paru s tlakovima višim od atmosferskog tlaka izravno iz ležišta bogatog parom. Para se izravno iz proizvodne bušotine dovodi u turbinu i nakon ekspanzije ispušta u atmosferu. Tipične jedinične snage turbine su između 20 i 120 MW. Općenito je generirana para pregrijana te sadrži samo male količine drugih plinova, uglavnom CO₂ i H₂S. Ovakav je izravan ciklus bez kondenzacije najjednostavniji i najjeftiniji način za proizvodnju električne energije iz geotermalne energije. Primjenjuje se u slučajevima kada para sadrži velik udio nekondenzirajućih plinova. U postrojenjima s kondenzacijom para se kondenzira na izlazu iz turbine i hladi u konvencionalnim rashladnim tornjevima. Nastali kondenzat može se koristiti u rashladnom sustavu elektrane i utiskivati natrag u ležište. Na taj se način ležište obnavlja te se održava potreban tlak.

Slika 63.: Geotermalna elektrana sa suhom parom



Izvor: Guzović, 2010

Geotermalna elektrana s jednostrukim i dvostrukim isparavanjem (Flash and Double Flash Cycle)

Ova tehnologija instalira se kod vodenih ležišta, a energent je voda pod tlakom. Geotermalna tehnologija oslanja se na vađenje grijane vode ispod površine Zemlje. Termoelektrane na paru razvrstane su prema temperaturi vode od najmanje 175 °C.

Pri visokom tlaku ispod površine Zemlje voda postoji kao stlačena tekućina. Proizvodnja električne energije iz ovih polja ostvaruje se pomoću isparavanja geotermalnog fluida u jednom ili nekoliko isparivača na površini. Parni se dio preusmjerava u parnu turbinu gdje se proizvodi energija.

Danas se češće instaliraju postrojenja s dvostrukim isparavanjem koja su ujedno i naprednija od postrojenja s jednostrukim isparavanjem jer proizvode 15 – 25 % više izlazne energije za iste uvjete geotermalnog fluida. Investicija postrojenja s dvostrukim isparavanjem skuplja je, kao i njegovo održavanje, ali je njegova prednost veća proizvodnja energije. Geotermalna elektrana CerroPrieto u Meksiku s instaliranim kapacitetom od 720 MW najveća je svjetska elektrana s ovim postrojenjem.

Slika 64.: Geotermalna elektrana s dvostrukim isparavanjem



Izvor: Alerić, 2013

Geotermalna elektrana s binarnim ciklusom (Binary Cycle Power Plant)

Binarni procesi nastaju kao troškovno učinkovita tehnologija konverzije za oporavak energije iz geotermalnih polja na vodenim područjima na temperaturama ispod 180 °C.

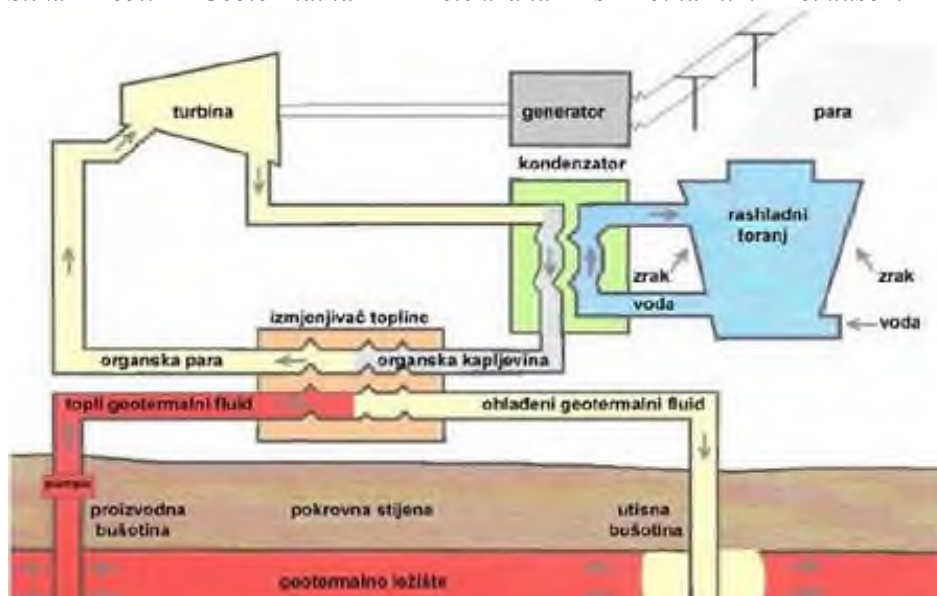
Binarna postrojenja efikasnija su od dva već opisana za eksploataciju ležišta vode i pare srednje temperature. Za pretvorbu topline u električnu energiju temperatura mora biti viša od 85 °C. Binarni ciklus geotermalnih elektrana razlikuje se od sustava Dry Steam i Flash Steam jer voda ili para iz geotermalnog spremnika nikada ne dolaze u dodir s jedinicama turbine/generatora. Niska ili umjereno grijana geotermalna tekućina i sekundarna (dakle, „binarna“) tekućina s mnogo manjom točkom vrenja prolaze kroz izmjenjivač topline. Toplina iz geotermalne tekućine uzrokuje da sekundarna tekućina bljesne do pare, koja potom pokreće turbinu i zatim generator.

Kod binarnih postrojenja izmjenjivač topline prenosi toplinu s geotermalnog fluida dobavljenog iz proizvodne bušotine u primarni krug na lako hlapljivi radni fluid u sekundarnom krugu, kao što su halogeni ugljikovodici (npr. freon, frigen), propan, izobutan, pentan. Taj je termodinamički ciklus poznat kao Organski Rankineov Ciklus (ORC). Radni fluid u sekundarnom krugu isparava u isparivaču pomoću geotermalne topline iz primarnog kruga. Para ekspanzira prolaskom kroz turbinu (u ovom se slučaju često naziva „organska turbina“) koja je spojena s električnim generatorom. Ispušna para kondenzira se u vodom ili zrakom hlađenom kondenzatoru, a kondenzat se napojnom pumpom vraća u isparivač. Ohlađena geotermalna voda može se ispustiti u okoliš ili vratiti u ležište bez isparavanja, što na najmanju mjeru svodi problem taloženja otopljenih minerala. ORC tehnologija uobičajeno ima instaliranu snagu od 1 do 3 MW, ali ima onih i od 70 do 100 MW. Tehnologija binarnih postrojenja pojavljuje se kao najisplativiji, najefikasniji i najpouzdaniji način za pretvorbu velikog broja niskotemperaturnih izvora u električnu energiju. Takvi su izvori mnogobrojni na svim kontinentima, stoga je ovo vrlo zastupljena tehnologija.

Nedavno je razvijen novi binarni proces, poznat kao ciklus Kalina, koji pokazuje atraktivne učinkovitosti pretvorbe. Značajne osobine tog procesa odnose se na mješavinu tekuće mješavine amonijaka i regenerativno zagrijavanje. Ukratko, koristi se niska točka vrenja smjese vode i amonijaka kako bi se omogućilo da značajni dio isparava pomoću viška topline dostupne kod ispušnih plinova turbine. Dobitci iznad uobičajenih učinkovitosti ORC postrojenja procjenjuju se na 40 %, iako će se njihova pouzdanost i performanse tek dokazati tijekom dugoročnog rada postrojenja. Osnovna je razlika između ta dva postrojenja u tome što koriste dva različita medija u proizvodnji. ORC koristi organski medij (izobutan ili izopentan), dok Kalina koristi amonijak koji nije organski te je opasan za zdravlje i okoliš.

Danas su binarna postrojenja najčešće korišteni tip geotermalnih elektrana s ukupnom instaliranom snagom 274 MW. Čine 33 % od svih geotermalnih elektrana u radu, ali proizvode samo 3 % od ukupne energije.

Slika 65.: Geotermalna elektrana s binarnim ciklusom



Izvor: Guzović, 2010

5.9.4. Utjecaj na okoliš

Karakteristika korištenja obnovljivih izvora energije, pa tako i geotermalne energije, jest ograničenost na područje koje je bogato određenim energentom tako da je i utjecaj na okoliš ponajprije lokalnog značaja. Utjecaj geotermalnih elektrana na okoliš očituje se upotrebom relativno velikih površina zemljišta, pojavom slijeganja terena, emisijom plinova i otpadnih voda te emisijom topline i buke. Intenzitet tih djelovanja ovisi o nizu faktora, kao što su geološko-strukturne i hidrogeološke značajke ležišta, fizičko-kemijska obilježja geotermalnog fluida u ležištu, tehničko-tehnološke karakteristike postrojenja te ekološke odlike i kvaliteta promatranog područja.

Izgradnja pristupnih putova i izrada bušotina utječu na vegetaciju i izgled okoliša. Područje aktivnosti relativno je malo jer se obično iz jednog mjesta buši nekoliko bušotina za što je potrebna površina zemljišta do 3.200 m². Toplinska energija koristi se što je moguće bliže bušotinama što smanjuje dužinu potrebnih cjevovoda.

Tablica 34.: Potrebna površina zemljišta za postrojenja za proizvodnju električne energije

Energetski izvor	Potrebna površina zemljišta (m ² /MWe)
Geotermalni	400 – 3.200
Nuklearni	2.000 – 4.000
Ugljen	7.600

Izvor: Izrada autora

Geotermalni fluid uglavnom sadrži otopljene plinove, npr. CO₂, metan, H₂S, a u neznatnim količinama dušik te lako hlapljive pare arsena i žive. Geotermalno postrojenje ima značajnu ekološku prednost u odnosu na postrojenje bazirano na fosilnim gorivima zato što nema emisije NO_x i SO₂. Smanjenjem emisija sumpora i dušika smanjuje se opasnost od pojave kiselih kiša, a i značajno je smanjenja emisija CO₂. Emisija CO₂ razlikuje se ovisno o karakteristikama geotermalnog fluida i tipa geotermalnog postrojenja. Binarno postrojenje uopće ne proizvodi emisiju CO₂, dok protutlačna i kondenzacijska postrojenja za proizvodnju električne energije emitiraju 0,09 t/MWh proizvodnje, što je 10 puta manje od postrojenja na ugljen ili naftu. Količina H₂S u geotermalnom fluidu kreće se u granicama 0,03 - 6,4 g/kWh što je premalo da bi doprinijelo pojavi kiselih kiša. U Stretfordovu procesu može se iz pare izdvojiti H₂S te se dobiva čisti sumpor, što smanjuje emisiju H₂S do 90 %. U posljednje vrijeme popularna je tehnika spaljivanja H₂S čime se dobiva SO₂ koji se zatim pretvara u sumpornu kiselinu, proizvod koji se plasira izravno na tržište.

Tablica 35.: Usporedba emisije CO₂ kod korištenja različitih energenata za proizvodnju električne energije

Energetski izvor	Emisija CO ₂ (t/MWh)
Geotermalni	0,09
Nuklearni	0
Prirodni plin	0,6
Nafta	0,9
Ugljen	0,95

Izvor: Izrada autora

Kod geotermalnih postrojenja s prevladavajućom parnom fazom toplina odlazi u atmosferu putem pare te preko površinskih cjevovoda. U geotermalnih postrojenja s prevladavajućom tekućom fazom toplina se gubi u rashladnim tornjevima i razvodnim cjevovodima. Proces iskorištavanja geotermalne energije dovodi do velikih gubitaka topline te je djelotvornost postrojenja za pretvorbu geotermalne energije u električnu mnogo manja u odnosu na slična postrojenja za proizvodnju električne energije. Binarna postrojenja emitiraju najveću količinu topline u atmosferu zbog niskog ukupnog stupnja iskoristivosti procesa. U tablici 36 prikazane su vrijednosti emisija topline u okoliš za različite energente u proizvodnji električne energije.

Tablica 36.: Količina otpadne topline za različite energente u proizvodnji električne energije

Energetski izvor	Emisija otpadne topline MWt/Mwe
Prirodni plin	1,1
Nafta	1,6
Ugljen	1,7
Nuklearni	2,0
Solarni	2,3
Geotermalni	
Protutlačna turbina	4,4
Kondenzacijska turbina	5,0
Binarno postrojenje	9,0

Izvor: Izrada autora

5.9.5. Ekonomičnost geotermalne elektrane

Primjer: Kapitalni trošak geotermalne elektrane veličine 15 MW iznosi 40.000.000 eura, godišnji fiksni trošak rada i održavanja iznosi 900.000 eura, dok godišnji varijabilni trošak iznosi 500.000 eura.

Godišnji rad elektrane relativno je visok s obzirom na to da je riječ o elektrani na obnovljive izvore energije, te iznosi 7.000 sati godišnje. Potrebno je izračunati nivelirani trošak proizvodnje električne energije ako je amortizacijski vijek 30 godina, a diskontna stopa 5 %.

Veličina elektrane: 15 MW

Kapitalni trošak: 40.000.000 € = 2.667 €/kW

Godišnji fiksni trošak rada i održavanja: 900.000€ = 60 €/kW

Godišnji varijabilni trošak rada i održavanja: 500.000 €

Godišnji rad elektrane: 7.000 h

Vijek trajanja geotermalne elektrane: 30 godina

Diskontna stopa: 5 %

Nepoznanice za ubacivanje u LCOE formulu su sljedeće:

- faktor oporavka kapitala (CRF)

$$CRF = \frac{r*(1+r)^t}{(1+r)^t - 1} = \frac{0,05*(1+0,05)^{30}}{(1+0,05)^{30} - 1} = 6,51\%$$

- faktor kapaciteta

$$fKAP = \frac{\text{godišnji rad elektrane (h)}}{8.760} = \frac{7.000}{8.760} = 79,91\%$$

- varijabilni trošak rada i održavanja u €/MWh.

$$\text{varijabilni}_{TRRO} = \frac{\text{varijabilni}_{TRRO} (\text{€})}{\text{proizvodnja električne energije (MWh)}} = \frac{500.000}{105.000} = 4,76 \text{ €/MWh}$$

Proizvodnja električne energije geotermalne elektrane iznosi 105.000 MWh (godišnji rad elektrane * veličina elektrane).

Prema formuli za LCOE potrebno je prvo varijable svesti na iste jedinice, što znači po istoj valuti (euro), istom kapitalnom i fiksnom trošku (euro po kilowatu) te varijabilnom trošku (euro po MWh zbog relativnog malog iznosa varijabilnog troška u ukupnoj proizvodnji).

Nakon prilagodbe jedinica kako bi se dobio iznos u euro centima/kWh, te kasnije €/MWh, formula za nivelirani trošak proizvodnje električne energije glasi:

$$\begin{aligned} \text{LCOE} &= \left(\frac{(2.667 * 0.0651) + 60}{8760 * 0.7991} + \left(\frac{0}{1.000.000} * 0 \right) + \frac{4,76}{1.000} \right) * 100 \\ &= 3,811 \text{ euro centa/kWh} \\ &= 38,11 \text{ €/MWh} \end{aligned}$$

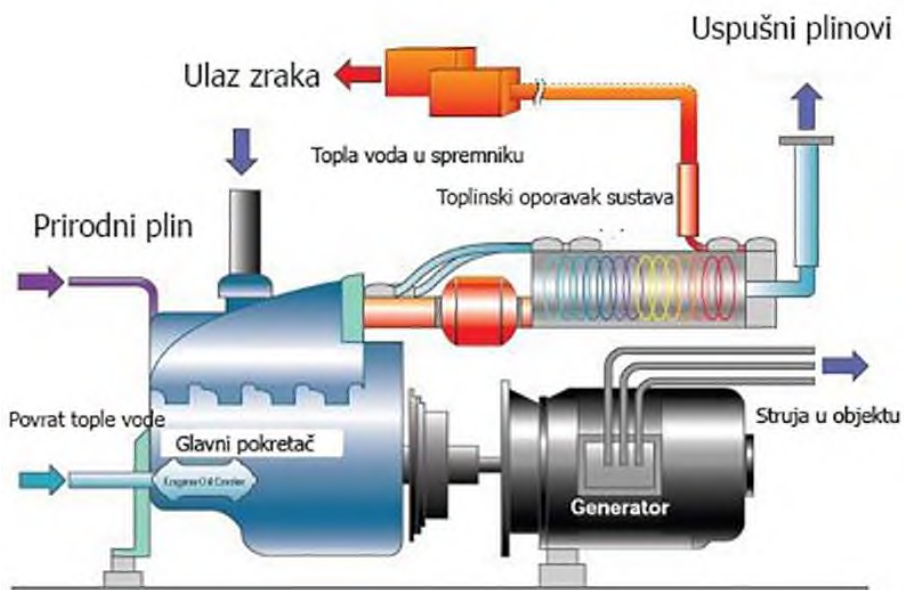
5.10. KOGENERACIJSKA POSTROJENJA

Kogeneracija (CHP – Combined Heat and Power) kao koncept predstavlja učinkovito vrednovanje primarnog oblika energije, tj. goriva. Kogeneracija predstavlja istovremenu proizvodnju električne i toplinske energije. Proizvodna termoenergetska postrojenja za proizvodnju električne energije bazirana na izgaranja pojedinog oblika goriva mogu postići učinkovitost konverzije primarnog goriva u električnu energiju do cca 40 %, ovisno o vrsti tehnologije. To znači da se cca 60 % primarne energije ne iskorištava, već se degradira i ispušta u atmosferu, ponajprije kao otpadna toplina bilo kroz dimovodni sustav bilo kroz sustav hlađenja (npr. toplina se predaje površinskim vodama).

Ako se dio otpadne topline, koja se u klasičnim termoenergetskim postrojenjima nepovratno gubi i ispušta u okoliš, korisno uporabi, tada se takva postrojenja nazivaju kogeneracijskim postrojenjima ili kogeneracijama. Iskorištavanjem i toplinske energije ukupni stupanj djelovanja cjelokupnog postrojenja značajno se povećava i može postizati vrijednosti do cca 90 % (Truong, Gustavsson, 2014).

Sljedeća slika shematski prikazuje kogeneracijsko postrojenje.

Slika 66.: Shema kogeneracijskog postrojenja



Izvor: Rajaković, 2016

Osnovna ideja kogeneracije pravilno je vrednovanje primarnih oblika energije, tj. goriva. U slučaju kada je za potrebe procesne industrije ili za potrebe grijanja stanovništva nužno osigurati paru ili vruću vodu relativno niskih parametara (do 200 °C), tada dolazi do velike degradacije goriva ako ono izgara samo za takvu namjenu. Razlog tomu je što se koristi tek vrlo mali potencijal toplinske energije koji se oslobađa izgaranjem goriva. Energetski je smislenije toplinsku energiju visokih parametara (temperature i tlaka), dobivenu izgaranjem goriva, koristiti za proizvodnju električne energije, a ostalu toplinsku energiju – energiju niskih parametara, koristiti za toplinske potrebe. Time je osigurano bolje iskorištavanje cjelokupnog temperaturnog potencijala goriva – područje visokih temperatura za proizvodnju električne energije, a područje niskih temperatura za proizvodnju pare i/ili vode za potrebe grijanja u industriji ili sektoru kućanstva. Drugim riječima, bit kogeneracije je što kvalitetnije iskorištavanje eksergije goriva. Kogeneracijska postrojenja su se u prošlosti ponajprije koristila u sprezi sa sustavima daljinskog grijanja, tj. u velikim centraliziranim energetskim postrojenjima. Takva postrojenja se velikim dijelom i danas koriste. Smještena su u centrima velikih i većih gradova i naselja i koriste se ponajprije za proizvodnju toplinske, a potom i električne energije. Uzimajući u obzir to da se zadnjih 20 do 25 godina energetski sektor značajno promijenio (udio intermitentnih obnovljivih izvora energije povećava se

svakim danom, tržište električne energije također je zaživjelo), termoenergetska postrojenja starijeg datuma ne mogu konkurirati novim postrojenjima s visokim stupnjem djelovanja. Iz toga razloga velikim dijelom starija kogeneracijska postrojenja služe primarno kako bi se zadovoljile potrebe za toplinskom energijom, a električna energije predaje se u elektroenergetsku mrežu i ostvaruje dodatni prihod.

U današnjoj se suvremenoj energetici teži, između ostaloga, distribuiranoj proizvodnji, tj. lokalnom zadovoljavanju energetske potrebe. Na taj se način, ako se energija proizvodi na lokaciji gdje postoji potreba za toplinskom i električnom energijom, ostvaruju različite koristi. Kao najznačajnije mogu se izdvojiti izbjegavanje gubitaka u prijenosu i distribuciji električne energije, distribuciji toplinske energije (ako bi postojao sustav daljinskog grijanja na lokaciji) i, osim toga, izbjegavanje kapitalno intenzivnih investicija u infrastrukturu za prijenos i distribuciju energije. Na današnjem stupnju tehnološkog razvoja smisleno je razmatrati distribuiranu proizvodnju zato što i manje proizvodne jedinice ostvaruju relativno visoke stupnjeve djelovanja, a kapitalna je investicija također prihvatljiva.

Odabir tehnologije za kogeneracijsko postrojenje ovisi o mnogim čimbenicima. Velika centralizirana kogeneracijska postrojenja bazirana su u pravilu na trima tehnologijama:

- parno turbinsko postrojenje
- plinsko turbinsko postrojenje
- kombinirani ciklus plinske i parne turbine.

Navedene tehnologije upotrebljavaju se u postrojenjima velikih nazivnih snaga – od nekoliko desetaka do nekoliko stotina MW. Zato takve tehnologije nisu primjenjive za upotrebu u malim sustavima za proizvodnju toplinske energije kao što su zgrade javnog sektora. Mali potrošači toplinske energije nisu adekvatni za korištenje navedenih tehnologija.

U sektoru javnih zgrada, tj. malih potrošača toplinske i električne energije primjenjivije su tehnologije bazirane na plinskim motorima pogonjenim prirodnim plinom ili biomasom. Takva postrojenja za proizvodnju toplinske i električne energije imaju nominalne snage od nekoliko desetaka pa do nekoliko stotina kilowata, zaključno s 1 MW električne snage. Sustavi velikih potrošača, kao što su bolnice, imaju veću mogućnost izbora kogeneracijskih tehnologija zato što su moguće veće instalirane snage (približno 1 MW) što implicira veći izbor raspoloživih tehnologija (kako proizvođača, tako i same vrste tehnologije). Manji potrošači, tj. manje zgrade, koji zahtijevaju instalirane snage od nekoliko desetaka kilowata, imaju manje mogućnosti za

odabir odgovarajuće tehnologije. Ono što je svakako potrebno napomenuti jest činjenica kako kogeneracijska postrojenja ne mogu u potpunosti zadovoljiti sve toplinske potrebe na lokaciji zbog niza razloga. Stoga, kada se govori o kogeneracijskim tehnologijama, tj. postrojenima na određenoj lokaciji uvijek se podrazumijeva kako postoje dodatne jedinice za proizvodnju toplinske energije, tzv. vršne jedinice za proizvodnju vruće vode i/ili pare. Kada je u pitanju električna energija, tada se ne razmatra ugradnja vršnih jedinica za proizvodnju električne energije jer elektroenergetska mreža predstavlja dodatni izvor/ponor električne energije u razdobljima neujednačene proizvodnje i potrošnje na lokaciji. Dostupna i u tehničkom smislu opravdana kogeneracijska postrojenja u Republici Hrvatskoj su sljedeća:

- plinski motori pogonjeni prirodnim plinom u kombinaciji s vršnim vrelovodnim/parnim jedinica
- plinski motori pogonjeni sintetskim plinom dobivenim rasplinjavanjem biomase u kombinaciji s vršnim vrelovodnim/parnim jedinicama.

5.10.1. Odabir tipa kogeneracijskog postrojenja

Pri donošenju odluke o izgradnji kogeneracijskog postrojenja potrebno je osigurati mnoge preduvjete te zadovoljiti različite zahtjeve koji su vrlo često međusobno oprečni.

Kada se razmatra implementacija, tj. izgradnja kogeneracijskog postrojenja na lokaciji određene zgrade, prvi je preduvjet osigurati dostatan prostor. Kogeneracijsko postrojenje, ovisno o snazi, zahtijeva određeni prostor za strojarnicu u kojoj će se smjestiti motorni agregat, elektroagregat, sustav pripreme goriva te sva ostala prateća strojarska i elektrotehnička oprema (npr. sustav gospodarenja pepelom – u slučaju korištenja biomase kao pogonskog goriva, razni izmjenjivači topline, pumpe, ventilatori, razvodni i upravljački ormarići i sl.). U slučaju postrojenja na biomasu potrebno je osigurati i dodati prostor za skladištenje biomase. Stoga se može zaključiti kako se kogeneracijska postrojenja bazirana na iskorištavanju biomase vrlo često teže mogu implementirati u urbanim sredinama, a mnogo lakše u ruralnim područjima, gdje u pravilu postoji više raspoloživog prostora.

Pored raspoloživog prostora dodatna odrednica u odabiru vrste kogeneracijske tehnologije jest dostupan energent. Kao dva potencijalna energenta najčešće se javljaju prirodni plin te biomasa. Ako na lokaciji

određene zgrade ne postoji distribucijska infrastruktura prirodnog plina, tada se kao jedina mogućnost nameće biomasa kao energent. U tom slučaju ostaje pitanje raspoloživog prostora. Ako je plinska infrastruktura raspoloživa na lokaciji i ako su pored toga zadovoljeni i svi preduvjeti za izgradnju kogeneracijskog postrojenja na biomasu, tada je potrebno detaljnije analizirati koja je tehnologija prihvatljivija, ponajprije s financijskog aspekta.

Prilikom odabira kogeneracijske tehnologije potrebno je voditi računa i o društvenim aspektima. Pritom se prvenstveno misli na emisije ugljikovog dioksida. Sljedeća tablica prikazuje emisije ugljikovog dioksida za različite energente. Može se uočiti kako goriva bazirana na biomasu ostvaruju emisije ugljikovog dioksida za red veličine manje nego prirodni plin, tj. fosilna goriva. U tom smislu treba nastojati implementirati kogeneracijska postrojenja pogonjena biomasom jer se time ostvaruju dodatni pozitivni učinci na društvo u cjelini.

Tablica 37.: Emisija ugljikovog dioksida za različite energente

Energent	Emisija tCO₂/TJ (kgCO₂/GJ)	Emisija kgCO₂/MWh
Lignit	105,13	378,48
Mrki ugljen	98,09	353,14
Kameni ugljen	95,49	343,78
Loživo ulje	86,2	310,31
Ekstra lako loživo ulje	83,21	299,57
Petrolej	73,54	264,73
UNP	72,47	260,88
Električna energija ¹³	65,22	234,81
Prirodni plin	61,17	220,2
Drvena sječka	11,76	42,35
Drveni peleti	9,56	34,4

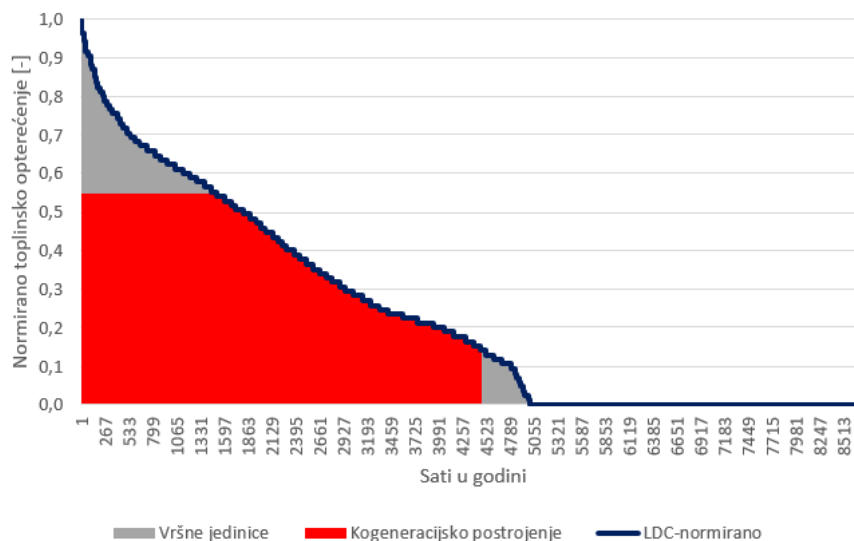
¹³ Prosječna emisija ugljikovog dioksida nastala proizvodnjom električne energije iz svih postojećih centraliziranih i distribuiranih proizvodnih elektroenergetskih jedinica.

Drveni briketi	9,1	32,76
Ogrjevno drvo	8,08	29,09
Drveni ugljen	7,27	26,17
Geotermalna energija	6,52	23,48
Sunčeva energija	1,96	7,04

Izvor: Izrada autora

Ranije je već napomenuto kako kogeneracijska postrojenja ne smiju biti dimenzionirana tako da zadovoljavaju cjelokupno toplinsko opterećenje, već samo njegov određeni dio. Razlog tomu jest činjenica da kogeneracijsko postrojenje ne bi radilo optimalno ako bi njegova instalirana snaga bila jednaka vršnom toplinskom opterećenju pojedinog potrošača. Tako dimenzionirano postrojenje moralo bi većinu vremena raditi u nepovoljnom režimu rada koji podrazumijeva rad sa smanjim stupnjem opterećenja, tj. u tzv. „prigušenom“ radu. Ako postrojenje ne radi na nazivnoj snazi, ili barem u radnoj točki koja je približna nazivnoj, njegove performanse su lošije, ponajprije u smislu manjeg stupnja djelovanja, povećanih emisija štetnih plinova (NO_x, CO i sl.) i čestica čađe. Osim navedenog potrebni su češći servisni intervali što predstavlja dodatni trošak. Na temelju dobre inženjerske prakse instalirana toplinska snaga kogeneracijskog postrojenja određuje se iz tzv. sredeog dijagrama trajanja opterećenja (tzv. LDC krivulja – Load Duration Curve) pri čemu se toplinska snaga kogeneracijskog postrojenja određuje kao cca 55 % vršnog opterećenja. Sljedeća slika daje normirani sređeni dijagram trajanja opterećenja na kojemu je naznačen dio toplinskih potreba koji je moguće zadovoljiti kogeneracijskim postrojenjem.

Slika 67.: Normirana sređena krivulja trajanja opterećenja s kogeneracijskim postrojenjem u kombinaciji s vršnim jedinicama



Izvor: Balić, 2018

Dio toplinskih potreba koji se ne može zadovoljiti kogeneracijskim postrojenjima zadovoljava se vršnim kotlovskim jedinicama, koje su fleksibilnije, a smanjeni stupanj opterećenja ne utječe značajno na stupanj njihova djelovanja.

Potrebe za električnom energijom u pravilu ne utječu na dimenzioniranje kogeneracijskih postrojenja zato što se nedostatak električne energije može preuzeti iz distribucijske elektroenergetske mreže, a ako postoji višak proizvedene električne energije, on se predaje u distribucijsku elektroenergetsku mrežu. Distribucijska elektroenergetska mreža služi jednim dijelom kao spremnik energije kogeneracijskim postrojenjima, tj. omogućava njihov fleksibilan rad u cilju pokrivanja toplinskih potreba. Ovdje je potrebno napomenuti kako bi se kogeneracijsko postrojenje moglo dimenzionirati s većim instaliranim električnim i toplinskim snagama te dio toplinske energije ispuštati u okoliš kako bi se postigla maksimalna proizvodnja električne energije. Međutim, spomenuti pristup ne bi bio energetski ni ekonomski opravdan jer takva postrojenja ne bi zadovoljavala uvjet visokoučinkovite kogeneracije te ne bi mogla steći status povlaštenog proizvođača električne energije. Time bi se smanjila prihodovna strana cjelokupnog projekta što bi se odrazilo na njegovu održivost. Ako bi kogeneracijska postrojenja bila spregnuta sa spremnicima topline, imala bi

značajno veću fleksibilnost u proizvodnji električne energije te bi mogla ostvarivati dodatne prihode i na tržištu električne energije.

5.10.2. Korištenje kogeneracijskih postrojenja kao potpora jačoj integraciji intermitentnih obnovljivih izvora energije

Ključni je faktor za zahtjevanu transformaciju energetskeg sektora u EU-u nagli porast proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije. Pri tome dominantnu ulogu imaju obnovljivi izvori energije bazirani na iskorištavanju energije vjetra i sunca, koje karakterizira vremenski promjenjiva proizvodnja. Budući da stabilnost sadašnjeg elektroenergetskog sustava počiva na podudarnosti proizvedene i potrebne električne energije u svakom trenutku i uzimajući u obzir promjenjivu raspoloživost i nedovoljno precizno planiranje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije, integracija takvih izvora u postojeći energetskeg sustav postaje sve zahtjevnija. Povećanje obnovljivih izvora energije velikim je dijelom uvjetovano ambicioznim ciljevima Europske komisije u području klimatske i energetske politike. U skladu s trenutačnom organiziranošću tržišta električne energije navedeni intermitentni obnovljivi izvori energije imaju povlašteni položaj na tržištu u smislu da svu proizvedene električnu energiju imaju pravo predati u elektroenergetski sustav, neovisno o trenutačnim potreba za energijom i/ili cjenovnim signalima s tržišta. Drugim riječima, proizvedena energija predaje se u sustav u svakom slučaju. Takva proizvodna postrojenja u elektroenergetskom sustavu doprinose znatno dinamičnijem sustavu koji karakterizira vrlo česta promjena u proizvodnji električne energije. Osim toga, sustav postaje nestabilniji, a samim time i ranjiviji.

Ako se analiziraju projekcije proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije, može se uočiti kako je u EU Reference Scenario 2013 predviđeni udio proizvodnje električne energije iz intermitentnih obnovljivih izvora energije preko 26 % u 2035. godini, u usporedbi s 10,5 % u 2010. godini, dok će instalirana snaga doseći udio od 40 %. To će doprinijeti značajnim promjenama u elektroenergetskom sustavu tako da će se znatno više pozornosti morati posvećivati održavanju stabilnosti sustava, tj. potreba za fleksibilnošću bit će dodatno izražena. Naime, do sada je opterećenje, tj. potreba za električnom energijom bila primarni faktor za određivanje potrebnih kapaciteta za uravnoteženje sustava, dok se s porastom intermitentnih obnovljivih izvora energije može očekivati kako će i njihov udio u ukupnom proizvodnom miksru biti važan prilikom određivanja potrebnih kapaciteta za uravnoteženje sustava.

Pod pojmom fleksibilnosti mogu se, kao najznačajnije, izdvojiti sljedeće karakteristike proizvodnih postrojenja: angažirana snaga, isporučena energija, brzina promjene isporučene snage, vrijeme odziva te lokacija. Postrojenja s navedenim karakteristikama pružaju tzv. pomoćne usluge kojima je cilj očuvanje stabilnosti cjelokupnog sustava (Hreinsson, Vrakopoulou, Andersson, 2017). Stabilnost sustava usko je vezana sa sigurnošću opskrbe koja je u današnje doba izuzetno bitna zbog tehničkih, sigurnosnih i političkih razloga. Određeni autori (npr. Scherer, Zima, Andersson, 2013; Connolly, Lund, Vad Mathiesen, 2016) smatraju kako bi povoljno rješenje bilo stvaranje tzv. paneuropskog tržišta pomoćnih usluga. Pregledom literature može se zamijetiti kako se vrlo često i distribuirani energetske izvori, kao što su mala kogeneracijska postrojenja, mogu smatrati izvorima fleksibilnosti, tj. mogu pružati pomoćne usluge sustavu.

Uz integraciju malih kogeneracijskih postrojenja, koja bi mogla biti izvor fleksibilnosti, postoji nekoliko dodatnih načina kako osigurati stabilnost elektroenergetskog sustava. Jedan je od njih povećanje interkonekcijskih kapaciteta kojima bi se omogućio prijenos većih količina energije između različitih prijenosnih područja. Uvođenjem takvog, centralističkog pristupa u vođenju sustava moglo bi se za određena područja ostvariti značajno smanjenje potreba za balansiranjem sustava. Primjerice, u slučaju jugoistočne Europe od gotovo 50 % (Majstrović, 2012). Drugi pristup je upravljanje potrošnjom, tzv. *Demand Side Management*, koji bi u integraciji s tzv. inteligentnim mrežama (engl. smart grids), mogao doprinosti fleksibilnosti značajnoj za potrošače. Tu se dodatno javlja i pojam tzv. *prosumersa* koji u sebi integriraju potrošače, a ujedno i proizvođače električne energije. Navedeni se koncept sastoji u tome da lokalni potrošači toplinske i električne energije postaju ujedno i proizvođači električne i toplinske energije, s ciljem zadovoljavanja vlastitih potreba za energijom. Ako bi se takvi proizvođači/potrošači, tj. *prosumeri* ujedinili/okrupnili, tada bi mogli značajno doprinosti stabilnosti elektroenergetskog sustava te dodatno ostvarivati prihod upravo na pružanju fleksibilnosti. Osim toga, spremanjem lokalnih proizvodnih postrojenja sa spremnicima energije dobiva se dodatna količina fleksibilnost koja omogućava reagiranje na cjenovne signale s tržišta električne energije i time ostvarivanje dodatnih prihoda. Međutim, ovdje je potrebno konstatirati kako spremnici energije još uvijek nemaju definiran položaj na tržištu, bilo kao proizvodna postrojenja, bilo kao potrošači energije, ili nešto treće. Potrebno je razviti odgovarajući regulatorni okvir kako bi se mogla pravilno valorizirati njihova uloga u modernom energetske sustavu.

Iz svega navedenoga može se zaključiti da distribuirani energetske izvori sa spremnicima energije i upravljivom potrošnjom objedinjeni mogu doprinjeti fleksibilnosti i održavanju stabilnosti elektroenergetskog sustava. Osim toga, mogu ostvariti dodatne prihode sudjelovanjem na tržištu pomoćnih usluga. To je moguće ako se adekvatno organiziraju, okrupne svoje proizvodne

kapacitete te tako postanu vidljivi na veleprodajnom tržištu električne energije. Jedna od mogućnosti koja se nameće takvim postrojenjima jesu tzv. virtualne elektrane. Virtualne elektrane distribuiranim energetske izvorima omogućavaju vidljivost na veleprodajnom tržištu električne energije te aktivnu i bitnu ulogu kako u vođenju elektroenergetskog sustava, tako i u reduciranju kapitalno intenzivnih investicija u infrastrukturu za prijenos i distribuciju električne energije.

U tom su kontekstu virtualne elektrane jedna od mogućnosti osnaživanja implementacije distribuiranih energetske izvora. Naime, mali proizvođači električne energije, što su u pravilu gotovo svi distribuirani energetske izvori, nemaju pristup veleprodajnom tržištu električne energije i ne mogu reagirati na cjenovne signale s tržišta. To znači da ne mogu prilagođavati svoju strategiju vođenja proizvodnog postrojenja tako da maksimiziraju svoj profit. Stoga, ako se mali proizvođači udruže, tj. okrupne svoje proizvodne kapacitete, postaju vidljivi na veleprodajnom tržištu električne energije i operator prijenosnog sustava može koristiti njihove usluge, primjerice pomoćne usluge. Time poprimaju aktivnu i bitnu ulogu kako u vođenju elektroenergetskog sustava, tako i u reduciranju kapitalno intenzivnih investicija u infrastrukturu za prijenos i distribuciju električne energije.

Virtualne elektrane, kako je spomenuto, predstavljaju udruživanje više manjih proizvođača električne energije, a pritom ne moraju svi proizvođači biti iste vrste, tj. posjedovati istu proizvodnu tehnologiju. Pojam se virtualnih elektrana prvi put susreće u Awerbuch, Preston (1997) gdje su virtualne elektrane definirane preko virtualnog uslužnog subjekta na sljedeći način: „Virtualni uslužni subjekt je subjekt koji omogućuje fleksibilnu suradnju neovisnih i tržištem vođenih sudionika koji osiguravaju učinkovitu energetske uslugu koju potražuju kupci tih usluga bez da nužno i posjeduju odgovarajuću imovinu. Kao što će virtualni uslužni subjekt iskoristiti prednosti novih tehnologija i osigurati odgovarajuće energetske usluge za kupce, tako će i preko ideje virtualne elektrane povezati različite tipove distribuiranih energetske izvora i pomoću napredne informacijske infrastrukture omogućiti efikasnije korištenje distribuiranih energetske izvora.“

Udruživanjem distribuiranih energetske izvora u virtualni subjekt, tj. u virtualne elektrane ostvaruju se određene prednosti, od kojih se kao najznačajnije mogu izdvojiti (Nosratabadi, Hooshmand, Gholipour, 2017 i Othmana, Hegazyb, Abdelaziza, 2017):

- smanjenje emisija u okoliš
- ušteda primarne energije goriva
- smanjenje gubitaka prilikom prijenosa i distribucije električne energije jer se većina proizvedene energije utroši lokalno

- povećanje apsorpcijske mogućnosti intermitentnih obnovljivih izvora energije (ponajprije fotonapon i vjetar) u distribucijsku elektroenergetsku mrežu, a manjim dijelom i u prijenosnu mrežu
- izbjegavanje kapitalno intenzivnih investicija u pojačanje prijenosnih i distribucijskih kapaciteta prijenosne, tj. distribucijske elektroenergetske infrastrukture
- mogućnost pružanja pomoćnih usluga
- povećanje sigurnosti opskrbe
- mogućnost aktivnog sudjelovanja manjih proizvođača električne energije na tržištu električne energije te definiranje strategija vođenje postrojenja sukladno tržišnim signalima.

Pri udruživanju distribuiranih energetske izvora u virtualne elektrane potrebno je osigurati da cjelokupni sustav bude tehnički izvediv i ostvariv, ekonomski održiv i energetske učinkovit. Virtualne elektrane predstavljaju jedan od načina da mala kogeneracijska postrojenja ostvare dodatni prihod na tržištu, maksimiziraju svoj profit, a ujedno doprinesu stabilnosti elektroenergetskog sustava.

6. MJERENJE RIZIKA NA TRŽIŠTIMA ENERGENATA

U posljednja dva desetljeća postoji stalno rastući interes javnosti za tržištima roba, kao što su metali, poljoprivredni proizvodi, te posebice energenti. Tijekom 20. stoljeća tržišta roba privlačila su pažnju mnogih istaknutih ekonomista kao što su Keynes, Working i Kaldor. Bez obzira na njihov interes tržišta roba ostala su premalo istražena i nedovoljno zastupljena u financijskoj literaturi. Istraživanje ponašanja cijena energenata doživjelo je renesansu u posljednjih nekoliko godina, kako zbog povećane volatilnosti cijena energenata, tako i zbog činjenice da cijene bilježe jasan dugoročan trend rasta koji će se nastaviti i u budućnosti. Budući da je svijet i dalje u krizi koja je započela 2007. godine, porast cijena ne može se pripisati njihovoj povećanoj potražnji na tržištima u razvoju, kao što su Kina, Indija i Brazil već puno više slabosti valuta u kojima su denominirane njihove cijene, posebice američkom dolaru, ali i euru. Uzimajući u obzir stagnaciju BDP-a u SAD-u i Europi, rast inflacije, stalne monetarne i fiskalne poticaje njihovih vlada, koji jedino doprinose sve većoj zaduženosti i guše slobodno poduzetništvo, neminovno je da će realna imovina, među kojima spada i energija, čak i ako se smanji potražnja za njima dugoročno rasti. Izdavanje novaca bez pokrića u obliku javnog duga od strane najvećih svjetskih gospodarstava izravno utječe na sve više cijene realnih dobara, ali i stvara stalno stanje krize zbog čega se izmjenjuju razdoblja rasta energenata zbog sve manje vrijednosti novca i razdoblja padova cijena energenata zbog perspektive manje potražnje za njima zbog neminovnog usporavanja svjetske ekonomije.

Potrebno je znati da je povijest cijena energenata prepuna razdoblja snažnih uzleta, ali i padova, sezonske volatilnosti, ekstremnih vremenskih pojava, geopolitičkih napetosti, osvajačkih ratova te stalnih pokušaja da pojedini privatni interesi u potpunosti dominiraju tržištima pojedinih energenata. Navedene karakteristike energenata predstavljaju barijeru ulasku novih igrača na ova tržišta. Fizička ograničenja vezana uz samu isporuku i skladištenje energenata, koje je kod pojedinih energenata nemoguće, čini spot trgovinu energentima iznimno zahtjevnom, a u mnogim slučajevima i neizvedivom. Do prije nekoliko godina malim investitorima bilo je gotovo nemoguće sudjelovati na ovim tržištima sve do pojave ETF-ova (exchange traded futures). Tržište energenata često je složenije od globalnog tržišta vrijednosnih papira budući da se cijene energenata ne formiraju samo temeljem ponude i potražnje nego često na cijenu utječu veliki igrači koji dominiraju tržištem, niska likvidnost te dugo vremensko razdoblje između odluke o proizvodnji i stvarne raspoloživosti energenta. Osim volatilnosti cijena karakteristika tržišta energenata je i iznimna volatilnost u volumenima trgovanja. Ovisno o gospodarskim ciklusima, stanju na tržištu vrijednosnih papira i geopolitici izmjenjuju se razdoblja u kojima volumeni i cijene energenata doživljavaju svoje uzlete i padove.

6.1. Tržište energenata

Promptno (spot) tržište

Promptno (spot) tržište energenata prvenstveno zadovoljava funkciju kliringa odnosno likvidnosti učesnika na tržištu, a u manjoj mjeri zaštitu od robnog rizika i špekulativnih motiva. Klirinška funkcija određena je obujmom i strukturom međunarodne razmjene roba i usluga, posebice industrijskih proizvoda, vremenskim prilikama, globalnom geopolitičkom situacijom te ostalim međunarodnim transakcijama. Bit spot tržišta je u realizaciji transakcije za prodavatelja u trenutku predaje svojoj banci izvoznog dokumenta o potraživanju prema ino partneru. Važno je i da izvozni dokumenti imaju neposredno dospijeće, tako da i banka može promptno izvršiti naplatu na tržištu. Između banaka transakcije se realiziraju na bazi spot aranžmana. Spot devizni aranžmani podrazumijevaju efektivnu realizaciju u roku dva radna dana. Tako npr. spot ugovor koji je dogovoren u četvrtak u Parizu neće biti realiziran do sljedećeg ponedjeljka (francuske banke ne rade subotom i nedjeljom). Upravo zbog ovih vremenskih pomaka dolazi do robnog rizika na spot tržištu.

Kako sudionici na tržištu postaju sve nesigurniji u razinu cijene energenta po kojem mogu pokriti svoju otvorenu poziciju nastalu pri zaključivanju određenog ugovora, tražit će se viši profit kako bi se podnio dodatni rizik. Očekivanja veće nesigurnosti i promjenjivosti cijena očituju se u široj bid-ask marži.

Terminsko (forward) tržište

Ovo tržište obuhvaća transakcije koje se efektivno realiziraju tek u narednom vremenskom razdoblju. Forward aranžmani se zasnivaju na instrumentima koji dospijevaju za 30, 90 ili 180 dana. Ovakvi aranžmani se ugovaraju u uvjetima kada prodavatelj prodaje robu trgovinskom partneru s klauzulom odgođenog plaćanja ili komercijalnog kredita, kao i u slučaju kada kupac kupuje s klauzulom odgođenog plaćanja. Da bi se zaštitili od robnog rizika, prodavatelji i kupci mogu sa svojim bankama ugovoriti forward transakcije koje označavaju ugovaranje uvjeta u sadašnjem, a realizaciju u budućem razdoblju. Cijena energenta kao glavna komponenta uvjeta kupoprodaje određuje se u sadašnjem trenutku, dok se realizacija posla povezuje s rokom dospijeća instrumenta.

Prodavatelji se forward transakcijama štite od gubitaka u slučaju pada cijene energenta u razdoblju realizacije naplate potraživanja, a kupci se zaštićuju od gubitaka u uvjetima očekivanja porasta cijene energenta u određenom razdoblju. Forward ugovor između banke i klijenta označava isporuku na

određen budući datum te određene količine energenta po unaprijed određenoj cijeni.

Forward ugovori se vrednuju u obliku diskonta ili premije na spot cijenu. Ova razlika među cijenama naziva se swap cijena. Energent se prodaje uz forward diskont ukoliko je forward cijena ispod sadašnje spot cijene. Energent se prodaje uz forward premiju ukoliko je forward cijena iznad sadašnje spot cijene. Ukoliko je spot cijena nafte 90 US\$, a njezina forward cijena 85 US\$, nafta se prodaje uz diskont od 5 US\$ (90 – 85). Drugi način izražavanja premije ili diskonta jest izračunavanje u obliku postotnog odstupanja od spot cijene:

$$\boxed{\text{Forward premija}} = \boxed{\frac{\text{Forward cijena} - \text{Spot cijena}}{\text{Spot cijena}}} \times \boxed{\frac{12}{\text{Dužina forwarda u mjesecima}}}$$

Nafta s dospijecom za 3 mjeseca prodaje se uz 5,56% diskonta:

$$\begin{array}{l} \text{Forward} \\ \text{diskont} \end{array} = \frac{85 - 90}{90} \times \frac{12}{3} = -0,0555$$

Swap cijena se može konvertirati u forward cijenu dodavanjem premije ili oduzimanjem diskonta od spot cijene. Kako swap cijena ispred sebe ne nosi plus ili minus oznake, da li se forward cijena prodaje uz diskont ili premiju, određuje se na sljedeći način:

Kada je ponuđena(bid) forward cijena niža od zahtijevane(offer) forward cijene, forward ugovor se prodaje uz premiju i razliku treba dodavati na spot cijenu kako bi se dobila forward cijena.

Kada je ponuđena(bid) forward cijena viša od zahtijevane(offer) forward cijene, forward ugovor se prodaje uz diskont i razliku treba oduzimati od spot cijene kako bi se dobila forward cijena.

Marže na forward tržištu su odraz dubine tržišta za pojedinu robu (volumen transakcija) kao i rizika povezanih sa forward ugovorima. Budući da su predviđanja o daljim budućim cijenama manje sigurna od onih bližeg datuma, rizik se povećava s produljivanjem roka dospijeca forward ugovora. Brokeri zahtijevaju veće marže između kupovne i prodajne cijene roba (spread) produžavanjem roka dospijeca forward ugovora kako bi kompenzirali povećani rizik. Povećana nepredvidivost budućih spot cijena roba može smanjiti broj sudionika na tržištu. Takva plitkost tržišta pridonosi još većim maržama između kupovne i prodajne cijene što reflektira povećani

rizik brokera ukoliko on zauzima i samo privremenu poziciju na forward tržištu. Na plitkom tržištu zauzimanje čak i privremene pozicije može nositi veliki rizik ukoliko se određena roba ne može prodati osim uz poveći diskont.

6.2. Mjerenje robnog rizika

Među najpoznatijim i najrasprostranjenijim pristupima mjerenja robnih rizika jesu:

- analiza osjetljivosti (Sensitivity analysis)
- testiranje ekstremnih događaja (Stress testing)
- testiranje scenarija (Scenario testing) i
- rizična vrijednost (Value at Risk - VaR)

Analiza osjetljivosti

Analiza osjetljivosti je korisna mjera koja na jednostavan i brz način pokazuje kako promjene na tržištu mogu utjecati na vrijednost portfolija roba. Analiza osjetljivosti predstavlja promatranje promjene vrijednosti portfolija (P) ukoliko dođe do male promjene određenog faktora rizika (f). Faktori rizika predstavljaju tržišne varijable iz kojih se mogu dobiti vrijednosti svih vrijednosnica na tržištu. Glavni faktori rizika jesu: valutni tečajevi, kamatne stope, tržišni indeksi, cijene roba, volatilitet te forward cijene svakog od ovih faktora. Osjetljivost predstavlja tri različite, a opet slične stvari, tako da se osjetljivost može izračunati kao:

- a) relativnu promjenu
- b) prvu derivaciju
- c) najbolju linearnu aproksimaciju

a) Relativna promjena predstavlja promjenu u vrijednosti portfolija (P) prilikom male promjene faktora rizika (ϵ), dijeljeno s promjenom faktora rizika, tako da:

$$\text{Osjetljivost} = \frac{P(f + \epsilon) - P(f)}{\epsilon}$$

b) Prva derivacija predstavlja vrijednost relativne promjene kada ϵ teži nuli:

$$\text{Osjetljivost} = \left[\frac{P(f + \epsilon) - P(f)}{\epsilon} \right]_{\epsilon \rightarrow 0} = \frac{\partial P}{\partial f}$$

c) Linearna aproksimacija predstavlja osjetljivost koja najbolje zadovoljava jednadžbu:

$$P(f + \varepsilon) = P(f) + \varepsilon \times \text{Osjetljivost}$$

Osjetljivost portfolija koja sadrži samo jednu vrstu energenta prema promjeni njene cijene jednostavno je količina te robe ili broj ugovora na tu robu (N) pomnoženo sa promjenom cijene ∂S .

$$P = N \times S$$

$$\frac{\partial P}{\partial S} = N \times \frac{\partial S}{\partial S} = N$$

$$\partial P = N \times \partial S$$

Primjer: Ukoliko posjedujemo 120 barela Brent nafte, a njena cijena poraste za 9 US\$, zarada iznosi 1.080 US\$ ($120 \times 9 = 1.080$). Ukoliko portfolio sadrži više roba, osjetljivost se računa u odnosu na svaku pojedinu robu. Moguće je napraviti i korelacijsku analizu koja je veoma slična izračunavanju beta koeficijenta za dionice te nam pokazuje kako bi se vrijednost cijelog portfolija promijenila uslijed promjena najznačajnijih energenata. Budući da je broj energenata s kojima se aktivno trguje relativno malen, uobičajno u praksi nema potrebe za ovim pristupom nego se promjena svakog energenta promatra pojedinačno.

Mjera osjetljivosti može se primijeniti i za portfolio obveznica, dionica, valuta i derivata. Mjerenje rizika osjetljivošću daje dobre aproksimacije za vrijednost portfolija u slučaju malih promjena faktora rizika. Ukoliko su promjene u faktorima rizika veće, kao što je to slučaj u financijskim krizama, linearna mjera osjetljivosti ne daje zadovoljavajuće rezultate i potrebno ju je izbjegavati.

Testiranje ekstremnih događaja

Pri testiranju ekstremnih događaja simuliraju se velike promjene faktora rizika, te se pri svakoj takvoj promjeni faktora rizika vrši potpuno vrednovanje portfolija i bilježe procijenjeni gubici. Svrha testiranja je utvrđivanje jasne mjere rizika koja se jednostavna razumije. Nakon provedenog testiranja ekstremnih događaja može se sa sigurnošću tvrditi: ako se npr. cijena nafte promijeni za 3%, poduzeće će izgubiti 10 milijuna kuna, a ako se promijeni za 5%, poduzeće će izgubiti 20 milijuna kuna. Obično se veličine promjena faktora rizika standardiziraju kako bi se testiranje ekstremnih događaja moglo uniformno provoditi u svim dijelovima organizacije te kako bi rezultati bili svima razumljivi. Pri provođenju

testiranja važno je utvrditi koji faktori se kreću samostalno, a koji ovisno jedan o drugome, kako bi testiranja bila što realnija. Grupiranje roba je uobičajna praksa kada se radi o robama koje imaju slična svojstva, upotrebu i slično geografsko porijeklo, a ne predstavljaju značajniji dio portfelja. Negativna strana grupiranja roba leži u našoj pretpostavci da bi pozicija u jednom energentu savršeno poništila gubitke u poziciji suprotnog predznaka drugog energenta, npr. kerozin u odnosu na benzin. Investitor se izlaže ozbiljnom riziku da u potpunosti zanemari mogućnost međusobnog nekoreliranog kretanja sličnih energenata.

U konstruiranju testiranja ekstremnih događaja prisutni su sljedeći koraci:

- a) Određivanje sveukupnog seta tržišnih faktora koji bi mogli utjecati na vrijednost portfolija.
- b) Odlučivanje o tome koje se faktore može grupirati, a koje treba pratiti zasebno.
- c) Odlučivanje o tome kolika promjena je potrebna kako bi se testirao svaki od faktora rizika. Obično se uzima četiri do šest standardnih devijacija od promjena dnevnih vrijednosti faktora rizika.
- d) Primjena vrijednosnih promjena na faktore rizika.
- e) Vrednovanje svih pozicija na koje su utjecale promjene u faktorima rizika. Promjena cijene određene robe djelovat će na spot cijene, terminske cijene, opcije na robe te vrijednost vrijednosnica kao što su dionice i obveznice tvrtki koje su u svom poslovanju izložene toj robi. Za vrednovanje portfolija potrebno je koristiti potpune, nelinearne modele vrednovanja tako da se vrijednost robnih opcija treba preračunati koristeći potpuni model vrednovanja, a ne samo linearne aproksimacije.
- f) Izvještavanje o promjenama vrijednosti portfolija svedeno na sadašnju vrijednost.

Uz sve zabilježene koristi, testiranje ekstremnih događaja ima i nekoliko bitnih nedostataka:

- Testovi daju velike količine podataka, ali ne ukazuju izravno na to koja od testiranih promjena predstavlja najveći problem za investitora.
- Smjer i jačina promjena rizičnih faktora nisu nužno vezani uz vjerojatnost nastanka takvih događaja.
- Testovi se zasnivaju na pretpostavci da je korelacija između pojedinih faktora rizika nula ili jedan tj. da se kreću neovisno jedan o drugom ili simultano. Ovakav pristup može značajno iskriviti sliku stvarnog rizika kojemu se izlaže svaki investitor.

Testiranje scenarija

Testiranje scenarija je veoma slično testiranju ekstremnih događaja po tome što oba pristupa koriste predodređene promjene u faktorima rizika i potom ocjenjuju promjene vrijednosti promatranog portfolija. Za razliku od testiranja ekstremnih događaja, pri testiranju scenarija promjene u faktorima rizika subjektivno su određene i oblikovane kako bi opisivale određeni razvoj događaja na financijskom tržištu. Pri stvaranju scenarija koriste se subjektivna mišljenja kako bi se testirao skup «najgorih» scenarija. Svaki scenarij odgovara određenoj vrsti tržišnog rizika, kao što je npr. pad vrijednosti američkog dolara, recesija u Kini, rat na Bliskom istoku itd. Uobičajno se testira 5-10 scenarija. Scenariji se generiraju iz tri izvora: prethodne krize, sadašnjeg portfolija te mišljenja stručnjaka.

U slučaju kada se scenarij temelji na događajima iz prošlosti, putem testiranja se daje odgovor na pitanje: što bi se dogodilo s vrijednošću portfolija ukoliko bi se ti događaji ponovili danas.

Kada se scenariji temelje na sadašnjem portfoliju, promatra se sastav portfolija i traži se odgovor na pitanje koji bi događaj najviše naštetio našem portfoliju.

Ukoliko se scenariji temelje na mišljenju stručnjaka, zaposlenici tvrtke mogu testirati svoje najveće strahove s obzirom na njihovo poslovno okruženje.

Nakon što je svaki scenarij odabran, potrebno je procijeniti kako će se svi faktori rizika mijenjati u tom scenariju. Na primjer, scenarij recesije u SAD-u imao bi posljedice na tržišta kapitala u SAD-u, Aziji i Europi. Taj učinak bi se prelio na industrijsku proizvodnju, a time i na potražnju za energentima, što bi izravno utjecalo na cijene energenata. Ukoliko se svi ovi faktori rizika pomiču, u takvom scenariju implicitno se pretpostavlja koreliranost između tih faktora.

U konstruiranju testiranja scenarija prisutni su sljedeći koraci:

- a) Izbor 5-10 scenarija koji mogu značajno utjecati na cijene energenata. Potrebno je procijeniti promjene u svakom faktoru rizika temeljem scenarija. Procjena promjena faktora rizika može se temeljiti na mišljenju stručnjaka ili na povijesnim podacima prijašnjih kriza.
- b) Portfolio se vrednuje za svaki scenarij koristeći potpuni, nelinearni model vrednovanja.
- c) Portfolio se svakodnevno podvrgava testovima kako bi se pratilo koliko se može izgubiti prema svakom pojedinom scenariju.
- d) Scenariji se trebaju revidirati nekoliko puta na godinu, ili češće ako to situacija na tržištu zahtijeva.

Iako testiranje scenarija nosi velike koristi te se preporučuje njihova primjena, ipak kao samostalna mjera rizika posjeduje nekoliko ozbiljnih nedostataka:

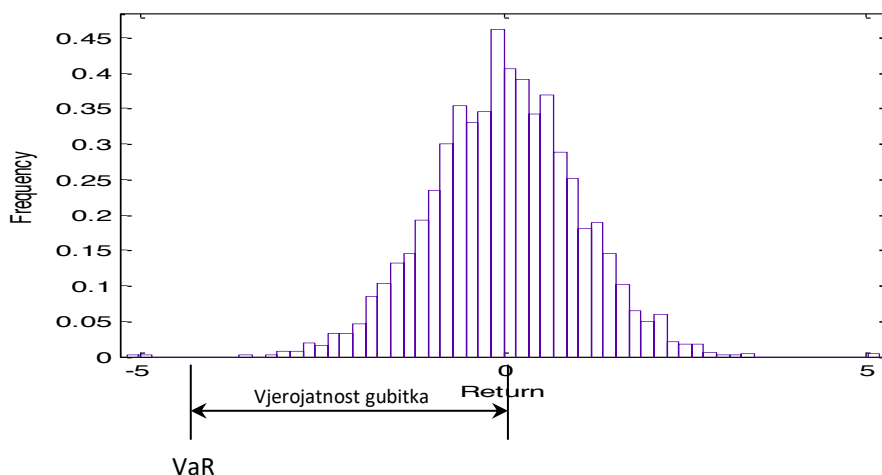
- testiranje je veoma zahtjevno i zahtijeva puno vremena,

- moguće je testirati samo ograničeni broj scenarija,
- veličine promjena se određuju subjektivno,
- moguć je sukob interesa budući da je osoba koja trguje, i na taj način izlaže instituciju rizicima, ista osoba koja će sudjelovati na testiranju scenarija kao stručnjak za svoje područje djelovanja.

6.3. Rizična vrijednost (Value at Risk - VaR)

Jedno od najvažnijih postignuća u upravljanju rizicima u posljednjih dvadesetak godina jeste primjena novih mjera rizika koje su posebno oblikovane za mjerenje i agregiranje različitih rizičnih pozicija. Premda ove mjere dolaze u različitim institucionalno-specifičnim oblicima, sve imaju jednu zajedničku temeljnu definiciju koja se sastoji od tri elementa: VaR se općenito definira kao najveći mogući gubitak za određenu poziciju ili portfolijo unutar zadane razine vjerojatnosti tijekom određenog vremenskog razdoblja. Grafički prikaz koncepta VaR-a može se vidjeti na Slici 68.

Slika 68.: Rizična vrijednost (VaR)



Izvor: Autori

Najšire prihvaćena definicija VaR-a data je od strane Linsmeiera i Pearsona (2000, 48):

„Rizična vrijednost (eng. Value at Risk - VaR) je jedinstvena, sumarna, statistička mjera mogućih gubitaka portfolija uslijed uobičajenih tržišnih kretanja. Gubici veći od VaR-a događaju se uz točno određenu vjerojatnost. VaR agregira sve rizike portfolija u jedinstven broj prikladan za

predstavljanje upravi tvrtke, regulatoru ili objavljivanju u godišnjem izvješću. To je jednostavan način kojim se opisuje veličina vjerojatnih gubitaka portfolija.“

Za organizacije koje razmišljaju o uvođenju VaR-a kao mjere rizika pomalo je zbunjujuće da iako sve tvrtke počinju s istom općom definicijom, same metode izračuna kao i konačni rezultati mogu se znatno razlikovati. Iako se kod mjerenja tržišnog rizika nazire konvergencija u načinima izračuna VaR-a, kod kreditnog i operativnog rizika ovaj proces je tek u samom začetku. Razlike u tehničkim detaljima primjene posljedica su razlika u teorijskim pretpostavkama, razlika u primijenjenim sustavima tvrtke, te institucionalnog i strateškog konteksta u kojem se izračuni vrše. Šarolikost različitih metoda samo naglašava potrebu za pažljivom procjenom prednosti i nedostataka različitih metoda prilikom odluke koja je metoda najprikladnija za određenu tvrtku. Iako su tehnike mjerenja VaR-a postale prihvatljive za široku lepezu različitih vrsta rizika (npr. tržišni, kreditni, operativni i strateški), u ovoj knjizi naglasak je stavljen na tržišni rizik, odnosno pozicijski rizik.

Kako se ova metoda mjerenja rizika može naći pod mnogim imenima (Bankers Trust koristi naziv Capital at Risk (CaR), J.P. Morgan Value at Risk (VaR) i Daily Earnings at Risk (DEaR), neke organizacije koriste nazive Dollars at Risk (DaR) i Money at Risk (MaR)), svima je zajednička osnova da kombiniraju osjetljivost portfolija na promjene na tržištu s vjerojatnošću nastanka određenog događaja. VaR metoda mjerenja tržišnog rizika trenutačno predstavlja najbolju dostupnu tehniku mjerenja rizika. Kao takvu prihvatio ju je i Baselski komitet za bankovnu superviziju, te je postala industrijski standard za mjerenje tržišnih rizika.

Početak osamdesetih godina prošlog stoljeća vodeće financijske institucije započele su razvoj internih modela za mjerenje tržišnih rizika. Najpoznatiji od tih sustava je RiskMetrics sustav koji je razvila investicijska banka J.P.Morgan. Tehnički dokument koji u potpunosti opisuje funkcioniranje ovog sustava javno je objavljen 1994. godine i zbog svoje široke rasprostranjenosti postao je industrijskim standardom. VaR metodologija koju primjenjuje RiskMetrics sustav temelji se na modernoj portfolio teoriji koristeći procjene standardnih devijacija i koeficijente korelacija vrijednosnica kako bi se procijenio njihov rizik. Iako je teorija na kojoj se temelji RiskMetrics sustav prilično poznata u financijskim krugovima, osposobljavanje ovakvog sustava mjerenja rizika zahtijevalo je mnogo napornog rada u smislu određivanja standarda i konvencija ulaznih podataka, sakupljanja baza podataka, usuglašavanja statističkih pretpostavki, procedura potrebnih za mjerenje volatilnosti i korelacija te rješavanje mnogih drugih tehničkih i teorijskih pitanja. Paralelno s istraživanjima J.P.Morgana i druge institucije su razvijale svoje interne modele. Modeli koje su te tvrtke razvile međusobno se značajno razlikuju, iako se temelje na sličnim teorijskim postavkama. Većina razlika među modelima nalazi se u pristupu obrade

ulaznih podataka, postupcima predviđanja volatilnosti i korelacije, pretpostavki teorijskih distribucija itd. Usporedno s ovim parametarskim pristupima ocjeni VaR-a pojavili su se i modeli koji se ne temelje na modernoj portfolio teoriji, kao što je procjena VaR-a povijesnom simulacijom ili Monte Carlo simulacijama. Do 1994. godine svi interni modeli bili su čuvani u strogoj tajnosti, kako konkurencija ne bi mogla koristiti rezultate istraživanja. J.P.Morgan se 1994. godine odlučio na drastičan potez i javno objavio način funkcioniranja svog sustava za mjerenje tržišnih rizika te je omogućio slobodan pristup putem Interneta do svojih baza podataka i sustava. Nakon toga uslijedilo je naglo širenje VaR modela koje su osim investicijskih banaka počele koristiti i komercijalne banke, mirovinski fondovi, osiguravajuća društva, pa čak i nefinancijske organizacije.

Razvojem VaR sustava mjerenja rizika jasno su se diverzificirala tri glavna načina mjerenja VaR-a i to:

- Neparametarski VaR,
- Parametarski VaR i
- Monte Carlo simulacija

Iako se ova tri pristupa izračunu VaR-a razlikuju i često daju različite rezultate, zajednička su im neka ograničenja i karakteristike. Svaki od pristupa koristi faktore rizika. Praćenjem kretanja malog broja faktora rizika, kao što su kamatna stopa, intervalutni tečajevi, volatilnosti itd. moguće je izračunati vrijednosti tisuća vrijednosnica koje se nalaze na tržištima kapitala. Sva tri pristupa izračuna VaR-a koriste povijesnu distribuciju promjena cijena na tržištu kako bi odredili odgovarajuću distribuciju za dobivene podatke. Zbog ovog pristupa sve tri metode suočavaju se s problemom izbora vremenskog horizonta iz kojeg će koristiti povijesne podatke. Problem se javlja zbog nemogućnosti istovremenog zadovoljenja dva ekstrema kojima se teži. S jedne strane želi se uzeti dovoljno dugo povijesno razdoblje, tako da dobiveni podaci u sebi sadrže rijetke i ekstremne događaje koji najčešće i uzrokuju najozbiljnije gubitke. S druge strane, budući da se VaR-om želi predvidjeti buduća distribucija povrata, potrebno je koristiti najnovije tržišne podatke koji ocrtavaju najnovija kretanja na tržištima. Kako je za sada nemoguće pomiriti ova dva cilja, potrebno je pronaći odgovarajući kompromis. U nastavku su ukratko prikazana opća obilježja svaka od tri pristupa izračunu VaR-a.

6.3.1. Parametarska metoda

Glavna razlika među brojnim VaR metodama odnosi se na procjenu distribucije koja adekvatno opisuje prinose zauzetih pozicija na financijskom tržištu. Najčešće korišteni VaR modeli u svijetu su parametarski i unaprijed

pretpostavljaju određenu teorijsku distribuciju predmetne varijable (cijena robe, cijena dionica, kamatne stope itd.). Prilikom korištenja parametarskih pristupa potrebno je uzeti u obzir statističku distribuciju i vrstu podataka na koju se ona primjenjuje. Parametarski VaR se najlakše može izračunati pod pretpostavkom da su aritmetički povrati normalno distribuirani s aritmetičkom sredinom μ_r i standardnom devijacijom σ_r . Za izračun VaR-a potrebno je izračunati kritičnu vrijednost r_t , r^* , tako da je vjerojatnost da r_t premašuje r^* jednaka izabranoj razini vjerojatnosti (Dowd, 2002, 42):

$$r^* = \mu_r + \alpha_{cl}\sigma_r \quad (1)$$

gdje je α_{cl} vrijednost površine ispod normalne distribucije koja odgovara određenoj razini vjerojatnosti. Dakle, za odabranu razinu vjerojatnosti cl , α_{cl} je površina ispod normalne krivulje takva da se $1 - cl$ vjerojatnosti nalazi na lijevo, a cl vjerojatnosti na desno od te vrijednosti. Na primjer, pri normalnoj distribuciji ako je razina vjerojatnosti 99% , vrijednost α_{cl} je 2.33 (Kohler, 1994, 912). Prinos r_t izračunava se kao vrijednost gubitka/dobitka podijeljenog s prijašnjom vrijednošću imovine, P_{t-1} (Dowd, 2002, 42):

$$r_t = (P_t - P_{t-1})/P_{t-1} \quad (2)$$

Iz toga se izvodi odnos između r^* , kritične vrijednosti P_t , P^* - vrijednosti koja odgovara gubitku jednakom VaR-u, kao i samog VaR-a:

$$r_t^* = (P^* - P_{t-1})/P_{t-1} = -VaR/P_{t-1} \quad (3)$$

Umetanje jednadžbe (1) u jednadžbu (3) daje jednadžbu za izračun VaR-a (Dowd, 2002, 42):

$$VaR = -(\mu_r + \alpha_{cl}\sigma_r)P_{t-1} \quad (4)$$

Nažalost, ovaj pristup dozvoljava da vrijednost imovine P_t , može postati i negativna. Ovaj nedostatak moguće je izbjeći ako se koriste geometrijski (logaritamski) prinosi umjesto aritmetičkih prinosa. Za logaritamske prinose kritična vrijednost R , R^* , što predstavlja analogiju r^* , glasi:

$$R^* = \mu_R + \alpha_{cl}\sigma_R \quad (5)$$

Kritična vrijednost P^* (tj. vrijednost P_t koja odgovara gubitku jednakom VaR-u), dobiva se kao (Dowd, 2002, p. 43):

$$\begin{aligned} R^* &= \ln P^* - \ln P_{t-1} \Rightarrow \ln P^* = R^* + \ln P_{t-1} \\ \Rightarrow P^* &= \exp [R^* + \ln P_{t-1}] = \exp [\mu_R + \alpha_{cl}\sigma_R + \ln P_{t-1}] \\ \Rightarrow VaR &= P_{t-1} - P^* = P_{t-1} - \exp [\mu_R + \alpha_{cl}\sigma_R + \ln P_{t-1}] \end{aligned} \quad (6)$$

Formula daje logaritamski VaR koji je u skladu s normalno distribuiranim geometrijskim prinosima. Lognormalni VaR je atraktivan zbog ograničavanja maksimalnog gubitka na visinu početnog uloga. Lognormalni VaR nikada ne može premašiti P_{t-1} , jer je gubitak ograničen vrijednošću P_{t-1} , što je poželjno svojstvo budući da garantira da investitor ne može izgubiti više od uloženog iznosa.

6.3.2. VaR s normalnom distribucijom

Najčešće korištena distribucija u financijama je normalna (Gaussova) distribucija, zbog teoretskog uporišta u centralnom graničnom teoremu (CGT)¹⁴. Normalna distribucija se često koristi u slučajevima kada je važna srednja vrijednost uzoraka, tj. kada su važni kvantili i vjerojatnosti blizu samog središta distribucije. Slučajna varijabla (X) je normalno distribuirana s aritmetičkom sredinom μ i varijancom σ^2 ako je vjerojatnost da vrijednost x , koja je funkcija $f(x)$ -a, slijedi funkciju vjerojatnosti (Šošić, Serdar, 1997, 248):

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2} \frac{(x - \mu)^2}{\sigma^2}\right) \quad (7)$$

gdje je X definiran za $-\infty < x < \infty$

Svaka slučajna varijabla X koja je normalno distribuirana može se pretvoriti u standardiziranu normalnu slučajnu varijablu (Z) ako se varijabla X linearno transformira u $X = \mu + z\sigma$:

$$Z = \frac{x - \mu}{\sigma} \quad X \sim N(\mu, \sigma^2) \quad Z \sim N(0,1) \quad (8)$$

Aritmetička sredina standardizirane normalne distribucije jednaka je 0, a standardna devijacija je jednaka 1. Uz pomoć standardizirane varijable Z , standardizirana normalna distribucija može se izraziti kao:

$$f(Z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2} Z^2\right) \quad (9)$$

¹⁴ Prema CGT-u srednje vrijednosti uzoraka slučajne varijable s nepoznatom distribucijom su asimptotski normalno distribuirane.

te ne ovisi o nepoznatim parametrima μ i σ . Rezultat je iznimno jednostavan izračun vjerojatnosti svake vrijednosti varijable X pomoću linearne transformacije u Z . Vjerojatnost da se vrijednost Z nalazi u intervalu $[z_x; z_y]$ je:

$$P(z_x < Z \leq z_y) = \int_{z_x}^{z_y} f(z) dz = F(z_y) - F(z_x) \quad (10)$$

Radi utvrđivanja položaja određene vrijednosti varijable (x) u nizu podataka primjenjuje se standardizirana vrijednost varijable – z (Z -score). Svaka se varijabla x može svesti na standardiziranu ako se obilježje X linearno transformira u $X = \mu + z\sigma$. Standardizirano obilježje predstavlja odstupanje vrijednosti varijable (x) od aritmetičke sredine te varijable izraženo u jedinicama standardne devijacije.

$$z_i = \frac{x_i - \mu}{\sigma} \quad i = 1, 2, \dots, N$$

Iz prethodne jednadžbe je vidljivo da je standardizirano obilježje (z) linearna transformacija vrijednosti varijable x . Standardizirana varijabla (x) ima aritmetičku sredinu jednaku nuli ($\mu = 0$), a standardnu devijaciju jednaku jedan ($\sigma = 1$)¹⁵. Vrijednost (z) može poprimiti pozitivne i negativne vrijednosti. U većini postojećih sustava vrijednosti numeričkih varijabli najčešće se nalaze unutar tri standardne devijacije na lijevu ili na desnu stranu od aritmetičke sredine te se u tom rasponu nalaze gotovo sve vrijednosti određene varijable. Za pouzdanu aproksimaciju vjerojatnosti koja odgovara odrađenom opažanju, a nije normalno distribuirana, može se primijeniti pravilo Čebiševa koje kaže da najmanja proporcija članova bilo koje populacije u intervalu $\mu \pm k\sigma$, $k > 1$, iznosi:

$$P = 1 - \frac{1}{k^2}$$

Prema pravilu Čebiševa raspon od $\mu \pm 2\sigma$ obuhvaća najmanje 75% svih vrijednosti varijable (x), a raspon od $\mu \pm 3\sigma$ najmanje 88,89% svih vrijednosti varijable (x).

¹⁵ Za dokaz ove tvrdnje pogledati: Watson, J. C. et al. (1990) *Statistics for Management and Economics*, 4. izdanje, Boston: Allyn and Bacon, i Šošić, I., Serdar, V. (1994) *Uvod u statistiku*, Zagreb: Školska knjiga

Normalna distribucija pruža jednostavan odgovor na pitanje kolika je vjerojatnost događaja pri određenom kvantilu¹⁶. Pretpostavka da su gubici/dobici normalno distribuirani ima tri veoma bitne prednosti prema svim ostalim distribucijama i mnogostruko pojednostavljaju postupak izračuna VaR-a:

1. Normalna distribucija je reprezentativna u uvjetima kada se može primijeniti teorem centralne tendencije.
2. Normalna distribucija daje jednostavne formule za kumulativne vjerojatnosti kao i za vrijednosti kvantila:
 - Kumulativna gustoća normalne distribucije izračunava vjerojatnost da vrijednost varijable (x) bude jednaka ili manja od unaprijed zadane vrijednosti X (integral od x do - b).

$$\text{Vjerojatnost}(x \leq X) = f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{(x-\mu)}{\sigma}\right)^2\right] dx$$

- Vrijednost kvantila izračunava kvantil koji odgovara razini vjerojatnosti (s)¹⁷.

$$X_s = \mu + \alpha_s \sigma$$

3. Kako bi se odredila normalna distribucija, potrebna su samo dva parametra – aritmetička sredina i varijanca.

Budući da normalna distribucija koristi samo aritmetičku sredinu i standardnu devijaciju varijable kako bi opisala cjelokupnu distribuciju, njena primjena je veoma jednostavna (Gujarati, 2003, 888). Treći moment normalne distribucije, mjera asimetrije, jednaka je nuli (tj. normalna distribucija je simetrična), a četvrti moment - kurtosis (koji mjeri debljinu repa distribucije) iznosi 3.¹⁸ Pretpostavka normalne distribucije ima dodatnu prednost što omogućuje jednostavnu i pouzdanu procjenu svojih parametara. Pod pretpostavkom normalne distribucije metoda najmanjih kvadrata (OLS) dat će najbolju neovisnu linearnu procjenu parametara (BLUE), jednaku onoj dobivenoj metodom maksimalne vjerojatnosti (maximum likelihood – ML)

¹⁶ Kvantili su vrijednosti numeričke varijable koji niz uređen po veličini dijele na q jednakih dijelova. Broj kvantila p je za jedan manji od njegova reda q. (Više o tome: Šošić, I., Serdar, V. (1994) *Uvod u statistiku*, Zagreb: Školska knjiga)

¹⁷ Najniža vrijednost varijable koja se može očekivati uz određenu razinu vjerojatnosti

¹⁸ U većini statističkih i ekonometrijskih softverskih paketa, zbog jednostavnije interpretacije, jednadžba za izračun kurtosisa modificirana je kako bi iznosila 0 (κ - 3).

(Davidson, MacKinnon, 2004, 399). Kako bi izračunali VaR pri željenoj razini vjerojatnosti, uz pretpostavku normalne distribucije, potrebno je procijeniti samo μ i σ (Dowd, 2002, 78):

$$VaR = \alpha_{cl}\sigma_r - \mu_r \quad (11)$$

Jedna od prednosti parametarskog pristupa jeste u činjenici da formule za dobivanje VaR-a omogućuju procjenu rizika pri bilo kojoj razini vjerojatnosti i za bilo koje razdoblje držanja. Ako su μ_r i σ_r aritmetička sredina i standardna devijacija promatranih prinosa tijekom određenog razdoblja (npr. trgovinskog dana), tada aritmetička sredina i standardna devijacija tog vremenskog niza tijekom hp takvih razdoblja iznose (Dowd, 2002, 79):

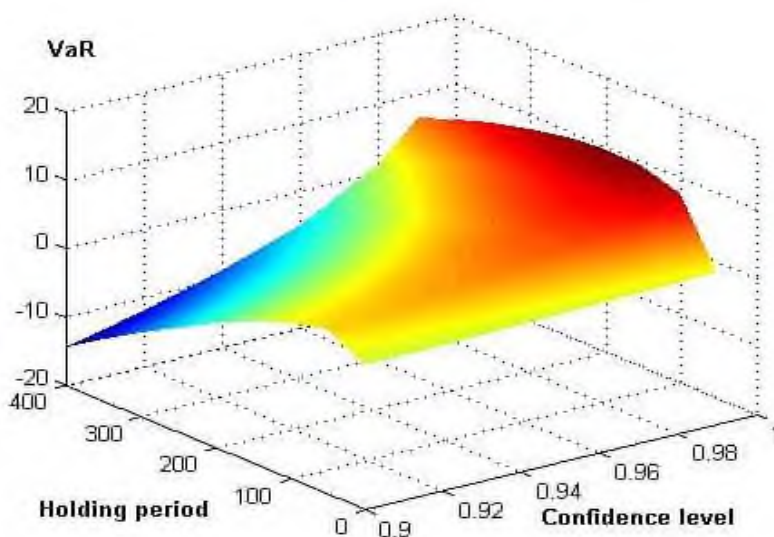
$$\mu_r(hp) = hp \mu_r \quad \sigma_r^2(hp) = hp \sigma_r^2 \rightarrow \sigma_r(hp) = \sqrt{hp} \sigma_r \quad (12)$$

Umetanjem jednadžbe 12 u jednadžbu 11 dobiva se formula za VaR tijekom proizvoljnog razdoblja držanja hp i razine vjerojatnosti cl :

$$VaR(hp, cl) = \alpha_{cl} \sqrt{hp} \sigma_r - hp \mu_r \quad (13)$$

Ova formula uvelike pojednostavljuje izračun VaR-a u slučajevima kada su poznate vrijednosti σ_r i μ_r . Iz jednadžbe je vidljivo da VaR raste sa željenom razinom vjerojatnosti. Međutim, učinci razdoblja držanja su dvojaki, budući da povećanje vremena držanja povećava VaR putem prvog člana jednadžbe, ali ga i smanjuje preko drugog člana jednadžbe. Budući da se prvi član odnosi na σ_r a drugi na μ_r , učinci povećanja vremena držanja na VaR ovise o odnosnim veličinama μ_r i σ_r . Kako prvi član raste s drugim korijenom iz vremena držanja, a drugi član proporcionalno s vremenom držanja, s povećanjem vremena držanja drugi član postaje sve važniji. Poučno je sagledati cjelokupnu površinu VaR-a, budući da sadrži mnogo više informacija od procjena pojedinačnih vrijednosti. Površina normalno distribuiranog VaR-a s vrijednostima parametara $\mu > 0$, $\sigma = 1$ prikazana je na slici 2. Visina VaR-a ovisi o parametrima distribucije, ali osnovni oblik ostaje uvijek isti. VaR raste s razinom vjerojatnosti i u početku raste s razdobljem držanja, no kako razdoblje držanja nastavlja rasti, VaR dostiže svoju najvišu vrijednost, nakon čega počinje opadati te na kraju postaje negativan. Vrijednost VaR-a je najviša kada je razina vjerojatnosti najviša, a razdoblje držanja dugo, ali ne pretjerano. Podalje od samog vrha, površinu VaR-a karakteriziraju blago zakrivljene konveksne izokvante, što je i prikazano na slici 20 s različitim nijansama na površini VaR-a.

Slika 69.: Površina normalno distribuiranog VaR-a u odnosu na razinu vjerovatnosti i razdoblje držanja ($\mu = 0.1$, $\sigma = 1$)



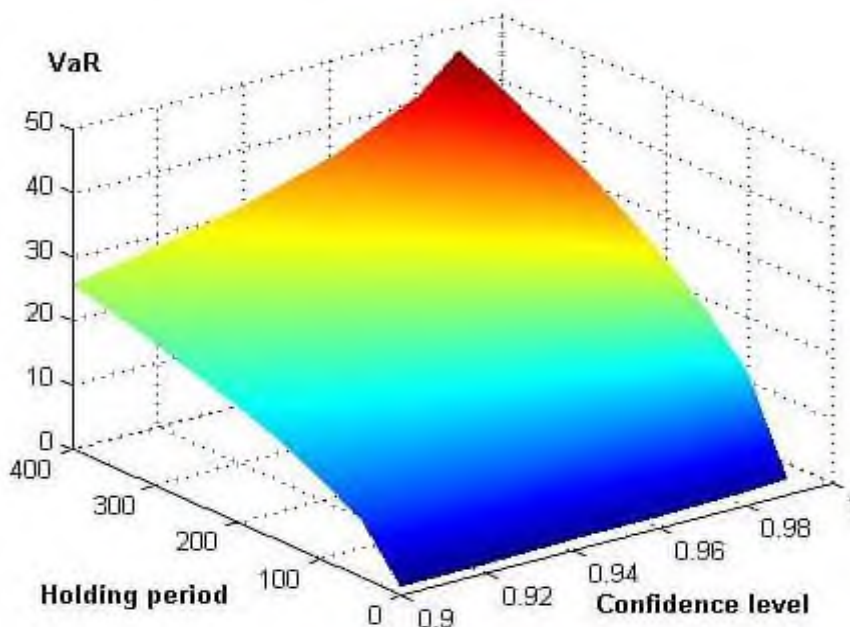
Izvor: Izračun autora

Prikaz odnosa VaR-a i vremena držanja na slici 69 znatno se razlikuje od slike VaR-a koja se dobije primjenom principa „drugog korijena iz vremena držanja“ koji propisuje Bazel 2 (Basel Committee on Banking Supervision, 2005, 44). Prema ovom principu, VaR kroz duže razdoblje držanja može se izračunati uzimajući VaR izračunat u kraćem razdoblju te množenjem s drugim korijenom iz traženog vremena držanja. Ukoliko je jednodnevni VaR - $VaR(1,cl)$, tada se VaR za razdoblje držanja od hp dana, $VaR(hp,cl)$, može izraziti kao:

$$VaR(hp, cl) = \sqrt{hp} VaR(1,cl) \quad (14)$$

Ova formula daje VaR koji uvijek raste s povećanjem razdoblje držanja, iako je stopa rasta opadajuća, kao što je prikazano na slici 21.

Slika 70.: Površina normalno distribuiranog VaR-a u odnosu na razinu vjerojatnosti i razdoblje držanja ($\mu = 0$, $\sigma = 1$)



Izvor: Izračun autora

Veoma je korisno usporediti površine na slikama 69 i 70. Na slici 69 s protokom vremena VaR postaje sve više negativan, dok VaR na slici 70 dobiven primjenom drugog korijena iz vremena držanja postaje sve više pozitivan. Na slici 70 VaR raste sa razinom vjerojatnosti i s razdobljem držanja. On nikada ne opada, a površina raste prema gornjem desnom kutu kako razina vjerojatnosti i razdoblje držanja dostižu svoje maksimalne vrijednosti. Važno je naglasiti da je razlika između površina na slikama 69 i 70 isključivo u činjenici da je μ pozitivan u prvom slučaju, a nula u drugom. Ovaj jednostavan primjer pokazuje važnost aritmetičke sredine koja karakterizira određeni vremenski niz.

Pretpostavka normalne distribucije, bilo da se primjenjuje na prinose ili apsolutne vrijednosti, sadrži određeni broj nedostataka. Jedna od najvećih prednosti normalne distribucije je ujedno i njena glavna slabost: činjenica da koristi samo prva dva momenta za opis cijele distribucije. Budući da normalna distribucija nije ograničena, prognozirani VaR može biti veći od početnog ulaganja. Međutim, uobičajeno je da su (npr. zbog ograničene odgovornosti dioničara i sličnih ograničenja) gubici ograničeni, pa nemogućnost normalne distribucije da uzme u obzir ograničenje maksimalnog gubitka na iznos investicije može dovesti do precjenjivanja stvarnog rizika.

Drugi ozbiljan problem normalne distribucije vezan je uz statističku valjanost same distribucije. Kao što je spomenuto, primjena normalne distribucije često se opravdava pozivanjem na centralni granični teorem. Nažalost, činjenica je da se centralni granični teorem može primijeniti samo na središnju masu distribucije, a ne na repove distribucije. Proizlazi da se primjena normalne distribucije može opravdati pozivanjem na centralni granični teorem samo kada su predmet analize kvantili smješteni oko središnjeg dijela distribucije. Kada se radi s krajnjim vrijednostima – repovima distribucije tj. kada je tražena razina vjerojatnosti veoma niska ili veoma visoka, preporuča se korištenje teorema ekstremnih vrijednosti (vidi McNeil, 1999). Teorem ekstremnih vrijednosti jasno pokazuje da se normalna distribucija ne bi trebala koristiti za modeliranje krajnjih repova distribucije.

Treći problem korištenja normalne distribucije u modeliranju financijskih podataka je taj da velika većina financijskih vremenskih serija ima viši četvrti moment distribucije (kurtozis) u odnosu na normalnu distribuciju (zadebljani repovi distribucije). Zanemarivanje povećanog kurtozisa može dovesti do velikih problema u upravljanju rizicima. Povećani kurtozis podrazumijeva da su repovi distribucije deblji od normalnih, što znači da će VaR (pri visokim razinama vjerojatnosti) biti veći nego što to pretpostavlja normalna distribucija. Na primjer, VaR pri razini od 95% vjerojatnosti, uz pretpostavku normalne distribucije, iznosi 1.645σ , a uz pretpostavku Student t distribucije 2.015σ , što je povećanje od 22% (Kohler, 1994, 912-915). Proporcionalna razlika između dva VaR-a postaje sve veća sa razinom vjerojatnosti (npr. pri razini od 99% vjerojatnosti normalan VaR iznosi 2.326σ , a Student t VaR 3.365σ , što je povećanje od gotovo 44%) (Kohler, 1994, 912-915). Ukoliko se pretpostavi da su povrat normalno distribuirani kada zapravo imaju debele repove, VaR će biti podcijenjen, a podcijenjenost će biti naročito velika pri izračunu VaR-a za visoke razine vjerojatnosti.

Upotreba normalne distribucije je osobito upitna na nelikvidnim i plitkim tržištima kapitala poput tržišta novih članica EU, kao i u zemljama kandidatima (Žiković, 2006). Kao što je ranije rečeno, normalno distribuirani VaR uzima u obzir samo prva dva momenta distribucije, a u potpunosti zanemaruje treći i četvrti moment (asimetričnost i kurtozis). Empirijski je mnogo puta dokazana činjenica da je raspodjela prinosa na dionice čak i na razvijenim tržištima asimetrična (obično s negativnim nagibom) i leptokurtotična (ima deblje repove nego što je to slučaj kod normalne distribucije) (Mandelbrot, 1963, Schwert 1990). Zbog ovih nedostataka izračun VaR-a temeljen na pretpostavci normalnosti distribucije, uključujući i normalnu Monte Carlo simulaciju, u praksi je često veoma loš izbor.

Nešto razvijeniji sustavi mjerenja rizika pomoću VaR-a poput J.P.Morganovog RiskMetricsa uzimaju za vrijednost aritmetičke sredine (μ) nulu, što je u skladu s aritmetičkom sredinom standardiziranog obilježja i

teoremom centralne tendencije. Uzimanje vrijednosti aritmetičke sredine veće od nula pretpostavlja pronalazak portfolija vrijednosnica čiji povrati u prosjeku rezultiraju pozitivnom razlikom za investitora. Vrijednost VaR-a za portfolio s pozitivnom aritmetičkom sredinom, bez obzira na relativni iznos standardne devijacije u dužim razdobljima držanja (N), bit će manja od portfolija s aritmetičkom sredinom nula i manjom standardnom devijacijom.¹⁹

RiskMetrics model poznat je u praksi kao delta/normal model, model varijance i kovarijance, ili pak kao parametarski model. On je najčešće korišteni model izračuna VaR-a, ali je i strukturno među najjednostavnijim modelima. Zasniva se na metodologiji koju je početkom 90-ih godina razvila poznata američka investicijska banka J.P. Morgan kao jedna od pionira u uvođenju metodologije rizične vrijednosti. RiskMetrics model temelji se na postavkama moderne portfolio teorije H. Markowitza te uvodi koeficijente korelacije među financijskim instrumentima. RiskMetrics rizična vrijednost portfolija (VaR) računa se prema izrazu:

$$VaR = \sqrt{\sum_{i=1}^n \omega_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \omega_i \omega_j \sigma_i \sigma_j \rho_{i,j}} \quad \text{za } i \neq j$$

gdje je:

ω - vrijednost stavke pozicije

σ - promjenjivost pozicije

ρ - korelacijski efekt.

U vektorskom obliku:

$$VaR = \left[\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \times \begin{pmatrix} 1 & \rho_{1,2} \\ \rho_{2,1} & 1 \end{pmatrix} \times (V_1 \times V_2) \right]^{1/2}$$

Vektor V nastaje množenjem vektora vrijednosti pozicije (ω) te vektora promjenjivosti pozicije (σ):

$$\begin{pmatrix} 1 & \rho_{1,2} \\ \rho_{2,1} & 1 \end{pmatrix}$$

predočuje korelacijsku matricu. Mjerenje rizične izloženosti za razdoblja duža od jednoga dana i pod određenim okolnostima je jednostavna transformacija dnevne rizične izloženosti.

¹⁹ Pogledati Dowd, K. (2002) *Measuring market risk*, New York: John Wiley & Sons

Robni rizik promatran putem dnevnih rizičnih zarada (DEAR - daily earnings at risk) sastoji se od dvije komponente:

$$\text{DEAR} = \text{Novčana tržišna vrijednost} \times \text{Cjenovna volatilnost}$$

Uz pretpostavku da su kretanja cijena energenata neovisna i dnevna volatilnost relativno konstantna vrijednost, DEAR se može koristiti za izračunavanje rizičnosti pozicije tijekom duljeg razdoblja. Rizična vrijednost (VaR) u N dana iznosi:

$$VaR = DEAR \times \sqrt{N}$$

Primjer: Tvrтка je zauzela trgovinsku spot dugu poziciju u vrijednosti 1,6 milijuna EUR-a u zemnom plinu. Cijena 1.000 kubnih metara plina (Mm³) iznosi 600 EUR-a. Tvrтка želi saznati izloženost svoje dnevne zarade riziku (DEAR) – (rizična izloženost te pozicije ukoliko sutradan vrijednost zemnog plina padne)

$$\begin{aligned} \text{Pozicijski ekvivalent} &= (\text{spot pozicija}) \times (\text{spot cijena pozicije plina u } 1000 \text{ m}^3) \\ &= 1,6 \text{ mil EUR} / 600 \text{ EUR/Mm}^3 = 2.666,67 \text{ Mm}^3 \end{aligned}$$

Promatrajući dnevne promjene u cijeni zemnog plina tijekom jedne godine tvrtka je otkrila da volatilnost ili standardna devijacija dnevnih promjena u spot cijenama je iznosila 565 bp (baznih poena, 100 bp= 1%). Tvrтку interesira zaštita od negativnih kretanja cijena koji se dešavaju češće od 5% puta – svakih 20 dana jedanput. Ukoliko su cijene povijesno «normalno» distribuirane, cijene se mogu promijeniti u negativnom smjeru za 1,65σ (1,65 x 56,5 bp) kako bi se na tu promjenu moglo gledati da ima 5% šanse nastanka.

$$\text{Volatilnost cijena} = 1,65 \times 565 \text{ bp} = 932 \text{ bp} \text{ ili } 9,32\%$$

Tijekom jednogodišnjeg razdoblja cijena plina pala je u vrijednosti za 93,2bp

$$\begin{aligned} \text{DEAR} &= \text{Iznos pozicije u plinu} \times \text{Volatilnost cijene} \\ &= 1,6 \text{ mil EUR} \times 0,0932 = 149.120 \text{ EUR} \end{aligned}$$

74.560 EUR-a predstavlja dnevnu izloženost zarada tvrtke negativnim kretanjima cijene plina za tvrtku koja posjeduje spot dugu poziciju od 1,6 milijuna EUR-a.

RiskMetrics metoda nosi i neke nedostatke i problematične pretpostavke.

- Prva problematična pretpostavka je normalna distribucija dnevnih dobitaka ili gubitaka portfolija. Normalna distribucija je za neke financijske instrumente (poput opcija ili kratkoročnih instrumenata s fiksnim prihodom) nerealna.
- Druga slabost funkcioniranja RiskMetrics modela u kriznim situacijama je pretpostavka konstantnosti koeficijenata korelacije.

6.3.3. VaR sa Student t distribucijom

Jedan od načina rješavanja problema povećanog kurtozisa je korištenje Student t distribucije umjesto normalne. Student t distribucija obično se definira kao jednoparameterska distribucija. Ako je $t(v)$ distribuiran kao Student t sa v stupnjeva slobode, gdje je v pozitivan cijeli broj, tada je $t(v)$ distribuiran kao omjer standardne normalne distribucije i drugog korijena iz hi-kvadrat distribucije podijeljene sa v , gdje sama hi-kvadrat distribucija ima v stupnjeva slobode (Gujarati, 2003, 890-892). Student t distribucija ima (Evans, Hastings, Peacock, 2000, 179-180):

- srednju vrijednost jednaku nuli, pod uvjetom da je $v > 1$, što je potrebno da bi srednja vrijednost bila konačna;

- varijancu od $v / (v - 2)$, pod uvjetom da je $v > 2$, što je potrebno da bi varijanca bila konačna;

- ona je simetrična, pod uvjetom da je $v > 3$, što je potrebno da bi treći moment bio konačan, iako je distribucija uvijek simetrična te

- kurtozis $3(v - 2) / (v - 4)$, pod uvjetom $v > 4$, što je potrebno da bi kurtozis bio konačan.

U slučaju kada je $v = 1$, Student t distribucija postaje Lorentzova (Cauchy) distribucija, koja spada u porodicu stabilnih Lévy distribucija. Student t distribucija može se prikazati kao (Shaw, 2006, 44):

$$y = f(x|v) = \frac{\Gamma\left(\frac{v+1}{2}\right)}{\Gamma\left(\frac{v}{2}\right)} \frac{1}{\sqrt{v\pi}} \frac{1}{\left(1 + \frac{x^2}{v}\right)^{\frac{v+1}{2}}} \quad (15)$$

gdje je $\Gamma(\cdot)$ gamma funkcija.

Pri mjerenju rizika poželjno je upotrebljavati generaliziranu Student t distribuciju koja dopušta da vrijednosti aritmetičke sredine i standardne

devijacije budu slobodno postavljene. Ako su a i b definirani kao parametar lokacije i raspršenosti, generalizirana Student t varijabla $t(a, b, v)$, povezana je s originalnom Student t distribucijom putem jednadžbe $t(a, b, v) = a + bt(v)$. Pretpostavljajući da su momenti distribucije konačni, ovakva generalizirana t distribucija ima aritmetičku sredinu μ , varijancu $b^2v/(v - 2)$, asimetričnost 0 i kurtozis $3(v - 2)/(v - 4)$. Ako je $\alpha_{cl,v}$ inverzna funkcija (tj. VaR, ukoliko su podaci u obliku gubitaka i dobitaka) originalne Student t distribucije pri razini vjerojatnosti cl i v stupnjeva slobode, tada inverzna funkcija tj. VaR generaliziranog Student t modela glasi $a + b\alpha_{cl,v}$. Ukoliko se parametar b zamijeni sa standardnom devijacijom σ , VaR postaje $a + \sigma\sqrt{(v-2)/v}\alpha_{cl,v}$. Navedeno daje rješenje za VaR sa Student t distribucijom uz aritmetičku sredinu a , standardnu devijaciju σ , i kurtozis $3(v - 2)/(v - 4)$ (Dowd, 2002, 84-85). Za parametre a i σ najčešće se odabiru vrijednosti aritmetičke sredine i standardne devijacije uzorka, jednako kao i parametar v koji odgovara kurtozisu uzorka. Parametri potrebni za izračun VaR-a sa Student t distribucijom mogu se procijeniti i koristeći metodu najmanjih kvadrata (LS) ili metodu maksimalne vjerojatnosti (ML). Ova se dva pristupa, za razliku od normalne distribucije, u slučaju Student t distribucije bitno razlikuju. ML metoda je teoretski bolja ukoliko su ispravno izabrani parametri Student t distribucije. Prema Lucasu (2000) LS metoda je bolja ukoliko postoji rizik krive specifikacije distribucije, što znači da za potrebe upravljanja rizicima treba preferirati LS pristup.

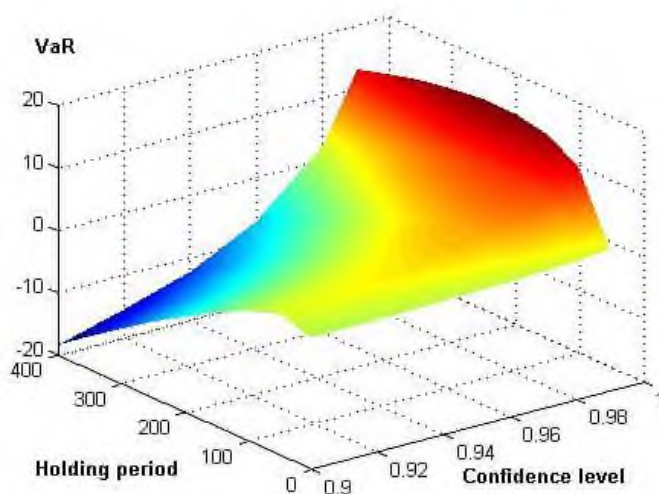
Kod podataka koji su karakterizirani relativno visokim kurtozismom, Student t distribucija imat će relativno visoku vrijednost parametra v i obrnuto. VaR sa Student t distribucijom može se izraziti kao (Dowd, 2002, 83):

$$VaR(hp, cl) = \alpha_{cl,v} \sqrt{hp} \sqrt{(v-2)/v} \sigma_r - hp\mu_r \quad (16)$$

Formula za izračun Student t VaR-a razlikuje se od formule za normalno distribuirani VaR (jednadžba 13) u tome što površina ispod određene razine vjerojatnosti $\alpha_{cl,v}$ kod Student t distribucije, osim o razini vjerojatnosti, ovisi i o stupnjevima slobode (v). Formula za izračun Student t VaR-a sadrži dodatni multiplikator $\sqrt{(v-2)/v}$ koji umanjuje učinke standardne devijacije na površinu VaR-a. Budući da Student t distribucija teži ka normalnoj distribuciji kako se v približava beskonačnosti, Student t distribucija može se promatrati kao generalizacija normalne distribucije koja omogućuje modeliranje viših vrijednosti kurtozisa kada je parametar v konačan. Kako se parametar v povećava, $\alpha_{cl,v}$ se približava svom ekvivalentu u slučaju normalne distribucije tj. α_{cl} , $\sqrt{(v-2)/v}$ se približava vrijednosti 1, a Student t VaR (jednadžba 16) se približava normalno distribuiranom VaR-u (jednadžba 13).

Površina Student t VaR-a s pozitivnom srednjom vrijednošću prikazana je na slici 71. Slično površini normalno distribuiranog VaR-a Student t VaR u početku raste sa razinom vjerojatnosti i razdobljem držanja dok ne dosegne svoj maksimum. Kako se razdoblje držanja nastavlja povećavati, površina se konačno počinje spuštati prema dolje i na koncu ulazi u negativne vrijednosti. VaR površina isprva opada pri nižim razinama vjerojatnosti te tek sa značajnim protekom vremena opada pri višim razinama vjerojatnosti, posebice u slučajevima niskog parametra ν odnosno visoke vrijednosti kurtosisa. Ukupna površina je slična površini normalnog VaR-a ali vrijednosti VaR-a su značajno više zbog učinka višeg četvrtog momenta distribucije.

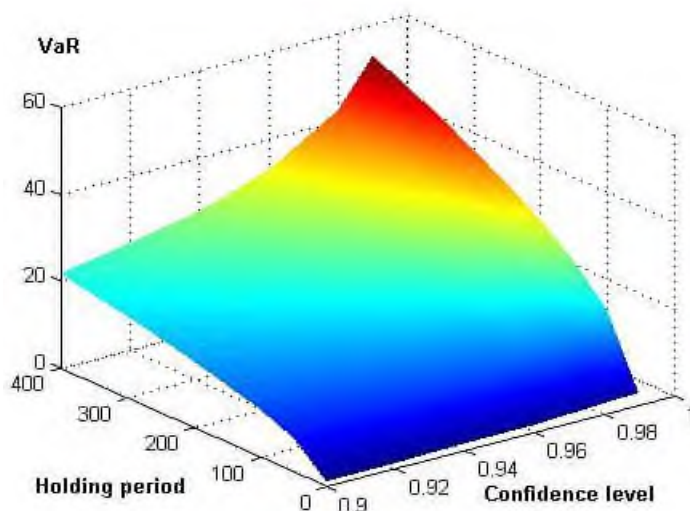
Slika 71.: Površina Student t distribuiranog VaR-a u odnosu na razinu vjerojatnosti i razdoblje držanja ($\mu = 0.1$, $\sigma = 1$, $\nu = 4$)



Izvor: Izračun autora

Isto kao i kod površine normalno distribuiranog VaR-a srednja vrijednost predstavlja značajan faktor u procjeni rizika, naročito tijekom dužeg vremenskog razdoblja. Na slici 72 prikazan je Student t VaR sa srednjom vrijednošću, $\mu = 0$, što znači da u tom slučaju VaR uvijek raste s razinom pouzdanosti i razdobljem držanja.

Slika 72.: Površina Student *t* distribuiranog VaR-a u odnosu na razinu vjerojatnosti i razdoblje držanja ($\mu = 0$, $\sigma = 1$, $\nu = 4$)



Izvor: Izračun autora

Student *t* VaR je veoma blisko povezan s normalnim VaR-om te ima mnogo istovjetnih svojstva. Pri promjenama razine vjerojatnosti i razdoblja držanja ponaša se gotovo jednako kao i normalan VaR. Uvijek raste s razine vjerojatnosti (*cl*), a u slučajevima kada je $\mu_r > 0$, u početku raste s razdoblja držanja (*hp*), zatim doseže vrhunac i počinje padati, jednako kao i kod normalne distribucije.

Velika prednost Student *t* distribucije u odnosu na normalnu distribuciju je njezina sposobnost modeliranja visokih iznosa kurtozisa. Nažalost, Student *t* distribucija također ima svojih nedostataka. Jednako kao i normalna distribucija ne poštuje ograničenja maksimalnih mogućih gubitaka te zbog toga može dati pretjerano visoku procjenu rizika. Kada se koristi na veoma visokoj ili veoma niskoj razini vjerojatnosti, nije u skladu s teorijom ekstremnih vrijednosti. To znači da se s teorijskog gledišta Student *t* distribucija ne bi trebala koristiti za mjerenje VaR-a pri ekstremnim razinama vjerojatnosti. Student *t* distribucija ima i dodatnih nedostataka kojih nema normalna distribucija. Ona nije stabilna osim u dva posebna slučaja – kada je ν jednak 1 (Cauchy distribucija), i kada je ν beskonačan (normalna distribucija) (Davidson, MacKinnon, 2004, 136). Student *t* distribucija nije stabilna kada je ν veći od 1, ali konačan. To znači da se na Student *t* VaR ne može osloniti pri izračunu VaR-a za duža razdoblja držanja (Dowd, 2002, 84).

6.3.4. VaR s lognormalnom distribucijom

Popularna alternativa modeliranju financijskih prinosa prema normalnoj ili Student t distribuciji je pretpostavka da su geometrijski prinosi normalno distribuirani, što je istovjetno pretpostavci da je vrijednost portfolija na kraju razdoblja držanja lognormalno distribuirana. Model VaR-a koji se temelji na ovoj pretpostavci naziva se lognormalnim VaR-om. Lognormalna kumulativna funkcija definira se kao (McDonald, 1996, 430):

$$LN(y; \mu, \sigma) = \frac{1}{2} + \frac{(\ln(y) - \mu)}{\sqrt{2\pi}\sigma} {}_1F_1\left[\frac{1}{2}; \frac{3}{2}; -\frac{(\ln(y) - \mu)^2}{2\sigma^2}\right] \quad (17)$$

gdje ${}_1F_1[\]$ označava konfluentnu hipergeometrijsku seriju²⁰.

Lognormalni VaR karakterizira funkcija vjerojatnosti koja je asimetrična i ima izrazito dugačak desni rep distribucije, a na lijevoj strani je limitirana nulom. To znači da je vrijednost portfolija ograničena da bude uvijek pozitivna ili minimalno jednaka nuli.

Lognormalni VaR može se prikazati sljedećom formulom (Dowd, 2002, 85):

$$VaR(hp, cl) = P_{t-1} - \exp\left[-hp\mu_R + \alpha_{cl}\sqrt{hp}\sigma_R + \ln P_{t-1}\right] \quad (18)$$

Ovaj izraz predstavlja generalizaciju prethodne formule za lognormalan VaR (jednadžba 6) za proizvoljno razdoblje držanja. Iako Student t distribucija uspješno rješava problem povećanog kurtozisa, ona ne dozvoljava asimetričnost u podacima. Asimetričnost lognormalne distribucije je pozitivna i raste s varijancom, $\mu_3 = (e^{\sigma^2} - 1)\sqrt{(e^{\sigma^2} - 1)}$. Pretpostavka lognormalnosti atraktivna je i zbog ograničavanja vrijednosti portfolija na pozitivne vrijednosti te u tom slučaju VaR nikada ne može premašiti vrijednost portfolija. Površina lognormalnog VaR-a s pozitivnom srednjom

²⁰ Generalizirana hipergeometrijska serija se definira kao: (McDonald, 1996, 455-456):

$${}_pF_q[a_1, a_2, \dots, a_p; b_1, b_2, \dots, b_q; x] = \sum_{i=0}^{\infty} \frac{(a_1)_i (a_2)_i \dots (a_p)_i x^i}{(b_1)_i (b_2)_i \dots (b_q)_i i!}$$

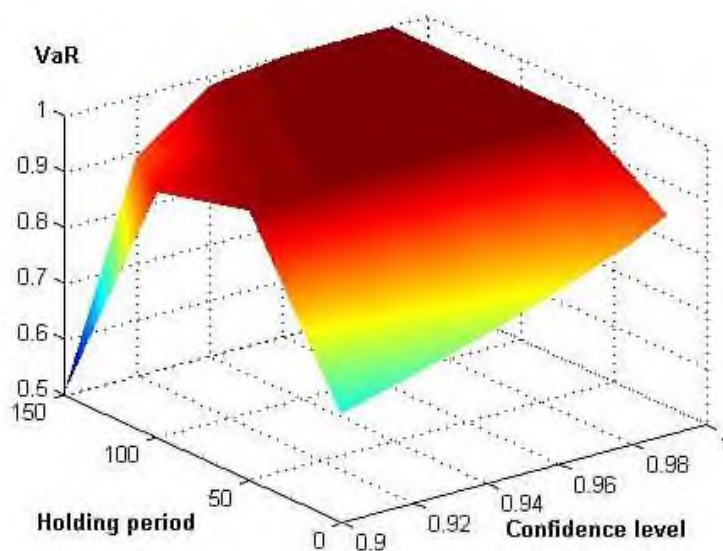
$$\text{gdje } (a)_n = (a)(a+1)(a+2)\dots(a+n-1) = \frac{\Gamma(a+n)}{\Gamma(a)} \quad \text{za } 1 \leq n,$$

Konfluentna hipergeometrijska serija predstavlja poseban slučaj generalizirane hipergeometrijske serije sa ($p = q = 1$):

$${}_1F_1[a_1; b_1; x] = \sum_{i=0}^{\infty} \frac{(a_1)_i x^i}{(b_1)_i i!}$$

vrijednošću prikazana je na slici 73. Slično kao i kod normalnog i Student t VaR-a lognormalni VaR u početku raste s razinom vjerojatnosti i razdobljem držanja sve do dosizanja svoje gornje granice. Ova granica određena je početnom vrijednošću portfolija. Kako se razdoblje držanja povećava, površina u konačnici počinje opadati i postaje sve manja. Isto kao i u slučaju s površinom Student t VaR-a površina lognormalnog VaR-a ispočetka opada mnogo brže na nižim razinama vjerojatnosti, dok je na višim razinama ovaj proces daleko sporiji. Površina VaR-a u konačnici uvijek opada, bez obzira na razinu vjerojatnosti, sve dok je prosječni prinos pozitivan. Razlog tomu isti je kao i kod normalnog i Student t VaR-a. Srednja vrijednost postaje mnogo važnija od standardne devijacije kako razdoblje držanja raste, budući da raste bržim tempom.

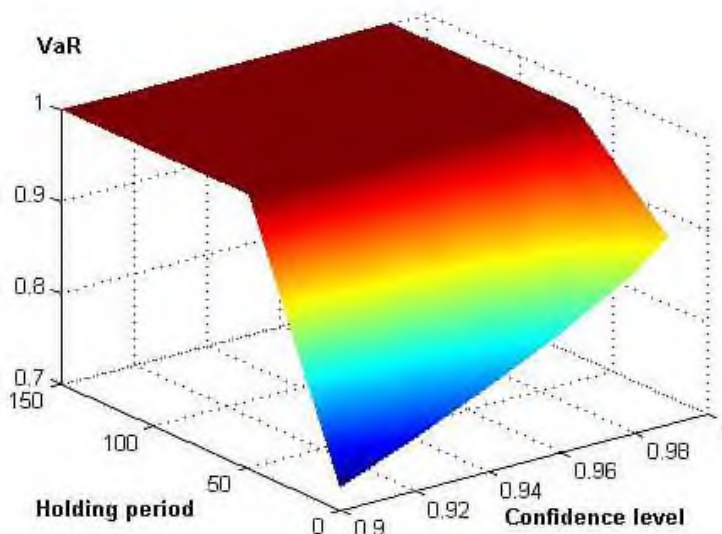
Slika 73.: Površina lognormalno distribuiranog VaR-a u odnosu na razinu vjerojatnosti i razdoblje držanja ($\mu = 0.1$, $\sigma = 1$, $I = 1Kn$)



Izvor: Izračun autora

Površina lognormalnog VaR-a s nultom srednjom vrijednošću prikazana je na slici 74 te se ponaša jednako površini normalnog i Student t VaR-a. VaR brzo dolazi do svoje najveće vrijednosti određene visinom početnog ulaganja te ostaje u svome maksimumu zauvijek.

Slika 74.: Površina lognormalno distribuiranog VaR-a u odnosu na razinu vjerovatnosti i razdoblje držanja ($\mu = 0$, $\sigma = 1$, $I = 1Kn$)



Izvor: Izračun autora

Važna posljedica bilo koje asimetrične distribucije jeste ta da su izloženosti riziku duge i kratke pozicije različite. Vrijednost duge pozicije se smanjuje ukoliko tržište pada, a vrijednost kratke pozicije raste, ali kod bilo koje simetrične distribucije VaR duge i kratke pozicije je identičan odražavajući simetriju donjeg i gornjeg repa distribucije. Kod asimetričnih distribucija, kao što je lognormalna, u dugoj poziciji investitor može maksimalno izgubiti vrijednost svojeg ulaganja, dok u kratkoj poziciji može zabilježiti mnogo veće gubitke od početnog ulaganja.

Budući je lognormalni pristup u skladu s geometrijskim Brownovim gibanjem, to predstavlja jednu od njegovih glavnih prednosti, ali posjeduje i iste nedostatke, što znači da ne može obuhvatiti debele repove u geometrijskim prinosima. Jednostavno rješenje ovog problema je zamjena pretpostavke da su geometrijski prinosi normalno distribuirani s pretpostavkom da su distribuirani kao Student t. Formula log – Student t VaR glasi:

$$VaR(hp, cl) = P_{t-1} - \exp\left[-hp\mu_R + \alpha_{cl,v} \sqrt{hp} \sqrt{(v-2)/v} \sigma_R + \ln P_{t-1}\right] \quad (19)$$

Log – Student t VaR pristup kombinira prednosti geometrijskih prinosa sa mogućnošću Student t distribucije da obuhvati debele repove. Iz istog razloga kao i normalna i Student t distribucija, lognormalna i log – Student t

distribucije nisu pogodne za mjerenje VaR-a pri ekstremnim razinama vjerojatnosti.

6.3.5. Ostali parametarski pristupi izračunu VaR-a

Osim korištenja Student t i lognormalne distribucije i drugi pristupi mogu se koristiti za rješavanje viška kurtozisa i asimetrije u financijskim vremenskim serijama. Neki od šire prihvaćenih pristupa su: Stabilni Lévy procesi, eliptična distribucija, hiperbolična distribucija i kombinacija normalnih distribucija.

Stabilni Lévy procesi

Stabilni Lévy procesi, također poznati i kao α -stabilni ili stabilni Pareto procesi, isprva su predloženi kao realniji pristup oblikovanju financijskih prinosa od strane Mandelbrota i Fama u 60-tim godinama prošlog stoljeća (Mandelbrot, 1963). Stabilni Lévy procesi imaju i čvrstu teoretsku podlogu budući da su nastali iz generalizirane verzije centralnog graničnog teorema. Stabilni Lévy procesi nemaju analitički izraz za svoju distribuciju, nego ih se umjesto toga opisuje pomoću njihovih karakterističnih funkcija (Mantegna, Stanley, 2000, 25):

$$\ln \phi(x) = \begin{cases} i\mu x - \gamma |x|^\alpha [1 - i\beta(x/|x|) \tan(\pi\alpha/2)] & \text{ako } \alpha \neq 1 \\ i\mu x - \gamma |x| [1 + i\beta(x/|x|)(2/\pi) \ln|x|] & \alpha = 1 \end{cases} \quad (20)$$

Ova funkcija ima četiri parametra: indeks stabilnosti α koji se nalazi u rasponu $0 < \alpha \leq 2$; parametar asimetričnosti β koji se nalazi u rasponu $-1 \leq \beta \leq 1$ i poprima vrijednost 0 ako je distribucija simetrična; lokacijski parametar μ koji je realan broj; parametar raspršenosti γ . Lévy proces u sebi sadrži i nekoliko veoma poznatih distribucija (prilagođeno iz Dowd, 2002, 395):

$$\text{Indeks stabilnosti}(\alpha) \begin{cases} = 2 & \text{Levy proces} = \text{Gaussova distribucija} \\ < 2 & \text{Levy proces sa } \sigma^2 \rightarrow \infty \\ = 1, \beta = 0 & \text{Levy proces} = \text{Cauchy distribucija} \end{cases}$$

(21)

Osim u slučaju normalne distribucije (tj. pod uvjetom da je $\alpha < 2$), svi stabilni Lévy procesi imaju funkciju distribucije vjerojatnosti koja konvergira eksponencijalnim repovima distribucije s eksponentom $1 + \alpha$:

$$p(x) \sim 1/x^{1+\alpha} \quad (22)$$

što znači da stabilni Lévy procesi imaju beskonačnu varijancu i zadebljane repove. Lévy procesi su pogodni za modeliranje zadebljanih repova, ali posjeduju i ozbiljan nedostatak u obliku beskonačnosti svoje varijance. Osim sposobnosti modeliranja debelih repova Lévy procesi imaju i druge karakteristike koje ih čine veoma privlačnima za modeliranje financijskih podataka. Stabilni Lévy procesi posjeduju domene privlačnosti, što znači da će bilo koja distribucija koja je slična stabilnom Lévy procesu imati slične karakteristike. Ovo je veoma važno svojstvo koje omogućuje da mala odstupanja od stabilnog Lévy procesa (npr. zbog greške u podacima) ne bi trebala uzrokovati ozbiljnije pogreške pri primjeni stabilnih Lévy procesa u modeliranju podataka. Drugo važno svojstvo stabilnih Lévy procesa je stabilnost, odnosno činjenica da zbroj dva neovisna Lévy procesa s istim indeksom α rezultiraju Lévy procesom s istim indeksom α . Navedeno znači da takva distribucija zadržava svoj oblik prilikom sumiranja. Treće važno svojstvo je samosličnost, što znači da se stabilan Lévy proces koji opisuje podatke u određenoj vremenskoj frekvenciji može transformirati (skalirati) u Lévy proces koji opisuje te iste podatke u drugoj vremenskoj frekvenciji bez mijenjanja parametara distribucije. Ovo svojstvo rezultira teoremom skaliranja stabilnih Lévy procesa (Mantegna, Stanley, 2000, 71):

$$Z(t) = Z(\Delta t)^{1/\alpha} \quad (23)$$

gdje je Z stabilan Lévy proces definiran u određenom razdoblju, a $Z(t)$ je ekvivalentan stabilan Lévy proces definiran tijekom razdoblja t . Stabilni Lévy procesi skaliraju se po stopi od $1/\alpha$. To znači da se pravilo skaliranja prema drugom korijenu iz vremena (tj. kada $Z(t)$ raste s drugim korijenom iz t) može primjenjivati samo u posebnom slučaju, kada je $\alpha = 2$ i $Z(t)$ slijedi geometrijsko Brownovo gibanje. To znači da je Z normalno distribuiran. Mittnik, Paoletta i Rachev daju dokaze primjenjivosti stabilnih Lévy procesa na financijske vremenske serije (Mittnik, Paoletta, Rachev, 2000). Istraživanja u ovom području pokazuju da se stabilni Lévy procesi mogu smatrati (djelomičnom) alternativom GARCH procesima za modeliranje financijskih prinosa budući da i oni rezultiraju distribucijama sa zadebljanim repovima.

Stabilni Lévy procesi imaju i svoje nedostatke. Vjerojatno je najznačajniji taj da, suprotno pretpostavci stabilnih Lévy procesa, empirijski dokazi upućuju na činjenicu da je varijanca financijskih prinosa ipak konačna, iako je i ova tvrdnja osporavana (Mittnik, Paoletta, Rachev, 2000, 391). Također, postoje dokazi da financijski prinosi nisu uvijek samoslični (vidi Cont, Potters, Bouchaud, 1997, 5). Problem ove vrste distribucije predstavlja i eksponencijalno opadanje repova distribucije koje je često presporo sa aspekta modeliranja financijskih prinosa. Nadalje, distribucije promjena cijena tijekom dužih vremenskih razdoblja konvergiraju ka normalnoj distribuciji, što nije u skladu sa stabilnim Lévy procesima (Lehnert, Wolff, 2001, 2).

Navedeni problemi mogu se riješiti ograničavanjem na promatranje samo središnjeg dijela Lévy distribucije što rezultira time da novonastali repovi opadaju brže od eksponencijalno opadajućih repova klasične Lévy distribucije. Limitirana verzija Lévy distribucije s ubrzano opadajućim repovima prvotno je uvedena u fizici od strane autora Mantegna i Stanleya te je poznata pod nazivom limitirani Lévy let (engl. truncated Lévy flight - TLF). Uvođenje limita jamči konačnost varijance i asimptotsku konvergenciju normalnoj distribuciji. U svrhu modeliranja finansijskih podataka TLF se može konstruirati kao suma jednakih i neovisno distribuiranih slučajnih varijabli koje se mogu opisati limitiranom Lévy distribucijom.

Lévyev let je eksperimentalno zabilježen u fizici gdje se veoma uspješno koristi za opis kretanja pojedinačnih molekula unutar krutog tijela. U svim slučajevima njegove primjene neizbježno je uvođenje limita u repovima distribucije, što jamči konačnost drugog momenta (varijance) samog procesa (Lehnert, Wolff, 2001, 4). Jedan od načina rješavanja problema pozicioniranja limita je uvođenje eksponencijalne funkcije, čiju je karakterističnu funkciju razvio Koponen (1995). Lehnert i Wolff (2001) su ispravili grešku u karakterističnoj funkciji Koponena (1995) i njen ispravni oblik glasi:

$$\Psi_{\pi}(k, \mu, C, \alpha, \lambda, \beta) = i\mu k - C^{\alpha} \left\{ \frac{\lambda^{\alpha} - (k^2 + \lambda^2)^{\alpha/2}}{\cos(\pi\alpha/2)} \cos\left(\alpha \arctan\left(\frac{|k|}{\lambda}\right)\right) \left[1 + i \operatorname{sgn}(k) \beta \tan\left(\alpha \arctan\left(\frac{|k|}{\lambda}\right)\right) \right] \right\} \quad (24)$$

gdje je μ lokacijski parametar, $C > 0$ je parametar raspršenosti, α je karakteristični eksponent koji određuje oblik distribucije te posebice zadebljanost repova ($0 < \alpha \leq 2$, ali $\alpha \neq 1$) i λ tj. parametar limita, koji određuje brzinu opadanja repova te time i samu površinu distribucije. Parametar β ($\beta \in [-1, 1]$) određuje asimetričnost u slučajevima kada je $\beta \neq 0$. Kada je $-1 < \beta < 0$ distribucija je nakrivljena udesno, a ulijevo kada je $0 < \beta < 1$. U slučajevima kada $\lambda \rightarrow +0$ limitirana, Lévy distribucija postaje obična Lévy distribucija. Za razliku od stabilne Lévy distribucije eksponencijalni limit osigurava da svi momenti distribucije postoje, odnosno da su konačni. Funkcija gustoće se može analitički izraziti samo u dva slučaja: kada $\lambda \rightarrow \infty$, $\beta = 0$, $\alpha = 1$ (TLF postaje Cauchy distribucija) i kada $\lambda \rightarrow \infty$, $\beta = 0$, $\alpha = 2$ (TLF postaje normalna distribucija).

Budući da je varijanca TLF-a konačna, ona asimptotski konvergira normalnoj distribuciji. To znači da je TLF stohastički proces koji se ponaša kao stabilan Lévy proces za relativno kratka vremenska razdoblja, ali na duži rok konvergira ka normalnoj distribuciji.

Eliptične i hiperbolične distribucije

Jednostavan pristup modeliranju debelih repova distribucije predstavlja korištenje eliptičnih distribucija (vidi npr. Eberlein, Keller, Prause, 1998, Bauer, 2000). Njihov naziv potječe iz činjenice da njihova log-funkcija vjerojatnosti izgleda poput elipse, dok je log-funkcija normalne distribucije parabola. Ove distribucije su simetrične te omogućuju više vrijednosti kurtozisa. Normalna distribucija pripada porodici eliptičnih distribucija tj. specifičan je oblik eliptične distribucije kojoj je vrijednost kurtozisa jednaka tri. Poput normalne distribucije karakterizira ih veoma jednostavna formula za izračun VaR-a. VaR za eliptičnu distribuciju s lokacijskim parametrom μ i parametrom raspršenosti δ jednak je (Bauer, 2000, 456-457):

$$VaR = -\alpha_{cl}\delta - \mu \quad (25)$$

gdje je α_{cl} kvantil standardizirane eliptične distribucije. U posebnom slučaju koji predstavlja normalna distribucija α_{cl} će biti kvantil standardizirane normalne distribucije. S eliptičnim distribucijama jednostavno je raditi na razini pojedinačnog vrijednosnog papira, kao i na razini ukupnog portfolija. Za procjenu eliptičnog VaR-a potrebna je procjena dva parametra μ i δ . Za lokacijski parametar (μ) prihvatljivo je uzeti aritmetičku sredinu uzorka, a za parametar raspršenosti (δ) koristi se metoda maksimalne vjerojatnosti (ML). Daljnja generalizacija eliptične distribucije je porodica generaliziranih hiperboličnih distribucija. U ovu porodicu distribucija pripadaju hiperbolična i normalna inverzna Gaussova distribucija kao i eliptična i normalna distribucija. Ova porodica distribucija lako rješava problem viška kurtozisa u podacima, ali u većini slučajeva ne postoji analitički izraz za procjenu VaR-a. Eliptična i hiperbolična distribucija teorijski su privlačne jer se mogu smatrati generalizacijom normalne distribucije, te ih se može primijeniti na pojedinačnoj i agregiranoj razini (Eberlein, Keller, Prause, 1998).

Pristup kombinacije normalnih distribucija

Zanimljiv pristup modeliranju financijskih vremenskih serija predstavlja korištenje kombinacije normalnih distribucija (vidi Zangari (1996) i Venkataraman (1997)). Ovaj pristup se temelji na pretpostavci da su većinu vremena prinosi generirani od strane normalno distribuiranog procesa, dok se povremeno prinosi generiraju od strane nekog drugog procesa koji je isto tako normalno distribuiran, ali sa višom varijancom. Ako je p_x vjerojatnost da je standardizirani prinos generiran od strane normalne distribucije N_x , gdje je N_x definiran kroz svoju srednju vrijednost μ_x i varijancu σ_x^2 , bivarijatna kombinacija normalno distribuiranih procesa može se izraziti kao (Zangari, 1996, 10):

$$Kombinacija\ normalnih\ procesa = p_1N_1(\mu_1, \sigma_1^2) + p_2N_2(\mu_2, \sigma_2^2) \quad (26)$$

Budući da pristup kombinacije normalnih procesa može dodijeliti veliku vjerojatnost ekstremnijim događajima, standardizirani prinosi se modeliraju kao suma normalno distribuiranih prinosa (n_t) sa srednjom vrijednošću jednakoj nuli i varijancom σ_n^2 te drugog normalno distribuiranog procesa β_t sa srednjom vrijednošću i varijancom čije je pojavljivanje u svakom razdoblju uvjetovano vjerojatnošću p . Standardizirani prinos $R(t)$ je generiran kroz model (Zangari, 1996, 11):

$$R_t = n_t + \delta_t \beta_t \quad (27)$$

gdje je $\delta_t = 1$ s vjerojatnošću p , ili je $\delta_t = 0$ s vjerojatnošću $1 - p$. Kada je $\delta_t = 1$, standardizirani prinosi su normalno distribuirani sa srednjom vrijednošću $\mu_{\beta(t)}$ i varijancom $\sigma_{\beta}^2 + \sigma_n^2$. U svim ostalim slučajevima normalno su distribuirani sa srednjom vrijednošću jednakoj nuli i varijancom σ_n^2 . Modeliranje prinosa na ovaj način rezultira veoma visokim ili veoma niskim prinosima koje se javljaju češće nego pri standardnoj normalnoj distribuciji. Za kombinaciju dvije slučajne varijable kurtosis iznosi $3[p\sigma_1^4 + (1-p)\sigma_2^4] / [p\sigma_1^2 + (1-p)\sigma_2^2]^2$, što je veće od 3 pod uvjetom da $\sigma_1^2 \neq \sigma_2^2$ i $0 < p < 1$.

Pristup kombiniranja normalnih distribucija ima brojne prednosti. Pristup je konceptualno jednostavan, uspješno modelira debele repove distribucije, koristi standardne linearne procjene za varijance i korelacije te se na taj način koristi prećacima koje omogućuje pretpostavka normalne distribucije. Za portfolio s malim brojem različitih vrsta imovine ovaj pristup zahtijeva procjenu relativno malog broja dodatnih parametara. Međutim, primjena pristupa kombiniranja normalnih distribucija zahtijeva procjenu uključenih parametara, što je veoma zahtjevan zadatak. Najčešće korišteni pristup procjene parametra je maksimalna vjerojatnost (ML), međutim funkcija vjerojatnosti za kombinaciju normalnih distribucija nema globalni maksimum, što čini standardni ML pristup neupotrebljivim (Dowd, 2002, 94). Zangari i Venkataraman predložili su alternativna rješenja ovom problemu. Zangari (1996) predlaže korištenje Gibbsovog pristupa uzimanju uzoraka, a Venkataraman (1997) predlaže korištenje kvaziBayesovog ML pristupa. Kod primjene pristupa kombinacije normalnih distribucija u praksi se javlja i problem modeliranja korelacija između pojedinačnih faktora rizika što uključuje i binarnu varijablu δ_t . Pristup kombinacije normalnih distribucija može se generalizirati na način da binarna varijabla δ_t ovisi o stanju procesa u prethodnom razdoblju, pri čemu se procesi modeliraju pomoću Markovljevih lanaca.

6.3.6. Monte Carlo simulacija

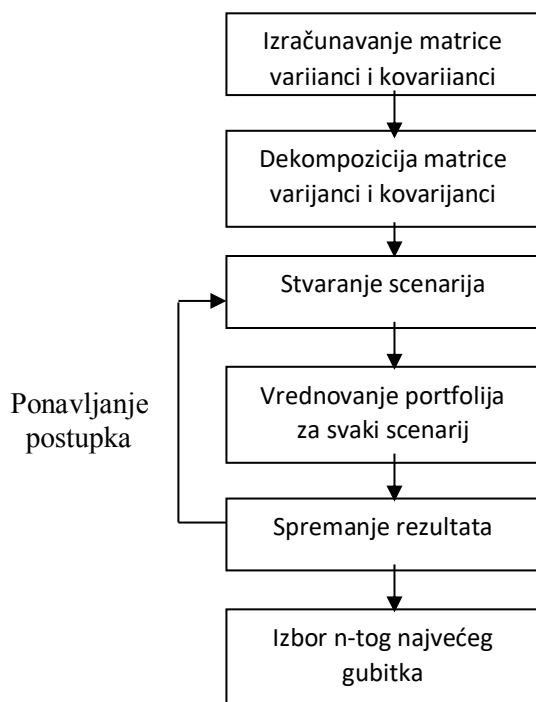
Monte Carlo simulacija pokriva širok spektar mogućih vrijednosti financijskih varijabli i u potpunosti uzima u obzir njihove međusobne korelacije. Korištenjem Monte Carlo simulacije pri izračunu VaR-a nasumice se stvaraju mnogobrojni scenariji za buduća kretanja tržišnih varijabli, a nelinearnim vrednovanjem se za svaki scenarij izračunavaju vrijednosti promjena. Slično povijesnoj simulaciji vrijednost VaR-a se izračunava uzimanjem najvećeg gubitka uz određenu razinu vjerojatnosti.

Jedna od glavnih zamjerki Monte Carlo simulaciji je korištenje unaprijed utvrđene teorijske distribucije vjerojatnosti koja opisuje faktore rizika portfolija.²¹ Obično je distribucija koja se pretpostavlja normalna distribucija ili lognormalna, kakva se koristi i u izračunu parametarskog VaR-a. Matrica varijanci i kovarijanci za faktore rizika se izračunava na isti način kao i kod parametarskog pristupa, ali za razliku od parametarskog pristupa matrica se zatim dekompozira pomoću Cholesky dekompozicije ili Eigen-vrijednost dekompozicije.²² Dekompozicija matrice vrši se zato da bi se osigurala međusobna koreliranost faktora rizika u svakom generiranom scenariju. Proces generiranja scenarija počinje od trenutnog stanja na tržištu i po koracima se generiraju novi scenariji za svaki sljedeći dan kako bi se njihovim nelinearnim vrednovanjem dobile moguće vrijednosti portfolija za kraj svakog dana. Nelinearno vrednovanje instrumenata znači da se pri vrednovanju npr. obveznica ne koristi duration za izračun vrijednosti, već cijela formula, a za opcije to znači korištenje Black-Scholes formule, a ne skraćeno vrednovanje putem delte ili game opcije. Iz dobivenih scenarija VaR se izračunava tako da se izabere n-ti najveći gubitak. Ako se je npr. generiralo 1.000 scenarija, a traži se VaR uz 99% vjerojatnosti, vrijednost VaR-a bila bi jednaka desetom najvećem zabilježenom gubitku u generiranim scenarijima. Postupak računanja VaR-a putem Monte Carlo simulacije prikazan je na Grafikonu 1.

²¹ Pogledati Holton A. G. (1998) *Simulating Value-at-Risk with Weighted Scenarios, Risk*, Vol. 11., No. 5., str.60

²² Više o tome pogledati u Marrison, C. (2002) *The Fundamentals of Risk measurement*, New York: McGraw Hill

Grafikon 9.: Ilustracija postupka izračuna VaR-a pomoću Monte Carlo simulacije



Izvor: Marrison, 2002, 119

Monte Carlo simulacija ima dvije važne prednosti pred ostalim pristupima:

- Za razliku od parametarskog pristupa izračunu VaR-a koristi nelinearne modele vrednovanja portfolija te uzima u obzir nelinearnost promjena vrijednosti.
- Za razliku od povijesne, ova simulacija može generirati beskonačan broj scenarija i testirati mnogobrojne moguće događaje.

Monte Carlo simulacija ima i dva bitna nedostatka:

- Vrijeme potrebno za izračunavanje VaR-a pomoću Monte Carlo simulacije može biti i do 1.000 puta duže od vremena za izračun parametarskog VaR-a zbog toga što se moguća vrijednost portfolija mora tisuće puta preračunavati.
- Za razliku od povijesne simulacije koja ne pretpostavlja niti jednu teorijsku distribuciju, već uzima empirijske vrijednosti povrata, Monte Carlo simulacija pretpostavlja da su povrati normalno ili log-normalno distribuirani.

Dodatni nedostatak koji se može primijetiti kod korištenja Monte Carlo simulacije je činjenica da ova metoda izračuna VaR-a jednom unesene volatilnosti i korelacije između pojedinih vrijednosnica smatra stalnima te zbog toga ne reagira na promjene na tržištu i ne ocrtava stvarnu razinu rizika.

6.3.7. Povijesna simulacija

Zajedničko svim neparametarskim pristupima, među koje spada i povijesna metoda, jeste da pri procjeni VaR-a ne postavljaju pretpostavke o distribuciji povrata. Bit neparametarskog pristupa je u tome da umjesto pretpostavki teorijskih distribucija povrata za izračun VaR-a koriste empirijske distribucije koje se dobivaju iz promatranih podataka. Svi neparametarski pristupi se temelje na pretpostavci da će bliska budućnost biti veoma slična nedavnoj prošlosti, te da se pomoću podataka iz nedavne prošlosti može prognozirati rizik u bliskoj budućnosti. Ova pretpostavka iako valjana u mnogim slučajevima, jedna je od najvećih zamjerki neparametarskom pristupu. Povijesna simulacija, kao glavni predstavnik neparametarskog pristupa, predstavlja konceptualno najjednostavniju metodu izračuna VaR-a. Kako bi se provela povijesna simulacija, potrebno je uzeti odgovarajući vremenski horizont od npr. 100, 250 ili 500 dana povijesnih podataka, izračunati dnevne povrate i odrediti iznos VaR iz iscertanog histograma gubitaka i dobitaka.

Povijesna simulacija može zahvaliti svoju popularnost svojim osnovnim karakteristikama:

- konceptualno je jednostavna,
- jednostavna je za primjenu,
- široko je rasprostranjena,
- prema mnogim istraživanjima daje zadovoljavajuće rezultate.²³

Glavna prednost povijesne simulacije je njena neparametričnost tj. ne postavljanje pretpostavki u vezi oblika distribucije faktora rizika koji utječu na vrijednost portfolija. Umjesto da se unaprijed pretpostavi određena teorijska distribucija povrata, izračun VaR-a putem povijesne simulacije se oslanja na empirijsku distribuciju povrata. Budući da većina vrijednosnica ima distribuciju sa zadebljanim repovima, povijesna simulacija nudi bolje rješenje od parametarskih metoda koje pretpostavljaju teorijske distribucije povrata, odnosno najčešće normalnu distribuciju. Pretpostavka normalnosti, na kojoj se temelji većina parametarskih pristupa, značajno podcjenjuje mogućnosti nastanka ekstremnih događaja, pa je time i izračunati VaR relativno nizak u odnosu na stvarni rizik. Povrati na portfolije sastavljene od više vrsta vrijednosnica, a posebice na portfolije dionica, distribuirani su

²³ Hendricks, 1996, Pallotta, Zenti, 2000, Pritsker, 2001

asimetrično i imaju veći iznos kurtosisa od normalne distribucije. Ovakva pojava kod distribucije povrata naziva se leptokurtosis. Jedan od razloga nastanka leptokurtosisa u nekondicionalnoj distribuciji povrata je vremensko nakupljanje volatilnosti. Empirijski je dokazano da volatilnost u vremenu nije ravnomjerna pojava, odnosno nije nezavisno i jednako distribuirana (IID)²⁴, već se pojavljuje u vremenskim nakupinama tj. razdoblja povećane volatilnosti se grupiraju u skupine. IID pretpostavka se zasniva na teoriji da su povrati međusobno vremenski nekorelirani tj. da povrat jednog razdoblja ne ovisi o povratima prethodnih razdoblja. Ova pretpostavka je u skladu s teorijom efikasnog tržišta gdje sadašnja cijena vrijednosnice odražava sve informacije važne za cijenu te vrijednosnice. Ukoliko promjene cijena ovise samo o novim informacijama, znači da ih se ne može predvidjeti i zbog toga će biti vremenski nekorelirane tj. kovarijanca između varijable X u vremenu t i u vremenu t-1 iznositi će nula. Ovaj oblik ponašanja nezavisnih varijabli u financijama opisuje teorija slučajnog hoda (random walk), odnosno teorije iz kvantne fizike kao što je Brownovo kretanje tj. Wienerov proces.²⁵

Glavni nedostatak povijesne simulacije je u činjenici da izračunava empirijsku distribuciju frekvencija povrata portfolija dodjeljujući svakom opažanju istu težinu (ponder), koja iznosi 1 kroz broj opažanja. Ovakav način ponderiranja indirektno pretpostavlja da su faktori rizika, a time i povijesno simulirani povrati, nezavisno i jednako distribuirani kroz vrijeme (IID). Pretpostavka nezavisne i jednake distribuiranosti kroz vrijeme na neefikasnim tržištima gdje postoji autokorelacija volatilnosti, koja se očituje u vremenskim nakupinama volatilnosti i autokorelaciji povrata, predstavlja značajan problem za svaki model izračuna VaR-a. Pretpostavka da su ostvareni povrati IID nerealna je zbog znane činjenice da volatilnosti variraju ovisno o vremenu tj. da se vremenski grupiraju razdoblja visoke i niske volatilnosti. Zbog ovih nedostataka standardnog pristupa povijesnoj simulaciji, razvijeni su ponderirani modeli povijesne simulacije koji na razne načine obrađuju ostvarene povrate (ARCH²⁶ modeli prognoziraju volatilnosti, filtriranje podataka itd.) kako bi uklonili autoregresiju i serijsku korelaciju između varijabli i transformirali ih u IID povrate.

Autokorelacija mjeri stupanj i smjer jakosti veze između članova iste serije međusobno razmaknutih (t) razdoblja. Prisutnost trenda u određenoj seriji podataka uvjetuje visok stupanj autokorelacije. Ako serija podataka sadrži periodičnu komponentu, to će se odraziti na vrijednost autokorelacijske funkcije. Sadrži li serija periodične komponente, valja ih prije izračunavanja vrijednosti autokorelacije nekim postupkom odstraniti. Filtriranje sistemskih

²⁴ Independently and identically distributed

²⁵ Za više o karakteristikama Wienerovog procesa pogledati Neftci, N. S. (2004) *Principles of Financial Engineering*, London: Elsevier academic press, str. 341

²⁶ ARCH (autoregressive conditional heteroskedasticity) – autoregresivni kondicionalno heteroskedastični model

komponenti iz serije se najčešće provodi pomoću diferencija, pomičnih prosjeka (za periodične komponente) ili se umjesto originalnih vrijednosti u analizi koriste reziduali. Pojava autokorelacije u slučaju slabo razvijenih tržišta može biti posljedica sljedećih čimbenika:

- Povremenog trgovanja pojedinim vrijednosnim papirima. Obično se s dionicama manjih tvrtki trguje rjeđe nego s dionicama većih kompanija, tako da se nove informacije najprije odraze na cijene dionica velikih tvrtki, a tek s vremenskim zakašnjenjem na dionice manjih tvrtki. Taj vremenski pomak može uzrokovati pozitivnu povezanost kretanja cijena dionica.
- Trgovanja na osnovi potrebe. Ovdje se misli na transakcije investitora koji ne trguju na osnovi informacija, već iz likvidnosnih razloga.
- Brzog rasta tranzicijskih tržišta. Gospodarstva koja su u razvoju rastu veoma brzo, tako da autokorelacija cijena na tržištima kapitala može nastati kao rezultat ekonomskog rasta.

Postoji više načina na koje se može izračunavati VaR koristeći osnovni princip povijesne simulacije. Posljednjih godina uz standardnu metodologiju razvili su se i ponderirani modeli koji uvelike poboljšavaju standardni pristup i otklanjaju većinu nedostataka povijesne simulacije.

Standardni model povijesne simulacije

Prvi korak u provedbi povijesne simulacije jeste sakupljanje dovoljnog broja povijesnih podataka o dobitima i gubicima ili povratima portfolija za koji se želi provesti povijesna simulacija. Podaci o povratima na portfolio mjere se tijekom određenog razdoblja npr. dana ili tjedna, a potrebno ih je sakupiti dovoljno kako bi se mogla provesti smisljena analiza. Promatrani portfolio koji se sastoji od (N) vrijednosnica, a za svaku vrijednosnicu (i) postoje opažanja za svaki od (n) razdoblja (npr. dana) u povijesnom uzorku, imat će simulirani povrat tijekom razdoblja (t):

$$Povrat_t = \sum_{i=1}^N w_i R_{i,t}$$

w_i – udio imovine trenutno uložen u vrijednosnicu (i)

$R_{i,t}$ – povrat na vrijednosnicu (i) u razdoblju (t)

Prethodna formula daje povijesno simulirane serije povrata za sadašnji portfolio te služi kao osnova za izračun VaR-a putem povijesne simulacije. Dobivena serija povijesno simuliranih povrata razlikovat će se od stvarnih povrata ostvarenih na portfolio iz jednostavnog razloga što se sastav stvarnog portfolija mijenja tijekom vremena. Povijesno simulirani povrati predstavljaju povrate koje bi portfolio ostvario ukoliko bi investitor mijenjao

svoj portfolio na kraju svakog radnog dana na način da osigura da svaka vrijednosnica ima uvijek isti relativni udio u portfoliju. To se može učiniti na način da svaki dan investitor uzima svoje ostvarene profite iz portfolija i nadoknađuje nastale gubitke kako bi postotne udjele vrijednosnica zadržao fiksnima. Formirajući svoj optimalni portfolio, autor je već apriori generirao povijesno simulirane povrate, budući da je fiksirao relativne udjele svake vrijednosnice u svom portfoliju te se zbog toga relativni udjeli vrijednosnica unutar portfolija nisu mogli mijenjati.

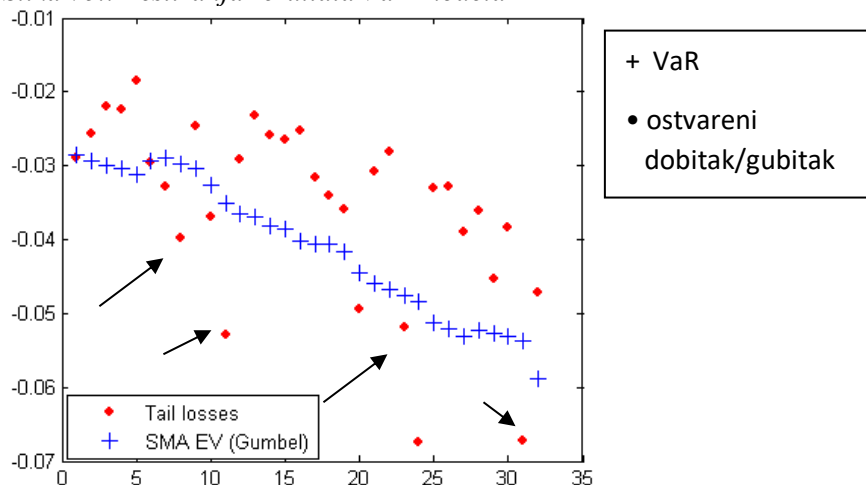
Povijesna simulacija se može provesti na način da se iz povijesnih podataka izračunaju postotne promjene za svaki faktor rizika na svaki pojedini dan. Svaka postotna promjena se tada množi s današnjom tržišnom vrijednošću kako bi se dobio (n) broj scenarija za sutrašnju vrijednost portfolija.²⁷ Za svaki od ovih scenarija, vrednovanje portfolija se provodi potpunim nelinearnim modelom vrednovanja.

Dobiveni povijesno simulirani povrati se unose na histogram i s histograma se očitava iznos VaR-a za željenu razinu vjerojatnosti. Ovisno o željenoj razini vjerojatnosti n-ti najveći gubitak se uzima za vrijednost VaR-a uz unaprijed zadanu vjerojatnost. Npr. ako se iz uzorka od 100 dana opažanja kretanja povrata želi dobiti VaR od 95%, peti najveći gubitak u promatranom razdoblju potrebno je pomnožiti sa sadašnjom vrijednošću portfolija kako bi se dobio iznos VaR-a. Značajan problem pri primjeni bilo koje metode povijesne simulacije je izračunavanje iznosa VaR-a za vremenska razdoblja duža od jednog dana. Kako bi se prognozirao VaR za razdoblja duža od jednog dana, potrebno je sastaviti povijesno simulirane povrate za razdoblja koja imaju jednaku frekvenciju kao i razdoblje za koje se traži VaR. Npr. ako se želi izračunati VaR pomoću povijesne simulacije za razdoblje držanja od tjedan dana, potrebno je sastaviti povijesno simulirane tjedne povrate. Pri ovakvom načinu računanja VaR-a za razdoblja duža od jednog dana u praksi se javlja ozbiljan problem. Kako se povećava razdoblje za koje treba izračunati VaR, broj opažanja naglo opada i ubrzo nestane dovoljno podataka. Jednostavna ilustracija jasno prikazuje problem: ukoliko postoji 500 dnevni opažanja za određeni portfolio, što je jednako dvije godine podataka, pri procjeni VaR-a za jedan dan na raspolaganju je 500 opažanja; ukoliko se želi izračunati VaR za razdoblje držanja od 5 dana, na raspolaganju je samo $500/5 = 100$ opažanja; za razdoblje od 10 dana broj opažanja iznosi samo 50. Pri primjeni povijesne metode za izračun VaR-a na tranzicijskim tržištima veoma značajno ograničenje predstavlja dužina vremenske serije podataka koja je na raspolaganju. Ovaj problem je posebno izražen u zemljama sa kratkom poviješću tržišne ekonomije, kao što je Hrvatska, gdje vrijednosnice ne kotiraju na burzama dovoljno dugo da bi se mogao računati VaR za duža razdoblja držanja. Nažalost, za sada ne postoji

²⁷ Pogledati Saunders, A., Cornett, M. M. (2003) *Financial Institutions Management: A Risk Management Approach*, New York: McGraw Hill Irwin, str.244.

jednostavan teorijski način na koji bi se VaR izračunan povijesnom simulacijom za jedno vremensko razdoblje transformirao u VaR za neko drugo vremensko razdoblje, kao što je to moguće kod parametarske metode gdje se to može učiniti jednostavnim množenjem iznosa VaR-a drugim korijenom iz vremena, što predstavlja veoma jednostavno, ali i upitno rješenje vremenske transformacije VaR-a.

Slika 75.: Testiranja rezultata VaR modela



Izvor: Izračun autora

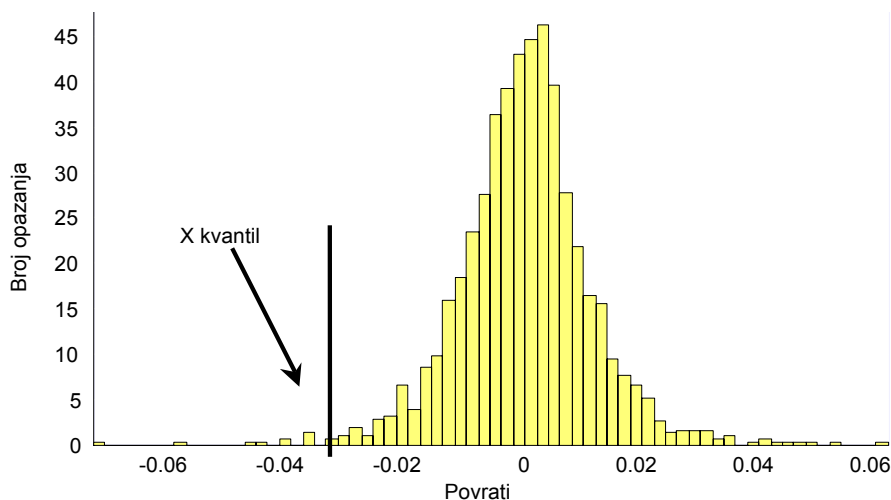
Na Slici 75. strelicama su označeni događaji kada je dnevni gubitak iz portfolija bio veći od predviđene rizične vrijednosti ili maksimalnoga očekivanoga gubitka. Na ovaj način se, radi određivanja promatranog broja dana, uspoređuju testiranja nekoliko modela s različitim brojem obuhvaćenih dana te se kao zaključni model uzima onaj s najmanje odstupanja od predviđenih rizičnih vrijednosti.

Povijesni model donosi i nekoliko prednosti, a najvažnije su:

- jednostavnost izračuna,
- nepostojanost pretpostavke o normalnosti distribucije dnevnih dobitaka i gubitaka iz portfolija, što je karakteristično za npr. RiskMetrics model,
- za izračunavanje VaR-a ne zahtijeva se poznavanje koeficijenata među financijskim instrumentima unutar portfolija, što je ujedno i najveća prednost povijesne metode u primjeni u hrvatskoj financijskoj praksi.

Povijesna je metoda vrlo korisna kada je količina «ulaznih» podataka manja te kada ne postoji dovoljno informacija o distribuciji dnevnih dobitaka ili gubitaka.

Slika 76.: Histogram dnevnih povrata



Izvor: Izračun autora

Na slici 76. prikazan je histogram tj. poredani povijesni dobitci i gubitci ostvareni od zauzimanja određene pozicije. VaR temeljen na povijesnoj simulaciji jednostavnim prebrojavanjem pozicija gubitaka dolazi do željenog kvantila tj. razine rizika.

Ponderirani modeli povijesne simulacije

Iz osnovnog oblika povijesne simulacije razvili su se mnogobrojni modeli koji pokušavaju isključiti nedostatke standardnog pristupa i poboljšati povijesnu simulaciju. Najpoznatije modifikacije povijesne simulacije uključuju: model ponderiran vremenom (BRW model) i model ponderiran volatilnošću (White-Hull model). Ovi modeli opisani su u nastavku knjige. Na teorijskim postavkama povijesne simulacije i ova dva modela, autori su razvili vlastiti kombinirani model povijesne simulacije.

Model povijesne simulacije ponderiran vremenom

Kao što je već ranije napomenuto, jedan od glavnih nedostataka povijesne simulacije jeste način na koji se pridaje važnost (težina) opažanjima iz prošlosti. Problem se može jasno razumjeti iz jednostavnog primjera. Povijesna simulacija s (n) opažanja iz prošlosti sadrži u sebi opažanje $R_{i,t-j}$, koje predstavlja povrat na vrijednosnicu (i) u trenutku ($t-j$) gdje (t) označava sadašnji trenutak, a (j) označava starost opažanja i poprima vrijednosti $1, \dots, n$ (npr. $j = 1$ označava da je opažanje staro jedan dan). Pri formiranju histograma povrata za povijesnu simulaciju opažanje $R_{i,t-j}$ će utjecati na histogram povrata u trenutku (t), zatim u trenutku ($t + 1$) i tako sve do trenutka

(t + n) kada se (j) izjednačuje sa (n) i opažanje $R_{i,t,j}$ ispada iz izabranog razdoblja. Sve vrijeme (n) tijekom kojeg se opažanje $R_{i,t,j}$ nalazi u izabranom vremenskom razdoblju, utjecat će jednakom težinom na histogram povijesnih povrata i time izravno na vrijednost VaR-a. Nakon isteka vremena (n) to opažanje će nestati iz izabranog razdoblja i više neće imati nikakav utjecaj na vrijednost VaR-a. Strukturiranjem povijesne simulacije na ovaj način, svakom opažanju bez obzira na njegovu starost (dok god je ta starost manja od n), pridaje se konstantno jednaki utjecaj na histogram povrata i time na vrijednost VaR-a, a nakon što opažanje postane starije od (n) razdoblja ono nema više nikakav utjecaj (ponder 0). Nemoguće je teorijski objasniti zašto bi određeno opažanje u trenutku (t) imalo tijekom cijelog vremena opažanja određeni konstantan ponder koji pri isteku određenog razdoblja odmah pada na nulu. Postavlja se pitanje zašto se pretpostavlja da pojedino povijesno opažanje (t-i) ima jednaku vrijednost kao i najnovije (t), a za samo jedno razdoblje starije opažanje (t-i-1) nema nikakvu važnost tj. ima ponder nula. Dodatni problem koji izaziva standardni način dodjeljivanja pondera jest stvaranje efekta «duha» (ghost effect). Efekt «duha» nastaje uslijed npr. ostvarenja jednog značajnog gubitka u promatranom razdoblju. Ostvareni visoki gubitak ostaje u histogramu gubitaka/dobitaka sve dok ne prođe (n) razdoblja i događaj ne ispadne iz uzorka. Kada događaj ispadne iz uzorka dolazi do naglog smanjenja iznosa VaR-a. Smanjenje VaR-a nije posljedica smanjenog rizika, već efekta «duha» koji izravno ovisi o načinu dodjeljivanja pondera opažanjima i dužini promatranog vremenskog razdoblja.

Ako se zauzme stav, koji je empirijski potvrđen, da ostvareni nekondicionalni povrati nisu IID²⁸, logično je za pretpostaviti da podaci iz bliske prošlosti bolje reprezentiraju budući rizik portfolija nego vremenski udaljenija opažanja. Boudoukh, Richardson i Whitelaw su u svom radu «The Best of Both Worlds: A hybrid Approach to Calculating Value at Risk» iz 1998. godine na temelju ovakvog razmišljanja razvili generalizirani oblik povijesne simulacije koji je po njima nazvan BRW model. BRW model povijesne simulacije opažanjima povrata iz bliske prošlosti dodjeljuje relativno visoke pondere koji vremenom eksponencijalno opadaju, a njihova suma iznosi 1.

$$w_{t-i-1} = \lambda w_{t-i}$$

$$\sum_{i=1}^N w_{t-i} = 1$$

w_i – povrat na portfolio u trenutku (i)

λ – lambda (faktor opadanja)

²⁸ Za potvrdu ove tvrdnje pogledati Engle, 1982, Bollerslev, 1986, Zangari, 1996, Hull, White, 1998

Eksponencijalno ponderiranje se vrši na način da se eksponencijalnom faktoru opadanja λ dodijeli vrijednost između 1 i 0, a $w(1)$ predstavlja ponder najnovijeg povijesnog povrata na portfolio. Opažanje koje prethodi najnovijem opažanju dobit će ponder $w(2)$ koji iznosi $w(2) = \lambda \times w(1)$. Treći povrat po redu dobiva ponder od $\lambda^2 \times w(1)$ i tako do broja n – ukupnog broja opažanja.

Nakon što su opažanjima povrata dodijeljeni ponderi, VaR se izračunava temeljem empirijske distribucije povrata prilagođene za dodijeljene pondere. Nakon dodjeljivanja pondera VaR se pri određenoj razini vjerojatnosti može aproksimirati iz empirijske kumulativne distribucije vremenski ponderiranih povrata r_{t-1}, \dots, r_{t-N} .

Standardni oblik povijesne simulacije predstavlja poseban slučaj BRW modela kada je faktor opadanja (λ) jednak 1. Iako BRW model primjenjuje jednostavnu modifikaciju standardne povijesne simulacije, rezultati te prilagodbe su značajni. Pri naglim promjenama na tržištu povijesna simulacija bilježi veoma slabe rezultate zbog sporog prilagođavanja promjenama i dodjeljivanja jednake važnosti svim opažanjima, bez obzira na vrijeme njihovog nastanka. BRW model povijesne simulacije pridaje puno veću važnost bliskim opažanjima te zbog toga na puno bolji način i mnogo brže reagira na nagle tržišne promjene. Navedene prednosti metode eksponencijalnog ponderiranja su razlog zašto ga je i RiskMetrics sustav prihvatio u svom parametarskom modelu. RiskMetrics sustav koristi vrijednost λ od 0,94 za dnevne podatke i $\lambda = 0,97$ za mjesečne podatke.²⁹ Navedeni iznosi λ postali su gotovo industrijski standard i najčešće su vrijednosti λ općenito korištene u stručnoj literaturi. Iz teorijskih pretpostavki i empirijskih istraživanja moglo bi se zaključiti da BRW model ispravlja značajne nedostatke povijesne simulacije. Nažalost, BRW model u praksi pokazuje, kao i standardna povijesna metoda, značajne nedostatke. Npr. ukoliko portfolio umjesto dugih pozicija sadrži kratke pozicije u vrijednosnicama, padovi na tržištu neće povećati iznos VaR-a zbog toga što portfolio kratkih pozicija u trenutcima pada tržišta bilježi dobitke, a ne gubitke. Iznos VaR-a za portfolio kratkih pozicija neće se povećati sve dok ne bude prekasno, odnosno do trenutka kad se tržište počne oporavljati, a portfolio počne bilježiti gubitke. Standardna povijesna simulacija, kao ni BRW model, ne registriraju povećanje rizika portfolija kratkih pozicija nakon pada tržišta iz razloga što oba pristupa izračunavaju iznos VaR-a promatranjem lijeve (negativne) strane repa distribucije povrata. Oba pristupa u potpunosti zanemaruju što se događa s pozitivnim povratima tj. ne obraćaju pozornost na desni rep distribucije i smatraju da pozitivni povrat ne sadrže korisne informacije o mogućim negativnim povratima. Ovakav način

²⁹ Pogledati J.P. Morgan/Reuters (1996) Technical Document, 4th edition, RiskMetrics

razmišljanja nije u skladu s empirijskim dokazima da nakon velikih dobitaka tržište bilježi i velike gubitke. Zabrinjavajuća je nesposobnost povijesne metode i BRW modela da povećane dobitke povezuju s većom volatilnošću povrata i time većim rizikom. Povećana volatilnost povrata, bila ona pozitivna ili negativna, ukazuje na povećanu rizičnost portfolija i neophodno ju je uzeti u obzir.

Model povijesne simulacije ponderiran volatilnošću

Problemu dodjeljivanja različitih pondera opažanjima može se pristupiti i na drukčiji način. Osnovnu ideju o ponderiranju povrata volatilnošću iznijeli su Hull i White u svom radu «Incorporating Volatility updating into the Historical Simulation method for Value at Risk» iz 1998. godine. Osnovna ideja iznesena u radu Hulla i Whitea bila je prilagođavanje povijesnih povrata za promjene u volatilnosti koje su se dogodile u najbližoj prošlosti. Za predviđanje iznosa VaR-a za dan (T) koristi se najsvježiji povijesni povrat ($r_{i,t-1}$), te ($\sigma_{T,i}$) - EWMA³⁰ ili GARCH³¹ predviđanje volatilnosti za naredno razdoblje dobiveno na kraju dana (T-1). Dobiveni iznos predviđene volatilnosti u trenutku (T) $\sigma_{T,i}$, predstavlja multiplikator kojim se množe povijesni povrati ($r_{i,t}$) u trenutku (t) ponderirani za pripadajuću EWMA ili GARCH volatilnost ($\sigma_{t,i}$) u trenutku (t). Na ovaj način dobivaju se kondicionalni – normalizirani povrati, koji zadovoljavaju kriterij IID povrata i time su prikladni za povijesnu simulaciju. Postupak ponderiranja povijesnih podataka volatilnošću izražen je u obliku formule:

$$r_{i,t}^* = \sigma_{T,i} \times \frac{r_{i,t}}{\sigma_{t,i}}$$

$r_{i,t}^*$ – volatilnošću ponderirani povrat

Ponderiranjem povrata na ovaj način stvarni se povijesni gubici povećavaju ili smanjuju ovisno o sadašnjoj volatilnosti tržišta. Npr. ako je prije 100 dana volatilnost na tržištu bila 1% ($\sigma_{t,i}$), a sadašnja prognozirana volatilnost na tržištu iznosi 2% ($\sigma_{T,i}$), gubici koji su se dogodili u razdoblju kada je volatilnost bila 1%, povećavaju se dvostruko i na taj način adekvatno oslikavaju stvarnu razinu rizika u sadašnjosti. Kako bi se sastavio histogram povijesnih povrata koriste se volatilnošću ponderirani povrati umjesto stvarnih ostvarenih povrata. Iz dobivenog histograma povrata očitava se iznos VaR-a za određenu razinu vjerojatnosti na isti način kao i kod standardne metode povijesne simulacije. Kako bi se uzelo u obzir vremensko nakupljanje volatilnosti pri prognoziranju buduće volatilnosti, korisno je

³⁰ EWMA (Exponentially weighted moving averages) – eksponencijalno ponderirani pomični prosjeci

³¹ GARCH (generalized autoregressive conditional heteroskedasticity) – generalizirani autoregresivni kondicionalno heteroskedastični model

poslužiti se modelom za kondicionalnu varijancu povrata, kao što je EWMA ili općeniti oblik ovog modela – generalizirani autoregresivni kondicionalni heteroskedastični model (GARCH). Oba ova modela modeliraju sadašnju varijancu povrata kao funkciju prijašnje varijance i prijašnjih kvadriranih povrata.

Metoda eksponencijalno ponderiranih pomičnih prosjeka (EWMA) snažnije naglašava svježija opažanja korištenjem eksponencijalno ponderiranih pomičnih prosjeka ostvarenih povrata i njihovih varijanci. EWMA pristup daje različite težine opažanjima ovisno o vremenu njihova nastanka. Budući da se težine opažanja eksponencijalno smanjuju, najnovije informacije dobivaju puno veću težinu od starijih. Formula za standardnu devijaciju portfolija prema EWMA modelu:

$$\sigma_t = \sqrt{(1 - \lambda) \sum_{s=t-k}^{t-1} \lambda^{t-s-1} (x_s - \mu)^2}$$

ili

$$\sigma_t = \sqrt{\lambda \sigma_{t-1}^2 + (1 - \lambda)(x_{t-1} - \mu)^2}$$

x_s – povrat u trenutku (s)

μ – prosječni dnevni povrat, najčešće je jednak nuli

σ_{t-1}^2 – varijanca portfolija iz razdoblja t-1, dobivena EWMA pristupom

Parametar lambda (λ) naziva se faktor opadanja i određuje stopu po kojoj opada važnost varijance povrata kako se udaljava u prošlost. Teoretski, kada bi suma ovih pondera iznosila jedan, bilo bi potrebno koristit beskonačno velik uzorak opažanja, ali budući da suma pondera konvergira ka jedan, dovoljno je koristiti skupove od stotinjak opažanja. Svrha EWMA modela jeste obuhvatiti kratkoročna kretanja u volatilnosti povrata. Eksponencijalno ponderirani prosjek svakog dana je kombinacija dva osnovna elementa: (1) prognozirane varijance prethodnog dana kojoj se dodjeljuje težina λ i (2) ponderiranog povrata prethodnog dana kojem se dodjeljuje težina $(1-\lambda)$. Što je niža vrijednost faktora λ , brže će se smanjivati utjecaj prošlih opažanja i više će se pozornosti poklanjati aktualnim povratima na tržištu.

Akronim GARCH predstavlja «generaliziranu autoregresivnu kondicionalnu heteroskedastičnost». Heteroskedastičnost znači «mijenjanje varijance», dakle kondicionalna heteroskedastičnost označava promjenu kondicionalne varijance. Heteroskedastičnost se može zamijetiti u vremenskim serijama u kojima je vidljivo nakupljanje volatilnosti tj. izmjenjuju se razdoblja visoke i niske volatilnosti. Autoregresija se odnosi na metodu kojom se dobiva kondicionalna heteroskedastičnost. Prvi ARCH (autoregresivna kondicionalna heteroskedastičnost) model predstavio je Robert F. Engle

1982. godine³², a kasnije je model generalizirao i usavršio Tim Bollerslev 1986. godine³³. GARCH modeli se zasnivaju na pretpostavci da se na temelju povrata i volatilnosti iz prethodnih razdoblja može prognozirati buduća volatilnost. Predviđanje varijance sljedećeg razdoblja pomoću GARCH (1,1)³⁴ procesa odvija se na sljedeći način:

$$\sigma_{t+1}^2 = \omega + \alpha \varepsilon_t^2 + \beta \sigma_{t|t-1}^2$$

$$\alpha + \beta \leq 1$$

- $\alpha, \beta, \omega,$ – GARCH parametri
- σ_{t+1}^2 – varijanca sljedećeg razdoblja
- ω – srednja vrijednost povrata
- ε_t – rezidual (neočekivani dio povrata) u trenutku (t)
- $\sigma_{t|t-1}^2$ – GARCH procesom predviđena varijanca za trenutak (t) na temelju informacija iz trenutka (t-1)

Zbog dobrih rezultata u prognoziranju buduće volatilnosti osnovni GARCH model je postao veoma popularan te je doživio mnoštvo izmjena tako da se danas koriste desetine različitih oblika GARCH modela, kao što su EGARCH, AGARCH, IGARCH, GJR GARCH i mnogi drugi.³⁵

Hull-Whiteov model povijesne simulacije ima nekoliko prednosti nad standardnim modelom povijesne simulacije i BRW modelom povijesne simulacije:

- Izravno uzima u obzir promjene u volatilnosti na tržištu pri izračunu VaR-a. Standardna povijesna simulacija ne uzima promjene volatilnosti u obzir, a BRW pristup koristi informacije o volatilnosti na tržištu na veoma restriktivan način.
- Rezultira iznosima VaR-a koji su osjetljivi na aktualna predviđanja volatilnosti budući se koristi GARCH prognozom buduće volatilnosti.
- Omogućuje dobivanje iznosa VaR-a koji su veći od najvećeg gubitka ostvarenog u promatranom razdoblju. U slučaju kada je volatilnost na tržištu veća nego u prošlosti, gubici ostvareni u promatranom razdoblju rastu sukladno razlici između tadašnje i sadašnje razine volatilnosti.

³² Engle F. R. (1982) Autoregressive conditional heteroscedasticity with estimates of the variance of United Kingdom inflation, *Econometrica*, 50 (4). str. 987-1008

³³ Bollerslev, T. (1986) Generalized autoregressive conditional heteroscedasticity, *Journal of Econometrics*, 31, str. 307-327

³⁴ Oznaka (p,q) pokraj oznake GARCH-a označava da se model GARCH temelji na promatranju (p) prethodnih povrata i (q) prethodnih volatilnosti. Tako da npr. model GARCH(1,1) označava GARCH model koji se temelji na opažanjima povrata i volatilnosti prethodnog razdoblja.

³⁵ Za više detalja pogledati Engle, Mezrich, 1995. i Palm 1996.

7. EKSTERNE METODE UPRAVLJANJA ROBNIM RIZIKOM

Eksterne metode upravljanja robnim rizikom obuhvaćaju ugovorne odnose izvan skupine povezanih poduzeća radi smanjenja rizika od gubitaka na cjenovnim razlikama. Pri tome se koriste financijsko-tržišnim ugovorima.

Najčešće se koriste:

- terminski ugovori (forward contracts)
- opcijski terminski ugovor (forward option)
- valutni futures ugovori (currency futures contracts)
- valutne opcije (currency options)
- valutne zamjene (currency swaps).

Ublažavanje ili eliminacija rizika naziva se hedging. Hedging poslovi znače kombinaciju spot i forward posla radi pokrića razlike u cijeni forward posla. Eliminacija izloženosti robnom riziku provodi se na način da se stvori nova izloženost robnom riziku koja je jednaka po veličini, ali suprotna po predznaku u odnosu na izloženost koja se eliminira. Ukoliko dvije izloženosti nisu jednake po veličini tada se radi o ublažavanju robnog rizika tj. o djelomičnom hedgingu. Stvaranje nove izloženosti ima za cilj da potencijalni gubitak zbog promjene cijena na prvoj izloženosti bude kompenziran jednakim iznosom dobiti na drugoj izloženosti. Ovaj isti proces znači i poništavanje svih pozitivnih efekata ukoliko se cijene kreću u smjeru koji odgovara investitoru.

Duge (long) i kratke (short) pozicije mogu se promatrati kao spot i forward duga pozicija i kao spot i forward kratka pozicija.

- Spot duga pozicija (long spot position) znači sadašnje posjedovanje neke robe (energenta), potraživanje u nekoj robi, što stvara mogućnost prodaje te robe danas ili u budućnosti.
- Forward duga pozicija (forward long position) znači sadašnju kupnju neke robe na termin, tj. da se kupnja izvrši u budućnosti po sadašnjim utvrđenim cijenama.
- Spot kratka pozicija (spot short position) znači dugovanje neke robe u sadašnjosti ili najavu odljeva te robe što stvara potrebu njene kupnje sada ili u budućnosti kako bi se mogao platiti dug.
- Forward kratka pozicija (forward ili future short position) predstavlja prodaju neke robe na termin, tj. prodaju robe koja se u tom trenutku ne posjeduje po sada dogovorenoj cijeni.

Bit hedginga je u zauzimanju spot ili forward kratke pozicije kada postoji spot duga pozicija. Kada postoji spot kratka pozicija, treba zauzeti spot ili forward dugu poziciju.

Dva osnovna načina hedginga jesu:

- zauzimanje kratke pozicije (spot ili/i forward)
- zauzimanje duge pozicije (spot ili/i forward).

Hedging zauzimanjem suprotne spot pozicije uglavnom se čini internim metodama. Hedging zauzimanjem suprotne forward pozicije tvrtke čini forward ugovorima i robnim derivatima: futures ugovori, opcije i swapovi. Stav pojedine tvrtke prema hedgingu definiran je njenom politikom hedginga koja ovisi o brojnim činiteljima kao što su sklonost ili averzija prema riziku, potreba zaštite, dostupne metode i tehnike hedginga itd.

Praksa poznaje tri politike hedginga:

1. Politika "ne zaštititi ništa":

Prisutna je u malim tvrtkama čija je izloženost robnom riziku vrlo mala. Takve tvrtke ne posjeduju znanja niti kadrovske i druge resurse za provođenje zaštite i općenito imaju negativan stav prema hedgingu.

2. Politika "zaštititi sve" (full hedge, naive hedge):

Veoma je rijetka i provode je tvrtke koje nemaju vlastite prognoze u vezi s kretanjem cijena energenata i u potpunosti žele eliminirati neizvjesnost u pogledu budućih novčanih tijekova te gubitaka i dobitaka na translaciji. Radi se o tvrtkama koje imaju jaku averziju prema riziku.

3. Politika "selektivnog hedginga":

Primjenjuje se u najvećem broju tvrtki, a podrazumijeva da tvrtka neku izloženost robnom riziku potpuno eliminira, neku djelomično, a neku uopće ne zaštićuje. Za provođenje ove politike tvrtci je potrebna određena razina tehnološke opremljenosti i stručnost kadrova kako bi uspješno upravljala robnim rizikom.

Primjer: Utjecaj primjene hedginga na poslovanje tvrtke. Od prodaje 20.000 MWh električne energije (cijena iznosi 50 EUR-a po MWh), tvrtka očekuje četveromjesečni priljev od po 1 milijun EUR-a mjesečno od ožujka do lipnja. Tvrtka ne poduzima nikakve mjere zaštite od robnog rizika.

U ožujku spot cijena električne energije iznosi 52 EUR/MWh, tvrtka dobiva:

$$20.000 \text{ MWh} \times 52 \text{ EUR/MWh} = 1.040.000 \text{ EUR-a}$$

U travnju spot cijena električne energije iznosi 45 EUR/MWh, tvrtka dobiva:

$$20.000 \text{ MWh} \times 45 \text{ EUR/MWh} = 900.000 \text{ EUR-a}$$

U svibnju spot cijena električne energije iznosi 40 EUR/MWh, tvrtka dobiva:

$$20.000 \text{ MWh} \times 40 \text{ EUR/MWh} = 800.000 \text{ EUR-a}$$

U lipnju spot cijena električne energije iznosi 50 EUR/MWh, tvrtka dobiva:

$$20.000 \text{ MWh} \times 50 \text{ EUR/MWh} = 1.000.000 \text{ EUR-a}$$

Da je tvrtka sklopila forward ugovor na prodaju električne energije po cijeni iz ožujka, prodala futures ugovor na električnu energiju, kupila put opciju na električnu energiju ili poduzela neki drugi oblik zaštite od robnog rizika, mogla je zaraditi:

$$4 \times 1.040.000 \text{ EUR-a} = 4.160.000 \text{ EUR-a}$$

Ne poduzimajući nikakav hedging ostvarena je zarada od:

$$1.040.000 + 900.000 + 800.000 + 1.000.000 = 3.740.000 \text{ EUR-a}$$

Ne poduzimanjem hedginga ostvaren je gubitak na potencijalnu zaradu od $(4.160.000 - 3.740.000)$ 420.000 EUR-a.

Ako tvrtka nije sigurna u vezi kretanja cijena, te ne želi zaštititi cjelokupni iznos iz špekulativnih razloga poduzima hedging na samo 10.000 MWh mjesečno.

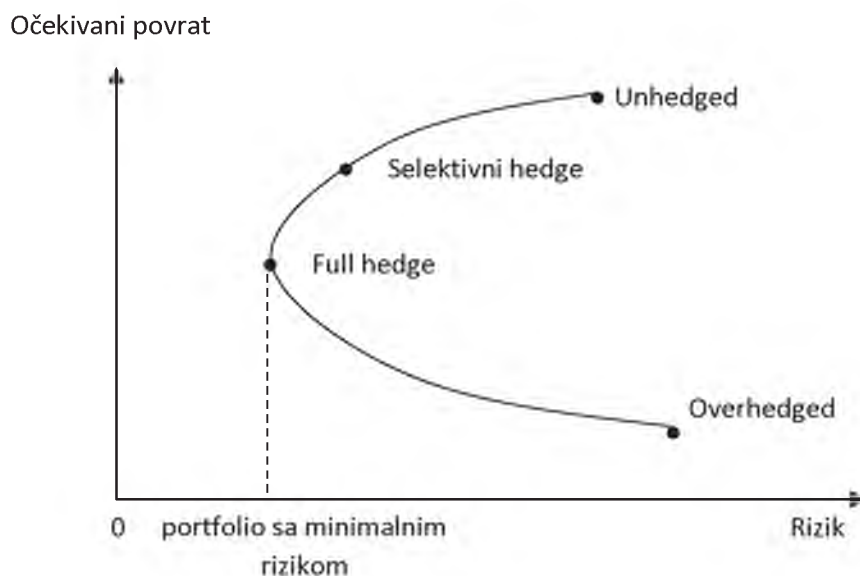
$$\begin{aligned} &1.040.000 + (3 \times (10.000 \times 52)) + (10.000 \times 45) + (10.000 \times 40) + (10.000 \times 50) = \\ &= 1.040.000 + 1.500.000 + 450.000 + 400.000 + 500.000 = 3.890.000 \text{ EUR} \end{aligned}$$

U odnosu na potpuni hedge, selektivnim hedgingom tvrtka je ostvarila gubitak od $4.160.000 - 3.890.000 = 270.000$ EUR-a, što je 150.000 EUR-a manji gubitak nego u slučaju ne poduzimanja hedginga. Da je cijena električne energije rasla, tvrtka bi ostvarila dodatni profit.

Hedging se može provesti na makro (makrohedge) i na mikro razini (mikrohedge). Tvrtka vrši mikrohedge kada upotrebljava forward ugovore ili derivate kako bi zaštitila povrat od pojedinog ulaganja ili osigurala pojedini izvor sredstava. Kod mikrohedgea tvrtka često pokušava naći takvu vrstu instrumenta kojom vrši hedging koji ima isto dospijeće kao i stavka nad kojom se vrši hedging. Tvrtka vrši makrohedge kada upotrebljava forward ugovore ili derivate kako bi zaštitila cjelokupnu bilancu od promjena cijena energenata. Makrohedge i mikrohedge mogu rezultirati veoma različitim hedging strategijama i rezultatima.

Makrohedging uzima u obzir cjelokupni portfolio te dopušta da se pojedine stavke iz aktive i pasive koje su osjetljive na kretanje cijena energenata međusobno ponište. Ovakav sveobuhvatni pogled rezultira veoma različitom agregatnom pozicijom u forward ugovorima i/ili derivatima od one kada bi se svaka pojedina stavka samostalno podvrgla hedgingu.

Grafikon 10.: Rizičnost portfolija u odnosu na očekivani povrat ovisno o poduzetoj politici hedginga



Izvor: Autori

Portfolio s minimalnim rizikom ne nosi rizičnost nula zbog baznog rizika tj. rizika da buduća kretanja spot i forward tečaja neće biti savršeno korelirana. Portfolio nultog rizika jedino je moguć u odsustvu baznog rizika. Ovisno o politici hedginga izdvajaju se četiri osnovne strategije koje definiraju vremensku dimenziju hedginga:

1. Hedge - and - hold, konzervativna ili klasična strategija:

Ova strategija počinje sa zaštitom u trenutku nastanka izloženosti robnom riziku. Zaštita traje čitavo vrijeme izloženosti bez obzira na kretanje cijena u tom razdoblju. Ova je strategija u velikom broju tvrtki jedini prihvatljivi oblik hedginga.

2. Modificirana hedge - and - hold strategija:

Za razliku od prethodne dopušta vremenski pomak (time lag) kod početka zaštite. Početak hedginga ne mora se poklapati s početkom izloženosti

robnom riziku. Pošto ova strategija zahtijeva procjenu kretanja cijena, nosi više rizika od prethodne strategije, ali i mogućnost dodatnih profita.

3. Agresivna strategija:

Ova strategija dopušta vremenski pomak na početku i prestanak hedginga prije završetka izloženosti robnom riziku. Ova strategija nastoji ograničiti moguće gubitke, ali i postići što veće dobitke. Agresivna je stoga što podrazumijeva praćenje kretanja cijena kroz čitavo vrijeme izloženosti robnom riziku, posjedovanje vlastitih ili naručenih procjena o smjeru i intenzitetu kretanja cijena u budućnosti. Uključuje donošenje odluka o početku i kraju procesa hedginga te trgovanje financijskim instrumentima i tehnikama hedginga kroz cijelo vrijeme izloženosti.

4. Strategija toleriranog efekta:

Ova strategija započinje tek u onom trenutku u kojem gubici na nekoj pojedinačnoj izloženosti robnom riziku prijeđu unaprijed zadani limit ili u onom trenutku kada ukupni gubici na svim izloženostima robnom riziku prijeđu također unaprijed zadani limit, a u svrhu sprečavanja daljnjih gubitaka. U području upravljanja robnim rizikom kada se radi o velikim tvrtkama koje imaju velik broj svojih podružnica, hedging se može provoditi centralizirano (za cijelo poduzeće - grupu) ili decentralizirano (svaka podružnica za sebe). Budući da tvrtka ne zna unaprijed kako će se kretati pojedine cijene, bilo kakva izloženost unutar portfolija može biti veoma rizična.

Primjer: Primjena hedging strategija: Od prodaje 20.000 MWh električne energije (cijena iznosi 50 EUR/MWh), tvrtka očekuje četveromjesečni priljev od po 1 milijun EUR-a mjesečno od ožujka do lipnja.

a) Tvrtka se odlučuje za hedge and hold strategiju, u ožujku poduzima hedging svoje pozicije koji traje od ožujka do kraja lipnja:

$$20.000 \text{ MWh} \times 52 \text{ EUR/MWh} = 1.040.000 \text{ EUR-a}$$

$$4 \times 1.040.000 \text{ EUR} = 4.160.000 \text{ EUR-a}$$

b) Tvrtka se, očekujući rast cijene električne energije u travnju, odlučuje za modificiranu hedge and hold strategiju, u travnju poduzima hedging svoje pozicije po cijeni od 45 EUR/MWh koji fiksira do kraja lipnja:

$$1.040.000 + 3 \times (20.000 \times 45) = 1.040.000 + 2.700.000 = 3.740.000 \text{ EUR-a}$$

Zbog pogrešnog očekivanja kretanja valutnih tečajeva i poduzimanja nepotpunog hedginga tvrtka je ostvarila gubitak od $(4.160.000 - 3.740.000) = 420.000 \text{ EUR-a}$

c) Očekujući volatilno kretanje cijene električne energije te očekujući njen skori rast, tvrtka se odlučuje za agresivnu strategiju. Odlučuje prema ožujskoj spot cijeni osigurati samo mjesec svibanj kada očekuje pad cijena, a u travnju i lipnju očekuje rast dolara, te ne poduzima hedging kako bi ostvarila što veći profit.

$$20.000 \times 52 + 20.000 \times 45 + 20.000 \times 52 + 20.000 \times 50 = \\ = 1.040.000 + 900.000 + 1.040.000 + 1.000.000 = 3.980.000 \text{ EUR-a}$$

Zbog pogrešnog očekivanja kretanja valutnih tečajeva i poduzimanja agresivne strategije banka je ostvarila gubitak od $(4.160.000 - 3.980.000) = 180.000$ EUR-a.

d) Tvrtka se odlučuje za primjenu strategije toleriranog efekta, tako da poduzme hedging svojih pozicija pri nastanku gubitka većeg od 90.000 EUR-a. Strategije započinje tako da se ne poduzima nikakav hedging u ožujku, a ostvarena dobit iznosi:

$$20.000 \times 52 = 1.040.000 \text{ EUR-a}$$

U travnju spot cijena pada na 45 EUR/MWh, ostvarena dobit iznosi:

$$20.000 \times 45 = 900.000 \text{ EUR-a}$$

Došlo je do gubitka od 100.000 EUR-a, tvrtka odlučuje poduzeti hedging za preostala dva mjeseca (svibanj i lipanj) po spot cijeni u travnju koji iznosi 45 EUR/MWh, dobit za svibanj i lipanj iznosi:

$$2 \times 20.000 \times 45 = 1.800.000 \text{ EUR-a}$$

Primjenom strategije toleriranog efekta tvrtka je ostvarila dobit u iznosu:

$$1.040.000 + 900.000 + 1.800.000 = 3.740.000 \text{ EUR-a}$$

Ostvareni gubitak iznosi 420.000 EUR-a.

Tvrtka može bolje kontrolirati svoju izloženost ukoliko odluči koristiti hedging na dva osnovna načina:

- bilančnim hedgingom i
- izvanbilančnim hedgingom.

Bilančni hedging označava provođenje promjena unutar bilančne imovine i obveza kako bi tvrtka zaštitila dobit od robnog rizika.

Izvabilančni hedging ne uključuje promjene unutar bilance nego znači trgovanje s derivatima kao što su forward ugovori, futures ugovori, opcije, swapovi i sl. kako bi se postigla zaštita od robnog rizika.

7.1. Forward (terminski) ugovor

Forward ugovor je ugovor između dva poslovna subjekta o razmjeni određene robe za unaprijed određeni iznos na neki budući datum. Jedinična cijena, rok isporuke i količina robe kod forward ugovora određuju se unaprijed, pri zaključivanju ugovora. Svaka tvrtka može, kako bi se zaštitila od robnog rizika, umjesto bilančnog hedginga provesti izvanbilančni hedging korištenjem forward ugovora što je u praksi često puta mnogo jeftinije rješenje. Forward ugovori se koriste za fiksiranje cijene roba za buduću transakciju čime se eliminira robna izloženost. Uloga forward ugovora je uklanjanje nesigurnosti u vezi buduće cijene određene robe tijekom investicijskog razdoblja. Sklapanje forward ugovora ne pojavljuje se u bilanci tvrtke, već se vodi u izvanbilančnoj evidenciji, što je često prednost nad klasičnim, bilančnim hedgingom. Npr. u tromjesečnom forward ugovoru za isporuku robe kupac i prodavatelj se dogovaraju za cijenu i količinu danas ($t = 0$), ali stvarna isporuka se dešava tek za 3 mjeseca. Ako je ugovorena forward cijena u trenutku $t = 0$, 7 milijuna HRK za 10.000 barela nafte, za 3 mjeseca će prodavatelj isporučiti 7 milijuna HRK i za to od kupca primiti 10.000 barela nafte. To je cijena koju kupac mora platiti i prodavatelj prihvatiti bez obzira što se dogodi sa spot cijenom nafte unutar 3 mjeseca između sklapanja ugovora i isporuke deviza.

Kreditni rizik (rizik neplaćanja) je puno značajniji za forward ugovore nego futures ugovore. Forward ugovori predstavljaju nestandardizirane bilateralne ugovore između dvije strane, npr. dvije banke, i sva plaćanja se trebaju izvršiti u jednom budućem trenutku (pri dospijeću). Predstavljaju OTC ugovore bez ikakvih garancija ukoliko jedna strana odluči neisplatiti određeni iznos. Upravljanje robnim rizikom pomoću forward ugovora je značajno, prije svega za veća poduzeća, i to iz sljedećih razloga:

- s cijenama roba može se u terminskim poslovima barem djelomično pogađati, a posebice onda kada je poduzeće dovoljno snažno da utječe na odluke druge ugovorne strane,
- međunarodni bankarski sustav "otvoren je" 24 sata na dan i sedam dana u tjednu tako da poduzeća mogu poslovati na tržištu terminskih poslova kad god žele,
- tržište terminskih poslova ne postavlja ograničenja što se tiče visine svote i vrste valute

Primjer forward ugovora:

Tvrtka ima obvezu za 3 mjeseca platiti 10.000 barela nafte čija je trenutna cijena 100 US\$/bbl. Da bi tvrtka izvršila svoju obvezu, ona sagledava tri moguće opcije:

- 1) Čekati tri mjeseca i onda platiti naftu. Nedostatak ove opcije jeste da se cijena nafte može promijeniti u sljedeća tri mjeseca tako da je transakcija neprofitabilna. To znači da nema garancije da će sadašnja (spot) cijena biti jednaka i za tri mjeseca. Ako cijena nafte poraste, tvrtka bi bila na gubitku. U suprotnom, ako bi cijena nafte pala, tvrtka bi ostvarila dobitak. Zbog mogućih nepovoljnih promjena cijene, uvoznik neće prihvatiti strategiju čekanja tri mjeseca kako bi platio naftu.
- 2) Kupiti 10.000 barela nafte sada i držati ih tri mjeseca te je tada prodati. Ova alternativa ima prednost jer tvrtka zna točno koliko je novaca potrebno za kupnju nafte. Ali, uvoznik je u ovom slučaju suočen s novim problemom nabave nafte, skladištenjem i prodajom nafte te imobilizacijom financijskih sredstava potrebnih u svakodnevnom poslu.
- 3) Korištenje forward ugovora.
 - Dana 01.01. cijena iznosi 100 US\$/bbl. U sljedeća tri mjeseca cijena nafte može porasti i time povećati troškove tvrtke. Tvrtka se može zaštititi od rizika porasta cijene nafte tako da će ugovoriti s bankom forward ugovor na 90 dana, po cijeni od 101 US\$/bbl.
 - Budući da poduzeću nije potrebna nafta već isključivo zaštita od porasta njezine cijene temeljem forward ugovora, banka će poduzeću po dospijeću ugovora, tj. 01.03. isplatiti pozitivnu razliku između stvarne tržišne cijene (ukoliko je ona porasla) i ugovorenih 101 US\$/bbl. Na taj će se način kompenzirati povećana cijena koju tvrtka mora platiti svom dobavljaču. U slučaju pada cijene nafte tvrtka bi izgubila po forward ugovoru tj. morala bi platiti negativnu razliku banci s kojom je ušla u forward, ali bi taj gubitak bio neutraliziran nižom cijenom koju bi za naftu tvrtka mora platiti dobavljaču.

Forward ugovor nije opcijski ugovor. Obje ugovorne strane moraju biti spremne na ugovorene stavke, za razliku od opcijskog ugovora u kojem jedna strana (kupac) ima mogućnost da pusti ugovor da istekne bez njegova izvršenja. Banka, kao prodavatelj forward ugovora, mora isporučiti naftu (u stvarnosti platiti razliku u cijeni), a tvrtka je mora kupiti po unaprijed ugovorenoj (terminskoj) cijeni, neovisno o spot cijeni koja će vrijediti na dan izvršenja ugovora.

7.2. Futures ugovori (ročnice)

Futures ugovori predstavljaju standardizirane sporazume odnosno ugovore između kupca i prodavatelja o kupnji ili prodaji standardne količine nekog detaljno opisanog osnovnog instrumenta, standardne kvalitete, na standardizirani dan u budućnosti po cijeni dogovorenoj u sadašnjosti. Ugovor predstavlja obvezu koja prodavatelju nalaže izvršenje isporuke, a kupcu obvezu prihvata unaprijed dogovorene robe na točno određeni dan u budućnosti. U svakom futures ugovoru specificiraju se tip robe, tip ili vrsta vrijednosnog papira i sl., zatim cijena i rok isporuke, te ime specijaliziranog obračunskog zavoda za izvršenje takvog ugovora, odnosno za njegovo poravnanje.

Obilježja futures ugovora:

- standardiziranost
 - sadržaj ugovora koji je jednak za svakog korisnika
 - količine robe
 - datum obračuna
- trgovanje na terminskoj burzi
- ograničenje promjena cijena
- zahtjev za pologom
- nizak postotak zatvaranja ugovora

Futures ugovori su veoma slični forward ugovorima, razlika se nalazi u određivanju cijene roba za isporuku te u podmirivanju međusobnih obveza. Kod forward ugovora cijena je fiksirana tijekom cjelokupnog trajanja ugovora (kroz tri mjeseca 100 US\$/bbl). Kod futures ugovora obavlja se svakodnevno tržišno vrednovanje nafte ili neke druge robe u pitanju. tj. dolazi do dnevnih gotovinskih podmirenja između kupca i prodavatelja ovisno o promjenama cijene futures ugovora na tržištu.

Futures ugovorima se trguje po različitim obračunskim datumima. Postoje standardni obračunski datumi u ožujku, lipnju, rujnu i prosincu. Obračunski datum je treća srijeda u mjesecu. Ugovorena cijena predstavlja cijenu po kojoj se futures kupuje ili prodaje. Cijena po kojoj se trguje s futuresima se stalno mijenja do datuma obračuna. Svaki se dan futures ugovor prilagođuje tržištu u smislu da se vrednuje prema cijeni nakon zatvaranja tržišta. Kretanje cijena utječe na kupca i prodavatelja na suprotne načine. Svaki dan postoji dobitnik i gubitnik, što ovisi o smjeru kretanja cijene. Gubitnik mora nadoknaditi manjak u razlici cijena, dok pobjednik može podići višak u razlici. Dobici i gubici po futures ugovorima isplaćuju se svakodnevno na kraju dnevnog trgovanja. Burza određuje obračunsku cijenu koncem svakog trgujućeg dana po svakom futures ugovoru koja odražava trgujuće cijene prema kraju dnevnog trgovanja. Ova cijena se tada koristi za proces poznat kao "tržišno vrednovanje" (marking-to-market) putem kojeg se dnevni

gubitak ili dobitak po futures poziciji evidentira na svakom graničnom (margin) računu.

Kako izgleda dnevni obračun futures pozicija najbolje se može ilustrirati primjerom:

U utorak ujutro investitor kupuje future ugovor koji obvezuje na kupnju benzina koji dopijeva u četvrtak navečer. Ugovorena cijena iznosi 180 US\$/bbl, a standardizirana veličina ugovora 1.000 bbl. Do zatvaranja dnevnog trgovanja u utorak navečer cijena futuresa je porasla na 194 US\$.

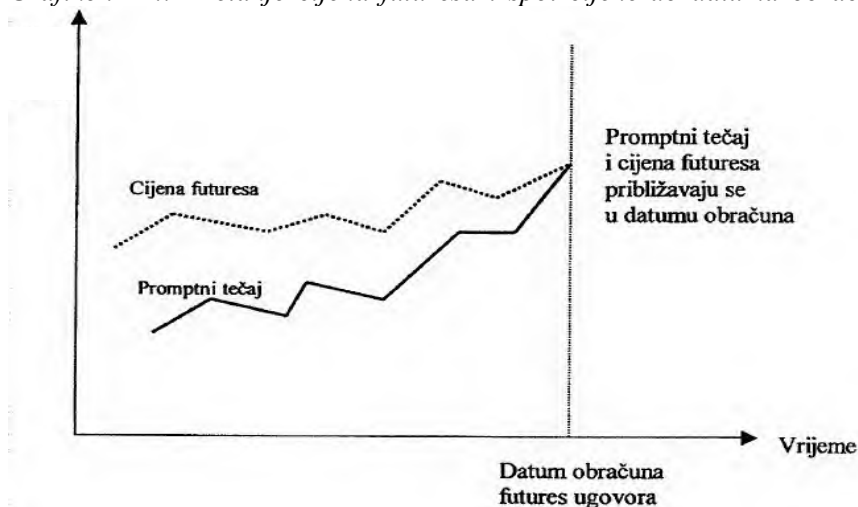
Tijekom dnevne trgovine dogodile su se tri situacije:

- 1) investitor je ostvario dobitak u iznosu od 14.000 US\$ (1.000×14)
- 2) postojeći futures ugovor po cijeni od 180 US\$ je otkazan
- 3) investitor prima novi futures ugovor po cijeni od 194 US\$

U srijedu po zatvaranju trgovanja cijena futuresa je iznosila 187 US\$. Investitor mora isplatiti gubitak od 7.000 US\$ (1.000×7) drugoj strani u ugovoru i izmijeniti stari ugovor za novi čija je cijena 187 US\$.

U četvrtak do zatvaranja dnevnog trgovanja cijena futuresa je pala na 180 US\$ i ugovor je dospio, odnosno ugovor se zatvara. Investitor ostvaruje novi gubitak i isplaćuje 7.000 US\$ drugoj strani u ugovoru i prima 1.000 bbl benzina koje plaća po cijeni od 180 US\$.

Grafikon 11.: Kretanje cijena futuresa i spot cijene do datuma obračuna



Izvor: Preuzeto iz Rice, Coyle, 1992, 39

Informacije o cijenama futures ugovora sadržane su u financijskom tisku, gdje su izloženi detalji o trgovini prethodnog dana. Futures ugovore

karakterizira nizak postotak zatvaranja ugovora. Vrlo malo ugovora uključuje stvarnu isplatu po dospeljuću. Umjesto toga, kupci i prodavatelji u ugovoru nezavisno odabiru neutralizirajuće položaje kako bi likvidirali ugovor. Prodavatelj poništava taj ugovor kupujući drugi ugovor; kupac prodajući opet neki treći ugovor.

Robni futuresi su slični forward (terminskim) ugovorima, jer su oba ugovora o budućoj kupnji ili prodaji robe. Ipak, postoje važne razlike koje uglavnom proizlaze iz prirode burzovno trgujućih futuresa. Forward ugovori razlikuju se od futures ugovora u nekoliko bitnih obilježja koji su predstavljeni u tablici 28.

Tablica 38.: Osnovne razlike između forward i futures ugovora

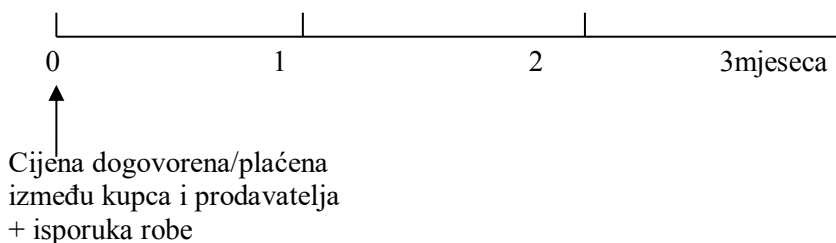
OPIS	OBILJEŽJA FUTURES UGOVORA	OBILJEŽJA FORWARD (TERMINSKIH) UGOVORA
TRGOVINA	Trgovanje na burzi	Trgovanje direktnim pregovorima, najčešće telefonom ili telefaksom
OBRAČUN	Obračun se vrši dnevno: dobiti se mogu podići, a gubici se moraju isplatiti dnevno	Obračun se vrši onog datuma koji je dogovoren od strana koje su zaključile ugovor
NAČIN SKLAPANJA UGOVORA	Kupnja i prodaja posredstvom brokera za čiju se uslugu plaća provizija	Ugovara se direktno između banke i poduzeća
VELIČINA UGOVORA	Mogu se razmjenjivati samo određene robe i to u količini koja je standardizirana	Bilo koji iznos bilo koje robe može biti sredstvo razmjene između kupca i prodavatelja
DATUMI OBRAČUNA	Standardizirani datumi obračuna	Datumi obračuna ugovaraju se između kupca i prodavatelja i različiti su za svaki ugovor
POLOG	Da bi prodavao ili kupovao futures ugovore, sudionik na tržištu mora položiti polog	Banke ne zahtijevaju polog prilikom zaključivanja terminskog ugovora
UČESTALOST ISPLATE PO DOSPIJEĆU	Samo nekolicina ugovora uključuje stvarnu isplatu po dospeljeću glavnice	Većina terminskih ugovora rezultira isporukom robe
TROŠAK UGOVORA	Uključuje proviziju za usluge brokera	Troškovi se baziraju na razlici između ponude i potražnje
KREDITNI RIZIK		Pojavljuje se za sve strane u ugovoru. Kreditna ograničenja moraju biti dogovorena zasebno za svakog subjekta u ugovoru

Izvor: Shapiro, 1991, 115

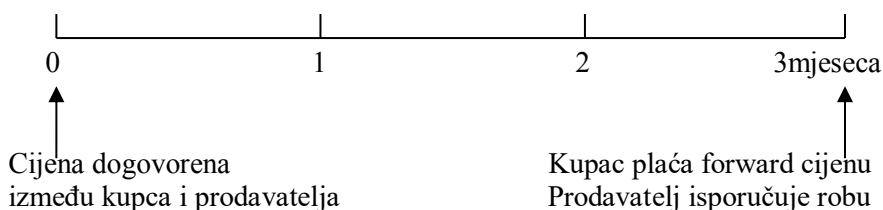
Razlika između spot, forward i futures tržišta prikazana je na sljedećem grafikonu.

Grafikon 12.: Razlika između spot, forward i futures tržišta

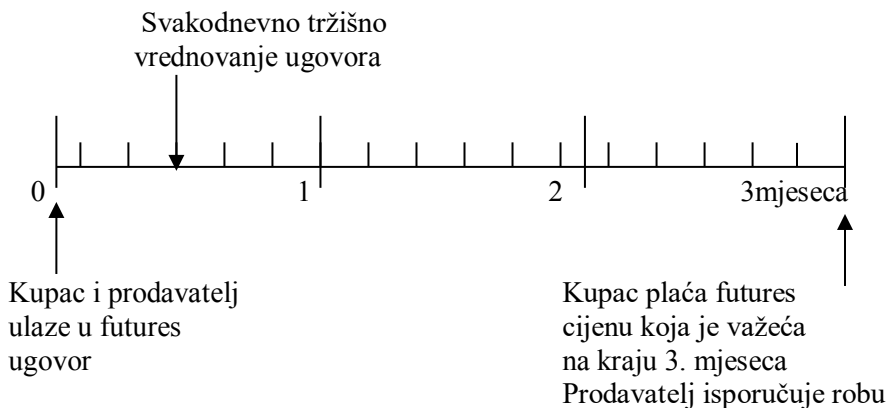
Spot



Forward



Futures



Izvor: Autori

Manja veličina futures ugovora i sloboda da se ugovor zaključi u bilo koje vrijeme prije njegova dospijeca na dobro organiziranom tržištu futuresima jeste ono što razlikuje futures ugovore od forward ugovora. S druge strane, ograničen broj roba kojima se trguje kao i rokova dospijeca i ugovorenih količina roba koje moraju biti isporučene glavni su nedostaci futures ugovora za mnoge komercijalne korisnike.

Prednosti korištenja futuresa u izbjegavanju robne izloženosti:

- ne iziskuje korištenje kredita,
- mogućnost zarade u slučaju povoljnog kretanja cijene robe,
- pozicija može biti "razvezana" u svakom trenutku zbog velikog i likvidnog tržišta što daje poduzeću vremensku fleksibilnost da može uskladiti zahtjeve za izbjegavanje rizika prema izloženosti.

Nedostaci korištenja futuresa u izbjegavanju robne izloženosti:

- provizija koja se plaća brokeru,
- zahtjev za pologom,
- dostupni isključivo u standardnim veličinama i za točno određene datume obračuna,
- administracija i kontrola,
- može se upravljati izloženošću samo za razdoblja do 12 mjeseci

Primjer: Naftna tvrtka ima dugu poziciju u nafti pa je suočena s rizikom da će tijekom vremena isplate investicijskog kredita cijena nafte pasti tako da prihod od njene prodaje neće moći pokriti troškove izvora sredstava. Umjesto bilančnog hedginga ili hedginga sa forward ugovorima tvrtka se može zaštititi od robnog rizika koristeći futures ugovore.

Tvrtka želi osigurati cijenu nafte od pada i time svoju rentabilnost. Godišnja proizvodnja iznosi 800.000 bbl.

Tvrtka želi započeti hedging svoje duge pozicije u nafti 25. rujna. Na taj dan na tržištu se nude dva futures ugovora na naftu. Futures ugovor koji ističe u prosincu te godine i futures ugovor koji ističe u ožujku sljedeće godine. Na tržištu se na taj dan ne nudi futures ugovor koji bi zaštitio tvrtku tijekom jednogodišnjeg razdoblja. Najduži dostupni futures ugovor dospijeva za malo više od 5 mjeseci (ožujak sljedeće godine). Tvrtka se može poslužiti futures ugovorima za hedging samo ako prevali hedge na nove futures ugovore kada oni trenutno dostupni dospiju. Ovakvi postupci rezultiraju transakcijskim troškovima i nesigurnošću u vezi budućih cijena futures ugovora. Tvrtke koje žele na duži rok postaviti hedging na neku svoju poziciju preferiraju forward ugovore ili swapove nad futures ugovorima.

Važno je znati koji broj futures ugovora treba kupiti ili prodati kako bi se postigao željeni učinak. Treba prodati onoliku količinu futures ugovora koja rezultira dovoljnim profitom po futures ugovorima kako bi se neutraliziralo gubitke zbog negativnih razlika pri padu cijene nafte.

Postoje dvije različite okolnosti na koje treba pripaziti kod izračuna potrebnih futures ugovora za hedging:

- 1) Očekuje se da će se futures cijene nafte mijenjati na isti način kao i spot cijene nafte tijekom godine. Futures i spot promjene cijena su savršeno korelirane.
- 2) Futures i spot cijene, iako se očekuje da se kreću u istom smjeru, nisu savršeno korelirane, postoji bazni rizik.

Primjer savršene korelacije između futures i spot cijena:

25. rujna, na tržištu su formirane cijene:

S_t = Spot cijena: 70 US\$/bbl

f_t = futures cijena za 3-mjesečni ugovor: 75 US\$/bbl

Tvrtka u aktivu ima 800.000 bbl i želi se u potpunosti osigurati (full hedge) od pada cijene nafte. Predviđanja su da će za 1 godinu cijene biti:

S_{t+1} = 67 US\$/bbl

f_{t+1} = 72 US\$/bbl

Za godinu dana; $\Delta S_t = -3$ US\$

$$\Delta f_t = -3 \text{ US\$}$$

Za tvrtku koja vjeruje u ovu prognozu pada cijene nafte ispravna strategija potpunog hedga bila bi osiguranje svih 800.000 bbl (56.000.000 US\$) prodajom (zauzimanjem kratke pozicije) futures ugovora na naftu. Standardna veličina pojedinog futures ugovora za naftu iznosi 1.000 bbl te zato treba prodati:

$$N_f = \frac{800.000 \text{ bbl}}{1.000 \text{ bbl}} = \frac{\text{Veličina duge pozicije}}{\text{Veličina futures ugovora}} = 800 \text{ ugovora}$$

Ukoliko dođe do pada cijene nafte, gubitak po dugoj poziciji u nafti iznosio bi:

(Pozicija) x ΔS_t

$$(800.000 \text{ bbl}) \times (70 \text{ US\$/bbl} - 67 \text{ US\$/bbl}) = 2,4 \text{ milijuna US\$}$$

Vrijednost godišnje proizvodnje tvrtke bila bi za 2,4 milijuna US\$ niža ukoliko bi došlo do pada cijene nafte na spot tržištu s 70 US\$/bbl na 67 US\$/bbl. Dobitak po futures ugovorima iznosio bi:

$(N_f \times 1.000 \text{ bbl}) \times \Delta f_t$

$$(800 \times 1.000 \text{ bbl}) \times (75 \text{ US\$/bbl} - 72 \text{ US\$/bbl}) = 2,4 \text{ milijuna US\$}$$

Prodajom 800 futures ugovora od kojih svaki ima protuvrijednost od 1.000 bbl, prodavatelj bi zaradio 2,4 milijuna US\$ kako futures cijena nafte pada s 75 US\$/bbl na 72 US\$/bbl. Cash flow od 2,4 milijuna US\$ rezultira svakodnevnim tržišnim vrednovanjem futures ugovora. Kako cijena futures ugovora pada zbog dnevnog vrednovanja ugovora, kupac futures ugovora za naftu mora platiti manje. Prodavatelja se mora kompenzirati za razliku između originalne cijene ugovora i nove niže tržišne cijene ugovora s maržnog računa kupca. Tijekom godine kupac kompenzira prodavatelju 3

US\$ po kupljenom barelu, tj kako futures cijena pada sa 70 US\$/bbl na 67 US\$/bbl, 3 US\$ x broj kupljenih futures ugovora (800) x veličina futures ugovora u barelima (1.000). Prednost poduzimanja hedginga putem futures ugovora sastoji se i u tome što prihod od 2,4 milijuna US\$ ne dopijeva na kraju godine nego je rezultat svakodnevnog tržišnog vrednovanja ugovora. Prihode od svakodnevnog vrednovanja tvrtka može uložiti tijekom godine te ostvarivati dodatan prihod tako da ukupan iznos prihoda na kraju godine iznosi više od 2,4 milijuna US\$. Zbog ove činjenice tvrtka može smanjiti broj prodanih futures ugovora kako bi postigla jednaku zaštitu. Za koliki iznos može smanjiti broj prodanih futures ugovora, ovisi o dinamici pristizanja novaca od futures pozicije kao i o investicijskim prilikama na tržištu te kamatnim stopama. Jednostavan način izračuna je diskontiranje broja ugovora potrebnih za hedge s kratkoročnom referentnom kamatnom stopom.

Primjer nesavršene korelacije između futures i spot cijena (bazni rizik):

Tvrtka ne vjeruje da će spot cijena nafte i cijena futures ugovora na naftu pasti za isti iznos. Na dan 25. rujna na tržištu su formirane cijene:

$S_t = \text{Spot cijena: } 90 \text{ US\$/bbl}$

$f_t = \text{futures cijena za 3-mjesečni ugovor: } 80 \text{ US\$/bbl}$

Predviđanja su da će za jednu godinu cijene nafte biti:

$S_{t+1} = 82 \text{ US\$/bbl}$

$f_{t+1} = 76 \text{ US\$/bbl}$

Za godinu dana; $\Delta S_t = - 8 \text{ US\$}$

$\Delta f_t = - 4 \text{ US\$}$

Očekuje se da će cijena futures ugovora na naftu pasti manje nego spot cijena. Do pojave baznog rizika dolazi iz razloga što se spot i futures ugovorima trguje na različitim tržištima s različitom ponudom i potražnjom. Iako su spot cijene i cijene futures ugovora visoko korelirane, često korelacija iznosi manje od jedan, odnosno manje od savršene korelacije.

Ukoliko bi tvrtka ignorirala činjenicu da spot cijena nafte pada brže od cijena futures ugovora te nastavila sa hedgingom prodajući 800 futures ugovora, zabilježila bi značajan gubitak na kraju godine.

Gubitak po poziciji u nafti: očekivani pad u spot cijeni za 8 US\$.

Pozicija u nafti x ΔS_t

$800.000 \text{ bbl} \times (90 \text{ US\$/bbl} - 82 \text{ US\$/bbl}) = -6.400.000 \text{ US\$}$

Dobitak od zauzete pozicije u futures ugovorima: očekivani pad u forward cijeni nafte za 4 US\$.

$$(N_f \times 1.000 \text{ bbl}) \times \Delta f_t$$

$$(800 \times 1.000 \text{ bbl}) \times (80 \text{ US\$/bbl} - 76 \text{ US\$/bbl}) = 3.200.000 \text{ US\$}$$

Tvrtka bi pretrpjela neto gubitak od:

$$\text{Neto gubitak} = \text{Gubitak po spot poziciji} - \text{Dobitak po futures poziciji}$$

$$\text{Neto gubitak} = 6.400.000 \text{ US\$} - 3.200.000 \text{ US\$} = 3.200.000 \text{ US\$}$$

Ovaj gubitak bi izravno smanjio profite tvrtke u tekućoj godini. Kako bi se u potpunosti zaštitila od pada cijene nafte, tvrtka mora uzeti u obzir nižu osjetljivost spot cijene od cijene futures ugovora te prodati više od 800 futures ugovora. Da bi se dobio broj potrebnih futures ugovora, potrebno je znati koliko je osjetljivija spot cijena od cijene futures ugovora. Omjer promjena spot cijena (ΔS_t) prema promjenama cijena futures ugovora (Δf_t) označava se sa (h) – hedging omjer.

$$h = \frac{\Delta S_t}{\Delta f_t}$$

$$h = \frac{0,08}{0,04} = 2$$

Spot cijena je za 100% osjetljivija od cijena futures ugovora – za svakih 1% promjene cijene futures ugovora spot cijena će se promijeniti za 2%. Tvrtka se može poslužiti s hedging omjerom (h) za izračunavanje potrebnog broja futures ugovora kako bi osigurala svoju dugu poziciju u nafti u slučaju kada spot i futures cijene nisu savršeno korelirane. Vrijednost hedging omjera (h) od 2 u ovom slučaju označava da za svaki 1 bbl nafte u dugoj poziciji tvrtka treba prodati 2 bbl nafte futures ugovora.

Gubitak zbog duge spot pozicije:

$$800.000 \text{ bbl} \times (90 \text{ US\$/bbl} - 82 \text{ US\$/bbl}) = -6.400.000 \text{ US\$}$$

Dobitak od zauzete pozicije u futures ugovorima: U formulu za izračunavanje broja potrebnih futures ugovora uključuje se hedging omjer (h):

$$N_f = \frac{\text{Veličina duge pozicije}}{\text{Veličina futures ugovora}} \times h$$

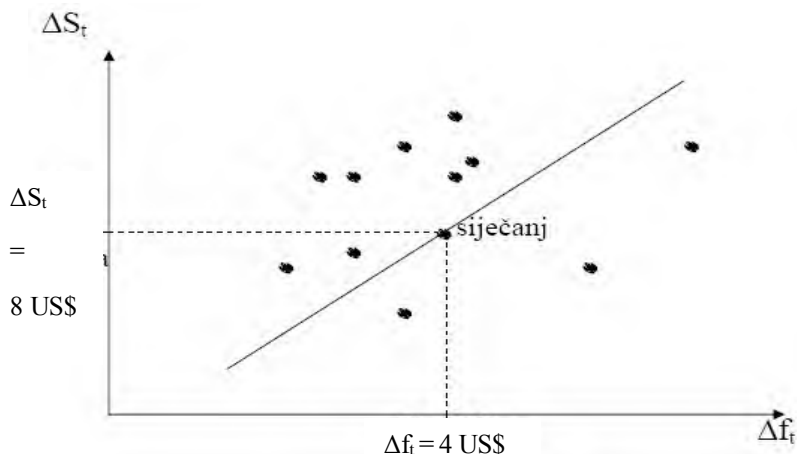
$$N_f = \frac{800.000 \text{ bbl} \times 2}{1.000 \text{ bbl}} = 1.600 \text{ ugovora}$$

Prodaja 1.600 futures ugovora na naftu rezultirala bi prihodom od:

$$(1.600 \times 1.000 \text{ bbl}) \times (80 \text{ US\$/bbl} - 76 \text{ US\$/bbl}) = 6.400.000 \text{ US\$}$$

Uobičajena metoda za izračunavanje (h) je promatranje ponašanja promjena spot cijene (ΔS_t) u odnosu prema promjenama cijena futures ugovora (Δf_t) u bliskoj prošlosti. Ponašanje promjena u prošlosti služi kao baza za predviđanje vrijednosti (h) u budućnosti. Jedan od načina procjenjivanja odnosa između ΔS_t i Δf_t u prošlosti je regresija pomoću metode najmanjih kvadrata (OLS).

Grafikon 13.: Mjesečne promjene spot cijene (ΔS_t) u odnosu prema mjesečnim promjenama cijena futures ugovora (Δf_t) za naftu tijekom jedne godine



Izvor: Autori

Prikazane su mjesečne promjene spot cijene (ΔS_t) u odnosu prema mjesečnim promjenama cijena futures ugovora (Δf_t) za naftu tijekom jedne godine. U siječnju je spot nafte porastao za 8 US\$, a cijene futures za 4 US\$. Spot cijena je bila osjetljivija od cijena futuresa. U nekim mjesecima cijena futuresa porasla je za više od spot cijene što znači da su tada cijene futuresa bile osjetljivije. Regresija pomoću OLS metode crta liniju koja je najbolje prilagođena mjesečnim opažanjima tako da je zbroj kvadratnih devijacija između opaženih vrijednosti ΔS_t i njenih predviđenih vrijednosti minimalan. Linija najbolje prilagodbe daje točku sjecanja α i koeficijent naklona β :

$$\Delta S_t = \alpha + (\beta \times \Delta f_t) + u_t$$

u_t – rezidual (razlika između stvarne vrijednosti ΔS_t i predviđene vrijednosti)

Koeficijent nagiba β regresijske jednadžbe jest:

$$\beta = \frac{\text{Cov}(\Delta S_t, \Delta f_t)}{\text{Var}(\Delta f_t)}$$

Beta (β) je jednaka kovarijanci između promjena u spot cijenama i promjena u budućim cijenama podijeljeno s varijancom promjena u budućim cijenama. Ukoliko bi se ΔS_t i Δf_t kretali savršeno skladno, bilo bi:

$$\text{Cov}(\Delta S_t, \Delta f_t) = \text{Var}(\Delta f_t) \quad \text{tj.} \quad \beta = 1$$

Ukoliko su spot promjene cijena veće od promjena budućih cijena, tada je:

$$\text{Cov}(\Delta S_t, \Delta f_t) > \text{Var}(\Delta f_t) \quad \text{tj.} \quad \beta > 1$$

Ukoliko su spot promjene cijena manje od promjena budućih cijena, tada je:

$$\text{Cov}(\Delta S_t, \Delta f_t) < \text{Var}(\Delta f_t) \quad \text{tj.} \quad \beta < 1$$

Za vrijednost nagiba regresijske linije β može se koristiti hedging omjer (h) koji minimalizira rizik portfolija spot imovine i futures ugovora.

7.3. Opcije

Forward i futures ugovori mogu zaštititi korisnika od robnog rizika, ali imaju i neke nedostatke: osim što štite od gubitaka uzrokovanih nepovoljnim kretanjem cijene energenata, eliminiraju mogućnost dobitka koja proizlazi iz povoljnog kretanja cijena. Valutne opcije omogućuju pokrivanje rizika uz značajnu mogućnost za dobit. Opcija daje vlasniku pravo, ali ne obvezu, da kupi od izdavatelja opcije ili proda izdavatelju opcije na određenu količinu energenta po unaprijed određenom tečaju. Osoba koja je dobila to pravo te sukladno tome treba donijeti određene odluke, smatra se kupcem opcije, jer mora za to pravo platiti. Izdavatelj opcije je osoba koja je to pravo prodala te ima obvezu izvršenja. Najpoznatije burze za trgovinu derivatima na energente, uključujući i opcije na energente su:

- Afrika:
 - Africa Mercantile Exchange (AfMX), Nairobi, Kenija

- Amerika:
 - Intercontinental Exchange (ICE), Atlanta, SAD,
 - New York Mercantile Exchange NYMEX (Chicago Mercantile Exchange(CME) grupa), New York, SAD
 - U.S. Futures Exchange (USFE), Chicago, SAD

- Azija:
 - Central Japan Commodity Exchange, Nagoya, Japan
 - Tokyo Commodity Exchange (TOCOM), Tokio, Japan
 - Dalian Commodity Exchange (DCE), Dalian, Kina
 - Iranian oil bourse (IOB), otok Kish, Iran
 - Indian Commodity Exchange Limited (ICEX), Indija
 - Multi Commodity Exchange (MCX), Indija
 - Singapore Mercantile Exchange (SMX), Singapur
 - Dubai Mercantile Exchange (DME), Dubai

- Europa:
 - APX-ENDEX, Amsterdam, Nizozemska
 - Energy Exchange Austria (EXAA), Beč, Austrija
 - European Energy Exchange (EEX), Leipzig, Njemačka

- Oceanija:
 - Australian Securities Exchange (ASX), Sydney, Australija

Vlasnik opcije ima pravo kupovati ili prodavati robu izdavatelju opcije tijekom trajanja ugovora (američka opcija) ili na točno određen datum (europska opcija). Ukoliko se ne realizira, opcija ističe. Jedan od razloga uspješnog trgovanja opcijama jeste činjenica da se radi o standardiziranim ugovorima koji imaju definirane fiksne veličine, rokove trajanja opcija te izvršne cijene po kojima se trguje. Opcije nisu obligacijski vrijednosni papiri, jer nije uvjetovano njihovo izvršenje, ne radi se o obvezi za izvršenje neke akcije, već samo o mogućnosti akcije za njihova vlasnika. Ukoliko vlasnik opcije smatra da će profitirati izvršenjem opcije, on će je iskoristiti i u tom slučaju ona predstavlja obligaciju za njezina izdavatelja. U protivnom opcija će ostati neiskorištena i njezin vlasnik će biti u gubitku za cijenu odnosno premiju koju je za nju platio. Vlasnik opcije u mogućnosti je i prodati opciju prije roka dospijeca, ako procijeni da se cijena predmetne imovine u budućnosti neće kretati u željenom pravcu. Opcije sastavljaju investitori na tržištu kapitala, a ne emitirajuće kompanije pri čemu sastavljač može, ali i ne mora posjedovati dionice za koje je izdao tu opciju. Opcije su zanimljive za investitore koji žele profitirati ako se dionice, burza ili određene vrijednosnice kreću u prognoziranom pravcu, ali koji žele i ograničen gubitak ukoliko su pogrešno prognozirali.

Postoje dva osnovna tipa opcija:

Call opcija – predstavlja pravo na kupovinu - daje vlasniku opcije pravo, bez obveze, da kupi od izdavatelja opcije određenu količinu robe nekog budućeg datuma po unaprijed dogovorenoj cijeni.

Put opcija - predstavlja pravo na prodaju - daje vlasniku opcije pravo, bez obveze, da proda izdavatelju opcije određenu količinu robe nekog budućeg datuma po unaprijed dogovorenoj cijeni.

Iz ova dva osnovna tipa opcija razvijene su mnogobrojne vrste opcija među kojima su:

- Granična (barrier) opcija - predstavlja svaku opciju s glavnom karakteristikom da cijena vrijednosnice na koju je izdana mora doseći određenu razinu koja služi kao okidač bez obzira da li ju je tada moguće izvršiti.
- Limitirana (capped) opcija - predstavlja tip opcije koja će automatski biti izvršena prije njenog dana dospijeca ukoliko cijena vrijednosnice (ili robe, indeksa) na kojoj je temeljena opcija u nekom trenutku postigne određenu razinu koja služi kao okidač. Dakle u samu opciju već je ugrađen unaprijed određeni maksimalni iznos profita. Poput europske opcije može se izvršiti i na dan dospijeca, ukoliko nije postigla kritičnu cijenu.
- Bermudska opcija - predstavlja tip opcije koja može biti izvršena samo na nekoliko a priori točno utvrđenih datuma do isteka roka dospijeca. Naziva se bermudskim tipom iz razloga što se Bermudsko otočje nalazi na točno pola puta između Amerike i Europe.
- Kanarska opcija - predstavlja tip opcije čiji se način izvršenja nalazi između europske i bermudske opcije. Imatelj opcije može izvršiti opciju na kvartalne datume, ali ne prije nego što je proteklo određeno vremensko razdoblje (najčešće godina dana). Naziva se kanarskom iz razloga što se Kanarsko otočje nalazi između Europe i Bermudskog otočja.
- Azijska opcija - predstavlja tip opcije kod koje isplata nije određena cijenom vrijednosnice na koju je izdana pri njenom dospijecu, nego prosječnom vrijednošću te vrijednosnice tijekom određenog razdoblja. Azijske opcije su razvijene na azijskim tržištima kapitala kako bi se spriječili trgovci opcijama da manipuliraju cijenama na izvršne datume.
- Zamjenska (exchange) opcija - predstavlja tip opcije koja daje pravo da se jedna vrsta imovine zamjeni za drugu, npr. korporativna obveznice za futures ugovore na plin.

Važna obilježja opcija su mogućnost odabira između alternativa, vremenskog ograničenja i cijena opcije ili premija. Svi elementi opcijskog ugovora su standardizirani i fiksirani, osim premije kao jedinog elementa slobodne pogodbe. Premija je cijena koju kupac opcije plaća prodavatelju kao naknadu za ustupanje prava koja proizlaze iz posjedovanja opcije. Pri tome se

navedena prava odnose na pravo kupnje ili prodaje predmeta opcije u određenom roku po unaprijed specificiranoj cijeni koja se naziva izvršna ili bazna cijena. Vremensko ograničenje određeno je datumom isteka opcije. To je zadnji dan kada kupac opcije ima pravo iskoristiti svoje pravo iz opcije. U slučaju da su predmetom opcija obične dionice, opcijski ugovori u pravilu će biti zaštićeni od dijeljenja dionica kao i od dividendi isplaćenih u dionicama koje su više od 10%. Suprotno od dividendi isplaćenih u dionicama, dividende isplaćene u novcu ne utječu na uvjete opcijskog ugovora. Kako isplata novčane dividende smanjuje prodajnu cijenu dionice, a ne dolazi do prilagođavanja opcijskog ugovora, politika isplate dividende utječe na vrijednost opcije. Uz ostale nepromijenjene uvjete vrijednost call opcije je manja što je isplata dividendi veća, a vrijednost put opcije je veća što je veća isplata dividendi. Budući i jedne i druge utječu na pad cijena dionica, one bi bez prilagodbe imale nepovoljan efekt za kupca opcije, a povoljan za izdavatelja te ih se mora usuglasiti. Tako će zaštitna klauzula protiv dijeljenja dionica ili bilo kakvih bonusnih emisija omogućiti promjenu izvršne cijene proporcionalno izvršenom dijeljenju dionica, a što će se primijeniti i u slučaju okrupnjavanja dionica. Uslijed dijeljenja dionica izvršna cijena dijeli se s faktorom dijeljenja dionica, a broj opcija množi se s tim faktorom. Prije početka trgovanja opcijama potrebno je provjeriti detaljnu specifikaciju konkretnog opcijskog ugovora. Odredbe ugovora nisu iste kod svih roba kao ni kod svih burzi, a česte su i promjene pojedinih ugovornih odredbi.

Opcije su dostupne iz dva izvora: preko šaltera (OTC) i kupljene na burzi. Ukoliko su opcije aranžirane individualno s bankom tada se nazivaju opcije preko šaltera (over-the-counter- OTC). Takve opcije su specificirane prema zahtjevima klijenta u pogledu valuta, iznosa, izvršne cijene i datuma korištenja. Robne opcije kupljene na burzi jesu opcije standardnog tipa za ograničen broj roba, među njima i energenata. Njihova prednost je u lakoj kupnji i preprodaji. Količina robe koja se može kupiti ili prodati je određena u sporazumu o opciji. Kod opcija kojima se prometuje na burzama, taj je iznos standardiziran, odnosno određen od strane burzovnih organa. Na primjer, standardna opcija na naftu uključuje 1.000 barela. Ako tvrtka želi upotrijebiti opciju za kupnju 4.500 barela nafte, mora se odlučiti želi li poduzeti underhedging ili overhedging, tj. želi li kupiti četiri ili pet call opcije na naftu.

Cijena po kojoj se energent može kupiti ili prodati naziva se izvršna cijena. Izvršna cijena je određena u sporazumu o opciji. U trenutku izdavanja opcije izvršna cijena može biti viša, niža ili jednaka tekućoj spot cijeni.

Izvršna cijena može biti:

- at-the-money - jednaka tekućoj spot cijeni
- in-the-money - povoljnija od tekuće spot cijene
- out-of-the-money - manje povoljna od tekuće spot cijene.

Opcije se mogu podijeliti prema više kriterija:

- izvršenju opcije, odnosno podjeli prema vremenskom ograničenju
- predmetu opcije, odnosno vezanoj imovini
- prema sigurnosti, odnosno pokrivenosti vezanom imovinom
- prema pravu iz opcije, odnosno zauzetoj investicijskoj poziciji.

Svaka opcija ima rok trajanja, odnosno datum kada će isteći. Obzirom na vremensko ograničenje, odnosno vrijeme kada je moguće izvršiti opciju razlikuju se tri osnovna tipa opcija: američke, europske i capped opcije, te egzotičniji tipovi koji se koriste na OTC tržištu poput bermudske opcije. Američke opcije imaju najveću vrijednost zbog toga što dopuštaju izvršenje opcije u razdoblju do roka dospijeaća. Opcijske ugovore se može podijeliti prema predmetu opcije odnosno prema vezanoj imovini. Postoje opcijski ugovori napisani na dionice, indekse dionica, devize, energente, metale, poljoprivredna dobra i kamatne terminske ugovore, ali i opcijski ugovori na različite akcije kao što je odustajanje od isporuke ili ugovori o osiguranju. Prema sigurnosti se razlikuju pokrivena (*covered options*) i gola ili nepokrivena opcije (*naked options*). Pokrivena opcije sastavljaju se temeljem stvarnoga udjela vezane imovine u vlasništvu izdavatelja opcije, a nepokrivena kada izdavatelj opcije nije u posjedu vezane imovine. Nepokrivena opcije predstavljaju špekulaciju visokog rizika stoga što kupac opcije ima pravo na kupnju ili prodaju po fiksnoj cijeni. Prema pravu koje proizlazi iz samog ugovora razlikuju se call i put opcije, odnosno opcije kupnje i prodaje.

Call opcije

Call opcije ili opcije kupnje su vrsta opcijskog ugovora koje kupcu daju pravo, ali ne i obvezu kupnje određene količine robe po unaprijed određenoj izvršnoj cijeni do roka isteka opcije. Ako se ostvare predviđanja kupca i cijena predmetne robe počinje rasti, onda je relativni prirast odnosno dobit ostvarena kupovinom opcije veća nego kod neposrednog ulaganja u tu robu te će kupac opcije zahtijevati izvršenje opcije. Suprotno tome, ukoliko je tržišna cijena robe ispod izvršne cijene, kupac opcije će odustati od svog opcijskog prava, a njegov rizik prilikom takvog ulaganja ograničen je plaćanjem opcijske cijene koja je mnogostruko niža od same cijene robe. Call opcije su profitabilne kada tržišna cijena robe nadmaši cijenu utvrđenu u opciji te se može zaključiti da njihovi kupci špekuliraju na porast cijena robe koja je predmet opcije. Kupac call opcije računa na rast tržišta i naziva se hosist (*bull*). Očekivanja prodavatelja call opcije su suprotna jer on očekuje da će u budućnosti cijena pasti ili ostati nepromijenjena. Takav investitor se naziva besist (*bear*).

Put opcije

Druga vrsta opcijskog ugovora za robe je put opcija ili prodajna opcija, koja je po svojim karakteristikama zrcalna slika opcije kupnje. Put opcija daje

imatelju pravo prodaje određene količine robe po unaprijed dogovorenoj izvršnoj cijeni za određeno razdoblje, tj. na određeni datum. To pravo, ali ne i obvezu prodaje, kupac put opcije stječe u zamjenu za premiju koju plaća prodavatelju. Kupac put opcije očekuje pad cijene određene robe temeljem čega će on kasnije, iako je cijena robe na sekundarnom tržištu pala, ostvariti dobitak prodajom po višoj cijeni. Kupac put opcije po svojim je očekivanjima besist (bear) jer špekulira na pad cijena robe kojom trguje. Kako bi uopće došlo do kupoprodaje opcije, očekivanja kupca i prodavatelja put opcije moraju biti suprotna te se prodavatelj put opcije nužno pojavljuje kao hosist (bull). Put opcija će se iskoristiti jedino ako je izvršna cijena viša od tržišne cijene osnovnog instrumenta. U slučaju ako tržišna cijena robe padne ispod izvršne cijene put opcija se neće izvršiti, pa će njezin kupac pretrpjeti gubitak u visini plaćene premije odnosno cijene opcije, dok će za njenog sastavljača ona predstavljati dobitak u tom istom iznosu. Kupovina put opcije omogućava ulagačima u energente da i u vrijeme općeg pada cijena energenata realiziraju prihode na temelju terminske prodaje energenata.

Opcijskim se ugovorima trguje na burzama dionica i futures ugovora u svim većim svjetskim financijskim centrima kao i na OTC tržištima. U nekim zemljama postoje i specijalizirane burze samo za trgovinu opcijama, poput CBOE (Chicago Board Option Exchange). Opcije su raspoložive samo za kratkoročne izloženosti do 12 mjeseci po burzovnim opcijama i do 2 godine za opcije preko šaltera (OTC).

U trgovini opcijama sudjeluju četiri grupe ekonomskih subjekata:

1. kupac call opcije – bull
2. prodavatelj call opcije – bear
3. kupac put opcije – bear
4. prodavatelj put opcije – bull.

Svakom kupcu call ili put opcije na raspolaganju su tri izbora:

1. Ne iskoristiti opciju: ako cijena predmeta opcije na tržištu krene suprotno od predviđanja, kupac neće iskoristiti opciju jer bi iskorištenje opcije prouzročilo još veći gubitak od premije.
2. Prodati opciju i time prebiti svoju poziciju na opcijskom tržištu: prebijanje pozicija je moguće kontra-kupnjom i kontra-prodajom opcija. Ta se alternativa najčešće koristi.
3. Iskoristiti opciju.

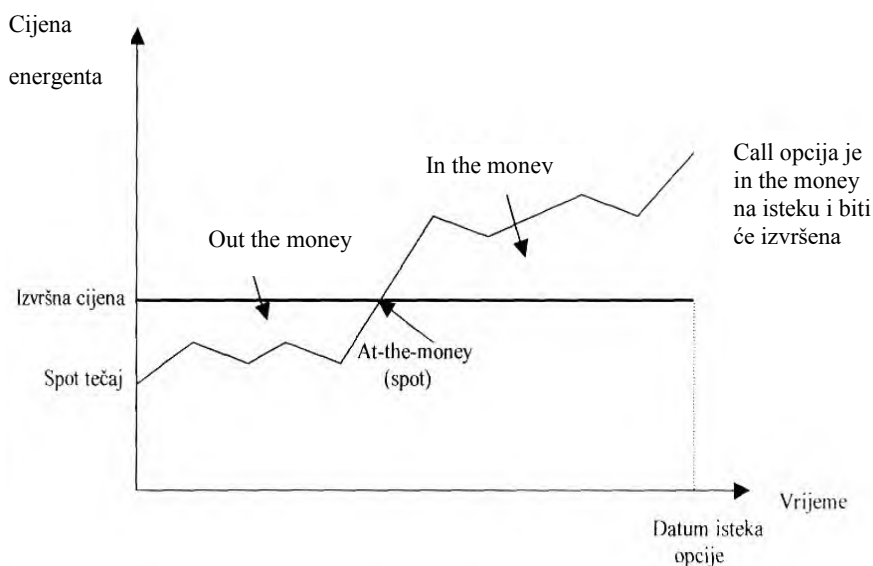
Za razliku od kupca, prodavatelj opcije može autonomno donijeti samo odluku o prebijanju opcije, a u ostale dvije alternative njegova će radnja biti određena odlukom imatelja opcije. Prodavatelj opcije imat će obvezu izvršiti neku od sljedećih aktivnosti:

1. U slučaju da je imatelj opcije odlučio pustiti opciju da istekne, izdavatelj opcije neće imati nikakvih posljedica. Premija koju je primio prodajući opciju u toj situaciji predstavlja čistu zaradu.

2. Prodavatelj opcije može odlučiti da likvidira svoju poziciju na opcijskom tržištu kontra-kupnjom identične opcije koju je ranije prodao. Premija koju će platiti razlikovat će se od one koju je dobio za prodaju opcije, ovisno o kretanjima na tržištu. Razlika između primljene i plaćene premije predstavljat će dobitak ili gubitak po osnovi navedene opcijske transakcije.

Primjer: Opcija koja daje pravo na kupovinu (call opcija) nafte je in-the-money za 5 US\$, ako je izvršna cijena opcije 95 US\$ = 1 bbl, a spot cijena iznosi 100 US\$ = 1 bbl, što znači da je jeftinije kupiti naftu po izvršnoj cijeni opcije.

Grafikon 14.: Odnos izvršne cijene i spot cijene za call opciju

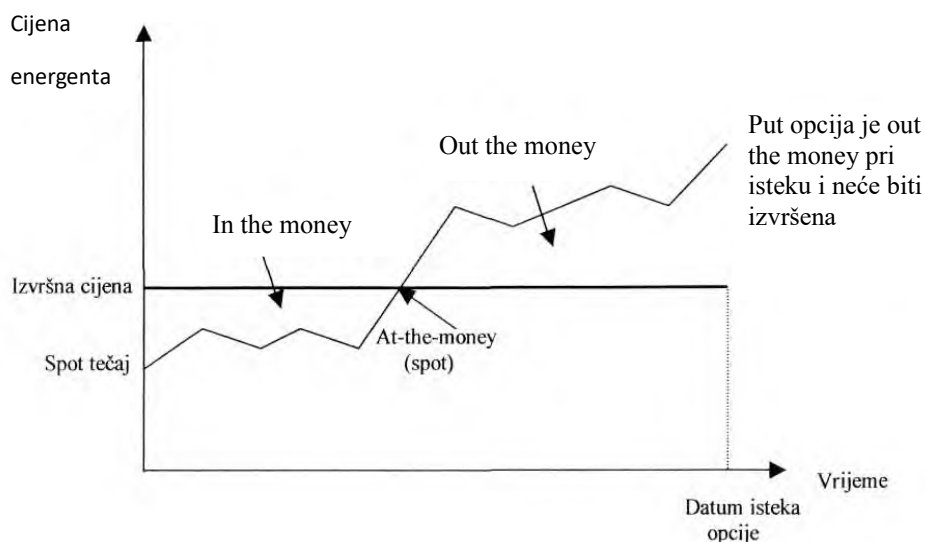


Izvor: Autori

Opcija će biti iskorištena ako je njena izvršna cijena niža u odnosu na spot cijenu.

Primjer: Opcija koja daje pravo na prodaju (put opcija) nafte je out-of-the-money za 6 US\$. Ako izvršna cijena opcije iznosi 102 US\$ = 1 bbl, a spot cijena iznosi 108 US\$ = 1 bbl, znači da bi bilo manje profitabilno prodati naftu po izvršnoj cijeni opcije.

Grafikon 15.: Odnos izvršne cijene i spot cijene za put opciju



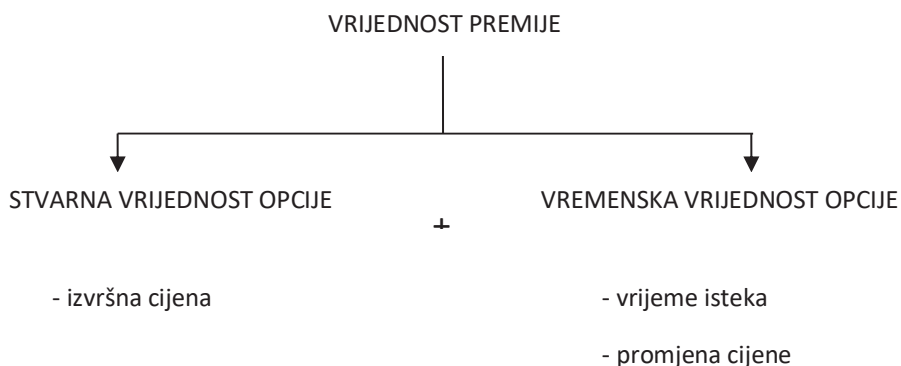
Izvor: Autori

Vlasnik put opcije će iskoristiti opciju ako je spot cijena niža od izvršne cijene opcije. Kako se spot cijena mijenja tijekom vremena do isteka opcije, iznos po kojem je izvršna cijena povoljnija ili nepovoljnija od tekuće cijene se mijenja tako da opcija koja je bila in-the-money može postati out-of-the-money i obrnuto.

Ranije smo već rekli da kupac izdavaču opcije mora platiti premiju kada kupuje opciju. Premija je cijena koju izdavač opcije prima kao naknadu za preuzimanje robnog rizika. Iznos premija ovisi o procjeni veličine rizika kojeg izdavač opcije preuzima na sebe i tako se izlaže eventualnom gubitku, a ovisi o nekoliko faktora :

- izvršnoj cijeni koja je određena u opciji, te o tome da li je ona viša, niža ili jednaka spot cijeni,
- vremenskom razdoblju do isteka opcije,
- očekivanoj promjeni cijene,
- tržišnoj kamatnoj stopi,
- da li je opcija europska ili američka.

Premija je veća za opciju za koju se smatra da će biti iskorištena. Premija se dobiva zbrajanjem dviju komponenti - stvarne vrijednosti opcije i vremenske vrijednosti opcije:



Stvarna vrijednost je razlika između izvršne cijene i spot tečaja. Stvarna vrijednost je pozitivna kada je opcija in-the-money. Vremenska vrijednost je vrijednost koja nastaje pod utjecajem faktora koji mogu povećati mogućnost korištenja opcije (uz dobitak vlasnika opcije) u vremenu do isteka. Vlasnik opcije može koristiti opciju za izbjegavanje rizika po robnoj izloženosti. Pomoću opcije investitor se može zaštititi od najgore cijene čime izbjegava gubitak zbog njenog nepovoljnog kretanja. Može se ostvariti dobitak zbog povoljnog kretanja cijene tako da se ne iskoristi opcija, nego kupi ili proda roba po spot cijeni u trenutku isteka opcije.

Primjer put opcije:

Tvrtka je potpisala ugovor o isporuci 10.000 MWh električne energije. Spot cijena iznosi 45 EUR/MWh električne energije, a proizvodna cijena MWh iznosi 39 EUR/MWh. Utvrđivanje konačne cijene ugovora i plaćanje dolazi po završetku isporuke, što je za 5 mjeseci. Zbog straha od pada cijene električne energije tvrtka odlučuje kupiti europsku put opciju (opcija koja daje pravo na prodaju na određen datum) kako bi u slučaju pada cijene mogla osigurati isplativost ugovorenog posla. Premija iznosi 1 EUR/MWh, a izvršna cijena iznosi 44 EUR/MWh. Tvrtka je platila 10.000 EUR-a za pravo da po isteku 150 dana proda 10.000 MWh po cijeni od 44 EUR/MWh, tj. 440.000 EUR-a.

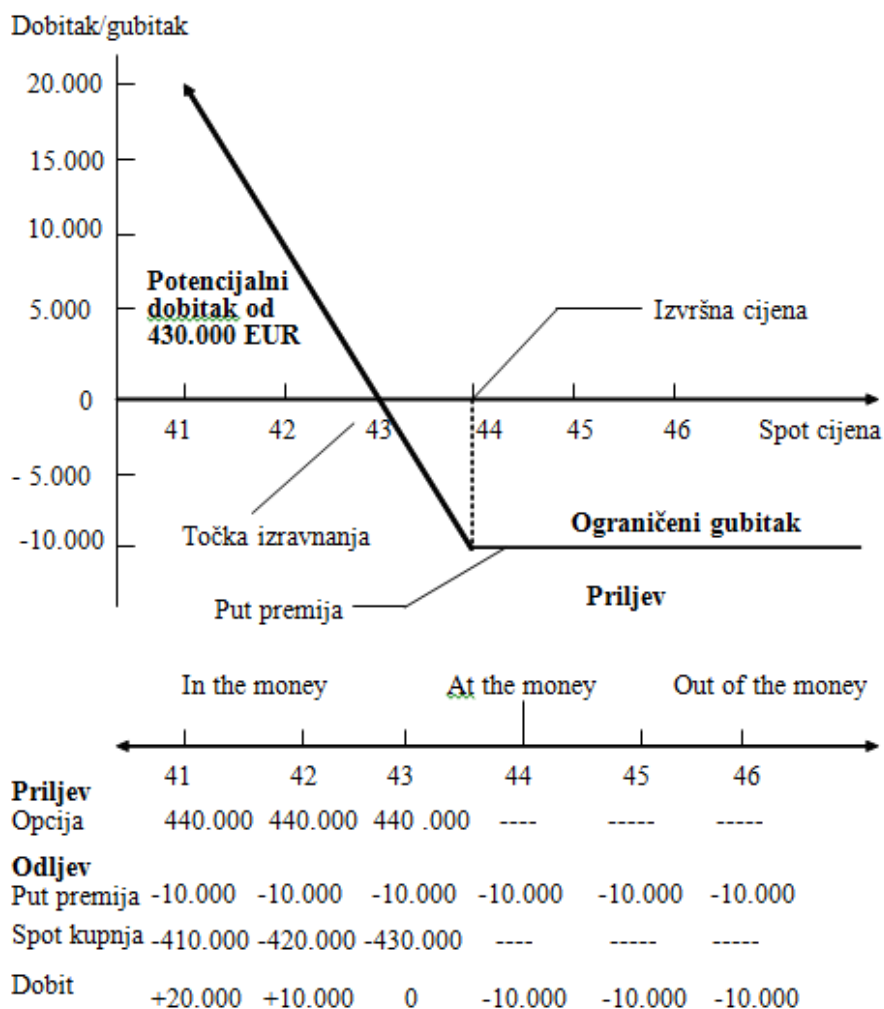
Grafikon 16.: Dobitak/gubitak od korištenja put opcije u odnosu na različite spot cijene

Veličina ugovora: 10.000 MWh

Izvršna cijena: 44 EUR/MWh

Visina premije: 1 EUR/MWh (10.000 EUR za ugovor)

Datum isteka opcije: 150 dana



Izvor: Autori

Ako do vremena isteka opcije vrijednost električne energije padne na 42 EUR/MWh, opcija će biti in-the-money. U tom slučaju tvrtka će iskoristiti pravo na prodaju koje joj daje opcija i prodat će električnu energiju po cijeni od 44 EUR/MWh. Tvrtka će ostvariti profit od 20.000 EUR-a (10.000×2), što prelazi trošak opcije koji je iznosio 10.000 EUR-a (stvarni profit iznosi $20.000 - 10.000 = 10.000$ EUR-a). Ako cijena električne energije poraste iznad ugovorenog tečaja i iznosi npr. 46 EUR/MWh, opcija će biti out-of-the-money. U tom slučaju tvrtka će pustiti da opcija istekne i prodat će električnu energiju po spot cijeni. Usprkos gubitku od 10.000 EUR-a koji se odnosi na plaćenu premiju, tvrtka će biti 10.000 EUR-a u dobitku (dodatna zarada na spot tržištu (20.000) – premija (10.000)), što je bolje nego da je zaključila forward ili future ugovor i prodala električnu energiju po cijeni od 44 EUR/MWh. Ukoliko spot cijena po isteku put opcije iznosi 44 EUR/MWh ili više, opcija neće biti iskorištena (out-of-the-money), što će rezultirati gubitkom u visini plaćene put premije. Ako je spot cijena između 43 i 44 EUR/MWh, put opcija će biti iskorištena, ali dobitak nije dovoljan da pokrije troškove premije. Točka izravnanja koja pokriva troškove premije prisutna je kod cijene od 43 EUR/MWh. Ispod spot cijene 44 EUR/MWh put opcija je in-the-money što znači da pokriva troškove premije i ostvaruje ograničeni neto profit.

Primjer call opcije:

Tvrtka mora izvozniku iz Rusije isplatiti za isporučenih 10 milijuna Mm^3 plina u 60 dana. Kako bi se zaštitila od porasta cijene plina, tvrtka odlučuje kupiti europsku call opciju (opcija koja daje pravo na kupovinu na određen datum). Spot cijena 1.000 kubnih metara plina (Mm^3) iznosi 500 EUR-a.

Premija iznosi 10 EUR/ Mm^3 , a izvršna cijena iznosi 520 EUR/ Mm^3 . Tvrtka je platila 100.000 EUR-a za pravo da po isteku 60 dana kupi 10 milijuna Mm^3 plina po cijeni od 520 EUR/ Mm^3 .

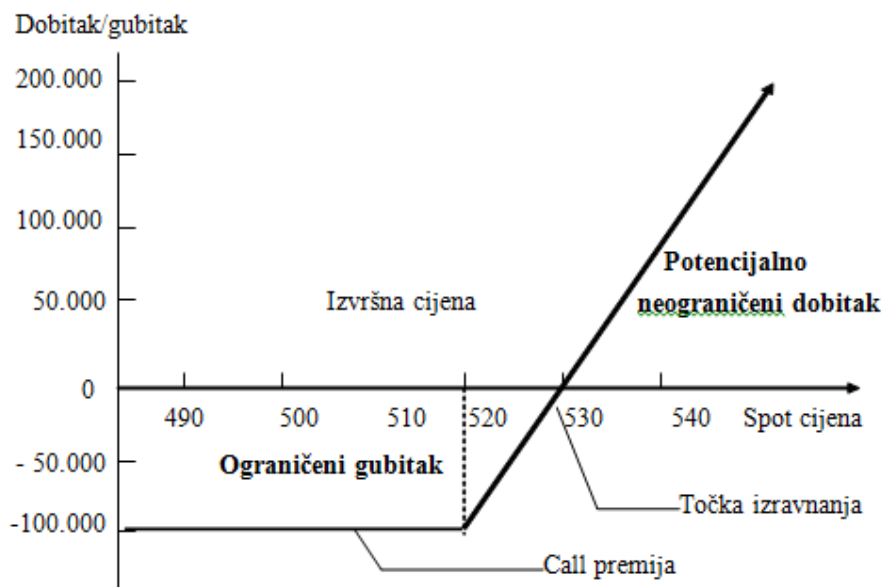
Grafikon 17.: Dobitak/gubitak od korištenja call opcije u odnosu na različite spot tečajeve

Veličina ugovora: 10 mil Mm³ plina

Izvršna cijena: 520 EUR/Mm³

Visina premije: 10 EUR za Mm³ (100.000 EUR za ugovor)

Datum isteka opcije: 60 dana



	Out of the money		At the money		In the money	
	490	500	510	520	530	540
Priljev						
Spot kupnja	----	----	----	----	530.000	540.000
Odljev						
Call premija	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000
Opcija	----	----	----	----	520.000	520.000
Dobit	-100.000	-100.000	-100.000	-100.000	0	+100.000

Izvor: Autori

Ako do vremena isteka opcije cijena plina naraste na 540 EUR/Mm³, opcija će biti in-the-money. U tom slučaju tvrtka će iskoristiti pravo na kupovinu koje joj daje opcija i kupit će plin po cijeni od 520 EUR/Mm³. Tvrtka će ostvariti profit od 200.000 EUR-a, što prelazi trošak opcije koji je iznosio 100.000 EUR-a. Ako cijena plina padne ispod ugovorene cijene i iznosi 510 EUR/Mm³, opcija će biti out-of-the-money. U tom slučaju tvrtka će pustiti da opcija istekne i kupit će plin po spot cijeni. Usprkos gubitku od 100.000 EUR-a koji se odnosi na plaćenu premiju, tvrtka će u spot poziciji biti 100.000 EUR u dobitku (ukupni rezultat jednak je nuli 100.000 – 100.000), što je bolje nego da je kupila plin putem korištenja opcije. Ukoliko spot cijena po isteku call opcije iznosi 520 EUR/Mm³ ili manje, opcija neće biti iskorištena (out-of-the-money), što će rezultirati gubitkom u visini plaćene call premije. Ako je spot cijena između 520 i 530 EUR/Mm³, call opcija će biti iskorištena, ali dobitak nije dovoljan da pokrije troškove premije. Točka izravnanja koja pokriva troškove premije prisutna je kod cijene od 530 EUR/Mm³. Iznad spot cijene od 530 EUR/Mm³ call opcija je in-the-money, što znači da pokriva troškove premije i ostvaruje potencijalni neograničeni neto profit. Ako spot cijena poraste na 540 EUR/Mm³, vlasnik call opcije platit će 5,2 milijuna EUR-a za 10 milijuna Mm³ plina, što u stvari u tom trenutku po spot cijeni vrijedi 5,4 milijuna EUR-a. Dobit vlasnika call opcije, po odbitku premije u iznosu od 100.000 EUR-a, iznosi 100.000 EUR-a.

Prednost opcije u odnosu na forward i futures ugovor je u tome što vlasnik opcije ima mogućnost izbora odnosno može iskoristi opciju, ali ju može i pustiti da istekne, ako procijeni da je kretanje cijene na spot tržištu za njega povoljno. Tada vlasnik opcije može kupiti ili prodati određenu robu na spot tržištu po povoljnijoj cijeni od one određene ugovorom, puštajući pritom opciju da istekne. Opcija daje pravo ali ne i obvezu, dok je forward i futures ugovor obvezatni sporazum. Mana opcije je njezin trošak, jer opcije imaju kupovnu cijenu odnosno premiju. Robne opcije se preferiraju pred forward i futures ugovorima kada ne postoji sigurnost da li će se buduća robna transakcija dogoditi, ili kad je iznos buduće robne transakcije neodređen, jer se one mogu koristiti kada se izloženost materijalizira. Ako je izvršna cijena robne opcije jednaka forward cijeni robe za jednako obračunsko razdoblje, moguće je napraviti komparaciju troškova korištenja ovih dviju metoda.

Primjer:

Tvrtka treba za tri mjeseca isporučiti 10.000 tona ugljena. Trenutna spot cijena ugljena iznosi 175 US\$/t, što znači da trenutna vrijednost ugljena iznosi 1.750.000 US\$. Očekuje se da će u tom razdoblju cijena ugljena rasti, ali se tvrtka ipak želi zaštititi od potencijalnog gubitka u slučaju da cijena ugljena padne. Forward ugovor koji se aranžira za razdoblje od tri mjeseca može se dobiti po 170 US\$/t. Put opcija za iznos od 10.000 t po izvršnoj cijeni od 173 US\$/t koja ističe nakon tri mjeseca košta 40.000 US\$ (trošak premije). Što je isplativije: koristiti opciju ili forward ugovor za zaštitu od robnog rizika?

Forward ugovor za prodaju 10.000 t ugljena po cijeni od 170 US\$/t garantira prihod od 1.700.000 US\$. Put opcija čija at-the-money izvršna cijena iznosi 173 US\$/t garantira prihod od 1.730.000 US\$ koji se umanjuje za 40.000 US\$ koliko iznosi premija, tako da neto prihod iznosi 1.690.000 US\$.

- Forward ugovor bio bi profitabilniji osim ako neto profit ostvaren korištenjem opcije ne bi iznosio 1.700.000 US\$ ili više. Iznos od 10.000 tona ugljena mora imati prodajnu vrijednost od najmanje 1.740.000 US\$ ostvarenu prodajom po budućoj spot cijeni nakon isteka opcije (da bi se pokrili troškove premije od 40.000 US\$ i ostvario neto profit od 1.700.000 US\$) kako bi korištenje opcije bilo profitabilnije od forward ugovora. Točka izravnanja sa spot cijenom nakon isteka opcije je 174 US\$/t.

Tvrtka koja se odlučuje za opciju umjesto forward ugovora očekuje da će se do isteka opcije dogoditi velike promjene u cijeni ugljena i da će spot cijena biti povoljnija od cijene ugovorene u forward ugovoru.

7.4. Vrednovanje opcija³⁶

7.4.1. Black-Scholes model

Fischer Black i Myron Scholes 1973. godine predstavili su model za vrednovanje call opcija (eng. Option Pricing Model – OPM) koji se može primijeniti i na tržište energenata. Navedeni model omogućio je rast tržišta opcijama i postao je osnova za vrednovanje i izračun cijena opcija. Black-Scholes model temelji se na sljedećim pretpostavkama: (Van Horne, 1997, 119; Brigham, Daves, 2002, 458)

1. razmatraju se samo europske opcije – realizacija samo na dan dospijeca
2. nema transakcijskih troškova, opcije i dionice se mogu kupovati u proizvoljnim količinama, a informacije su svima besplatno dostupne
3. ne postoje nesavršenosti prilikom sastavljanja opcija ili zauzimanja kratkih pozicija u određenoj vrijednosnici
4. kratkoročna nerizična kamatna stopa je poznata i konstantna u cijelom razdoblju trajanja opcije
5. ne isplaćuje se dividenda na dionice
6. cijene dionica kreću se prema generaliziranom Brownovom gibanju (eng. Geometric Brownian Motion)
7. distribucija vjerojatnosti prinosa dionice je normalna

³⁶ Pruzeto iz Žiković, Fatur, 2010 i Fatur, Žiković, 2010

8. varijanca prinosa je konstantna i poznata tržišnim sudionicima
9. kupac opcije može se kratkoročno zadužiti uz nerizičnu kamatnu stopu.

Sve navedene pretpostavke služe za određivanje ravnotežne vrijednosti opcija. Utjecaj kamatnih stopa na vrijednost opcija nije veliki, osim u onim situacijama kada se radi o opcijama s dugim rokom dospijeca. Sudionici na tržištu mogu se zaduživati prema konstantnim nerizičnim kamatnim stopama.

Najčešći problem kod vrednovanja investicijskih projekata putem Black–Scholes modela je određivanje standardne devijacije odnosno volatilitnost povrata na imovinu na koju se opcija referira. Prema Luehrmanu (1998) postoji nekoliko pristupa procjene vrijednosti standardne devijacije: stručna pretpostavka njezine vrijednosti, izračun putem simulacije ili korištenje realizirane volatilitnosti.

Cijena bilo koje izvedenice funkcija je cijene vezane imovine, rizika i vremena. Promjene cijena vrijednosnica u veoma kratkome razdoblju ponašaju se kao slučajne varijable. U tom je smislu za vrednovanje opcija najvažnije odrediti stohastički proces koji opisuje ponašanje cijena vrijednosnica ili neke druge vezane imovine. Stohastički proces u kontinuiranom vremenu koji opisuje ponašanje cijena vezane imovine poistovjećuje se s geometrijskim Brownovim gibanjem. Model geometrijskog Brownovog gibanja opisuje distribuciju vjerojatnosti buduće cijene vrijednosnica i sastavni je dio Black-Scholes formule, ali i drugih modela vrednovanja opcija (Dedi, 2004, 1009).

Black-Scholes model pretpostavlja da cijena vrijednosnica slijedi Brownovo gibanje (eng. Geometric Brownian Motion) odnosno random walk – slučajan hod gdje je buduća volatilitnost izražena putem standardne devijacije konstantna. Brownovo gibanje može se opisati kao (Dedi, 2004, 1009):

$$\frac{\delta S}{S} = \mu(\delta t) + \sigma \varepsilon \sqrt{\delta t}$$

gdje je :

δS - promjena u cijeni vrijednosnice S u kratkom intervalu δt

μ - očekivana stopa prinosa na vrijednosnicu

σ - volatilitnost cijene vrijednosnice

ε - slučajna varijabla distribuirana prema standardiziranoj normalnoj distribuciji

U formuli $\frac{\delta S}{S}$ označava prinos na dionice u kratkom intervalu δt , ($\mu(\delta t)$) označava očekivanu vrijednost prinosa, a ($\sigma \varepsilon \sqrt{\delta t}$) stohastičnu komponentu

prinosa. Volatilnost stohastične komponente, a tako i cijelog prinosa označava se s $(\sigma\sqrt{\delta t})$. Pretpostavlja se da su parametri μ i σ konstantni.

Model geometrijskog Brownovog gibanja opisuje distribuciju vjerojatnosti buduće cijene dionice. Model pokazuje da su budući prinosi normalno distribuirani i da se standardna devijacija te distribucije može procijeniti iz povijesnih podataka. Geometrijsko Brownovo gibanje određuje očekivani, odnosno zahtijevani prinos i volatilnost cijena dionica.

Za vrednovanje opcija korištenjem Black-Scholes modela važna je samo volatilnost cijena dionica, jer Black-Scholes model ne uključuje očekivani prinos vezane imovine. Alternativni način za određivanje volatilnosti je pomoću Black-Scholes formule. Ukoliko su poznati gotovo svi parametri formule može se izračunati nepoznati parametar, odnosno volatilnost. Volatilnost dobivena na taj način naziva se implicitna volatilnost (eng. implied volatility). Ona polazi od pretpostavke da tržište najpravičnije odražava tekuću standardnu devijaciju dionica, odnosno u tom slučaju radi se o standardnoj devijaciji u kojoj je cijena opcije jednaka tržišnoj cijeni. Prednost tog načina je da je on okrenut prema budućnosti, za razliku od povijesnog prikupljanja podataka. Glavni nedostatak je taj što je nemoguće tražiti podcijenjene ili precijenjene opcije, jer se polazi od tržišne cijene opcija.

Black-Scholes model temelji se na određenim pretpostavkama o kojima je potrebno voditi računa te ih modificirati ukoliko ne vrijede za projekt koji se promatra. Bez obzira na kritike i postojanje brojnih alternativnih modela vrednovanja opcija, Black-Scholes model najkorišteniji je model i zajedno s različitim prilagodbama može poslužiti za vrednovanje različitih opcija i poslovnih procesa koji sadrže određene opcijske elemente.

Pomoću Black-Scholes formule vrijednost opcije C_0 izračunava se na sljedeći način: (Brigham, Daves, 2002, 459):

$$C_0 = S_0 * N(d_1) - Xe^{-rf t} N(d_2)$$

$$d_1 = [\ln(S_0 / X) + (rf + \sigma^2/2)t] / \sigma\sqrt{t}$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{t}$$

gdje je:

- C_0 – vrijednost call opcije
- S_0 – sadašnja vrijednost predmetne imovine
- X – sadašnja vrijednost troškova realizacije opcije
- e – 2,71828 (baza prirodnog logaritma)
- rf – nerizična stopa povrata
- t – vrijeme preostalo do dospijanja opcije

- $N(d_{1,2})$ – kumulativne vrijednosti za d_1 i d_2 ispod krivulje normalne distribucije
 $\ln(S_0/X)$ – prirodni logaritam od S/X
 σ – volatilnost povrata na imovinu

Varijabla $N(d_1)$ predstavlja delta vrijednost, odnosno pomoću nje se mjeri stopa promjene opcijske cijene uslijed postotne promjene tečaja predmetne dionice. Varijabla $N(d_2)$ predstavlja vjerojatnost da će opcija biti in the money, odnosno da će njeno trenutno izvršenje rezultirati dobitkom.

Primjer:

Poduzeće „Cronafta“ razmatra mogućnost povećanja proizvodnih kapaciteta. Planira izgraditi novo tehnološki inovativno postrojenje za eksploataciju nafte kako bi se proširili na nova tržišta. Razmatra se buduća investicija u sljedećih pet godina s ciljem povećanja proizvodnje te širenja na dva nova tržišta. Inicijalna investicija od 2 milijuna kuna je strateška investicija jer stvara mogućnost za daljnji rast poduzeća. Projekt je podijeljen u dvije faze: prva faza obuhvaća izgradnju novog postrojenja, a druga faza nakon tri godine obuhvaća povećanje kapaciteta i širenje na nova tržišta. Za vrednovanje projekta eksploatacije nafte putem Black-Scholes modela korištene su sljedeće varijable:

NSV(1)	-572.092 kn
$S_0 =$	1.252.230 kn
SV (X) =	694.438 kn
t =	3 god.
rf =	4,83% god
$\sigma =$	40%

$$d_1 = [\ln(S_0/X) + (rf + \sigma^2/2)t] / \sigma\sqrt{t} =$$

$$= [\ln(1.252.230/694.438) + (0,0483 + 0,16/2) * 3] / 0,4\sqrt{3} = 1,4065$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{t} = 1,4065 - 0,4\sqrt{3} = 0,7137$$

$$C_0 = S_0 N(d_1) - Xe^{-rt} N(d_2) =$$

$$= 1.252.230 * N(1,4065) - 694.438 * e^{-0,0483 * 3} N(0,7137) = 694.362$$

Pomoću Black-Scholes modela dobivena vrijednosti call opcije iznosi 694.362 kn. Sukladno navedenom SV projektu = NSV (I faze) + call opcija = - 572.092 + 694.362 = 122.270 kuna

Ovakav model omogućuje vrednovanje ne samo opcija nego predstavlja osnovu za vrednovanje ostalih izvedenih vrijednosnih papira te nailazi na podršku kako od investitora na tržištima opcija, tako i od financijskih analitičara i poznavatelja tržišta izvedenica i kapitala u svijetu.

Nedostaci Black-Scholes modela

Zbog velikih razlika između financijskih i realnih opcija Black-Scholes model nije najbolje rješenje za vrednovanje realnih opcija. Glavni nedostaci Black-Scholes modela kod vrednovanja realnih opcija su sljedeći (Brach, 2003, 48):

1. realne opcije nisu nužno europske opcije s točno određenim datumom dospijeca
2. na većinu realne imovine ne može se primijeniti osnovna i ključna pretpostavka Black-Scholes jednadžbe da su povrati na predmetnu imovinu lognormalno distribuirani
3. sa strane višeg menedžmenta, Black-Scholes model se čini kao „crna kutija“ gdje je teško razumjeti ključne varijable koje utječu na vrijednost projekta
4. određivanje ispravne volatilnosti je gotovo nemoguće jer nije konstantna
5. vrijednosti predmetne imovine i izvršne cijene kreću se stohastično
6. slučajno kretanje predmetne imovine nije simetrično, postoje skokovi.

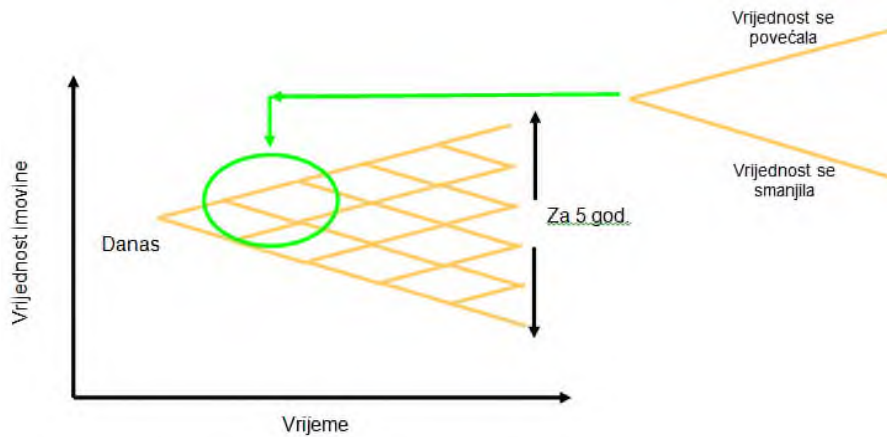
Za određivanje volatilnosti investicijskog projekta može se koristiti volatilnost poduzeća koja posluju u sličnim uvjetima u odnosu na poduzeće koje uspoređujemo. Volatilnost predmetne imovine također utječe na promjenu vrijednosti opcije – tržišna volatilnost može u određenim slučajevima povećati vrijednost opcije, dok promjenjivost tehničkih karakteristika projekta smanjuje vrijednost opcije. Nedostatak Black-Scholes formule je i u činjenici da i najmanje promjene u volatilnosti imaju veliki utjecaj na vrijednost opcije. Također, na investicije u realne opcije utječe i volatilnost troškova. Black-Scholes model pretpostavlja da su troškovi konstantni i nisu predmet rizika i neizvjesnosti (Brach, 2003, 49). Black-Scholes model se može koristiti tek kada su zadovoljene sve pretpostavke na kojima se temelji model.

7.4.2. Binomni model

Cox, Ross i Rubinstein (1979) razvili su jednostavan model vrednovanja opcija, tzv. binomni model vrednovanja opcija (eng. Binominal Option Pricing Model). Glavna prednost binomnog modela je njegova jednostavnost. Iako daje približna rješenja, binomni model ne koristi parcijalne diferencijalne jednadžbe već se temelji na „elementarnoj“ matematici. Umjesto prognoza volatilnosti koristi distribucije vjerojatnosti. Binomni model se temelji na jednostavnom prikazu kretanja vrijednosti predmetne imovine.

Pretpostavka modela je da u svakom vremenskom razdoblju vrijednost predmetne imovine može poprimiti jednu od dviju mogućih vrijednosti, može porasti ili smanjiti se. U početnoj točki vrijednost predmetne imovine je jednaka S_0 , vrijednost opcije je f . U trenutku dospjeća opcije vrijednost predmetne imovine se može povećati sa S_0 na novu vrijednost S_{0u} ili se može smanjiti sa S_0 na novu vrijednost S_{0d} . U sljedećem razdoblju, vrijednost imovine opet može porasti ili smanjiti se. Kada vrijednost predmetne imovine poraste na S_{0u} , pretpostavlja se da bi vrijednost opcije bila f_u ; kada vrijednost predmetne imovine padne na S_{0d} pretpostavlja se da bi vrijednost opcije bila f_d . Vjerojatnost da će u sljedećem razdoblju doći do promjene cijene predmetne imovine označava se s p . Vjerojatnost da će doći do pada cijene predmetne imovine jednaka je $1 - p$ (Cox, Ross, Rubinstein, 1979, 229–263).

Slika 77.: Prikaz binomnog stabla

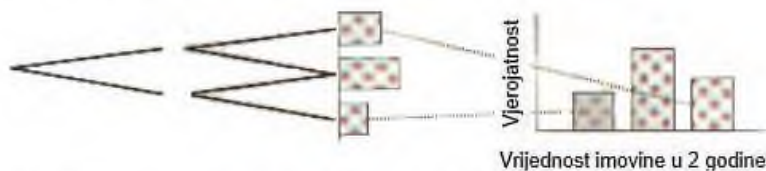


Izvor: Žiković, Fatur, 2010.

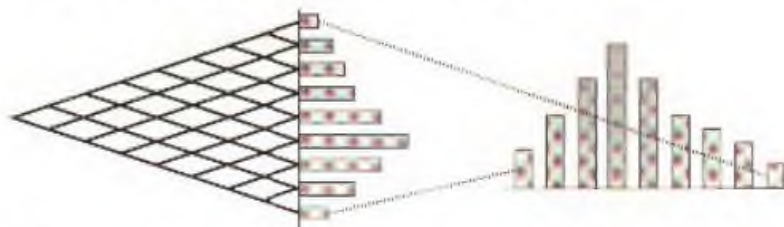
Na sljedećoj slici prikazan je utjecaj promjene vrijednosti predmetne imovine na distribuciju rezultata.

Slika 78.: Utjecaj promjene vrijednosti predmetne imovine na distribuciju rezultata

a) Jedna promjena vrijednosti godišnje u razdoblju od dvije godine



b) Četiri promjene vrijednosti godišnje u razdoblju od dvije godine



c) Tjedna promjena vrijednosti u razdoblju od dvije godine

c) Tjedna promjena vrijednosti u razdoblju od dvije godine



Izvor: Amram, Kulatilaka, 1999, 114.

Što je kraće razdoblje između promjena u vrijednosti imovine, finalna distribucija rezultata je glađa. Ukoliko se vrijednost imovine promjeni jedanput godišnje, na kraju druge godine moguća su tri rezultata (slika a). Kod četiri promjene vrijednosti godišnje, na kraju druge godine moguće je devet rezultata (slika b). Prilikom tjedne promjene vrijednosti imovine dobiva se veoma glatka finalna distribucija (slika c).

Binomni model se temelji na diskretnom modelu koji odlično odgovara realnim opcijama. Iako se odluke mogu donositi bilo kada, u praksi se donose kada se dobije nova informacija ili kada je postignut određeni korak u investiciji (Brach, 2003, 52). Pomoću binomnog modela mogu se riješiti sve vrste opcija uključujući američke, bermudske i europske. Ukoliko bi se broj koraka u binomnom stablu povećao do beskonačnosti, rezultati binomnog modela bili bi jednaki rezultatima dobivenim pomoću Black-Scholes modela.

Osnovne pretpostavke binomnog modela su (Pušar, 2004. 117):

1. tržište savršene konkurencije, bez transakcijskih troškova i poreza, investitori reagiraju racionalno
2. nerizična kamatna stopa konstantna je kroz vrijeme
3. cijena predmetne imovine slijedi multiplikativni binomni proces u diskretnom vremenu.

Binomni model može se izračunati koristeći sljedeće inpute i formule (Mun, 2006., 128):

S_0 – sadašnja vrijednost imovine

X – sadašnja vrijednost troškova realizacije opcije

σ – volatilnost vrijednosti neto novčanih tijekova

T – vrijeme do dospijeca opcije (u godinama)

r_f – nerizična stopa povrata

b – dividendni prinos

$$u = e^{\sigma\sqrt{\delta t}} \quad d = e^{-\sigma\sqrt{\delta t}} = \frac{1}{u} \quad p = \frac{e^{(r_f - b)(\delta t)} - d}{u - d}$$

u – faktor pokazuje za koliko se povećava vrijednost predmetne imovine u sljedećem razdoblju

d – faktor pokazuje za koliko se smanjuje vrijednost predmetne imovine u sljedećem razdoblju

p – vjerojatnost da će u sljedećem razdoblju doći do promjene cijene predmetne imovine

δt – vremensko razdoblje

e – 2,71828 (baza prirodnog logaritma)

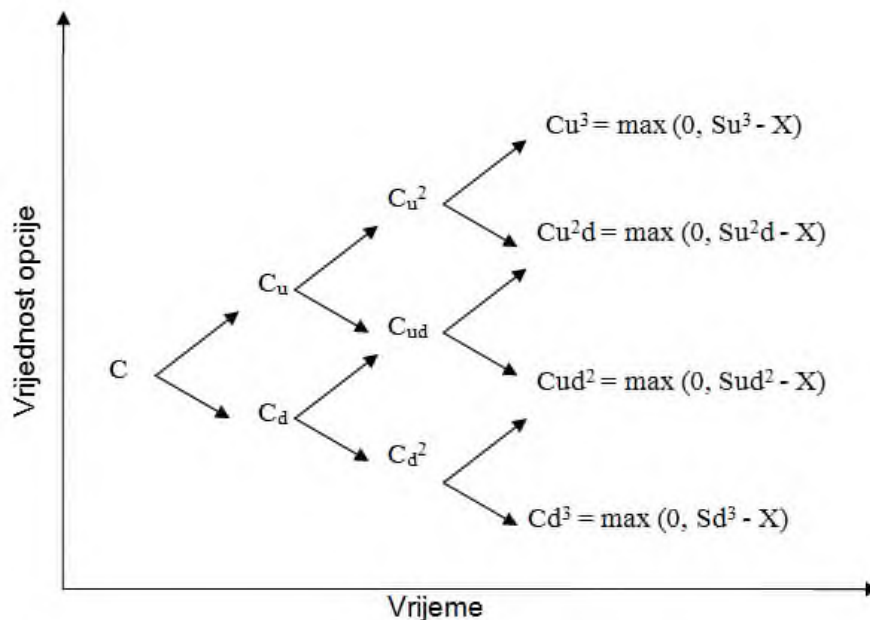
Prema navedenim formulama povećanje vrijednosti predmetne imovine izračunava se kao eksponencijalna funkcija volatilnosti povrata pomnožena s drugim korijenom vremenskog razdoblja. Ako opcija ima dospijeca za jednu godinu, a binomni model ima 10 koraka, svaki korak ima vremensko razdoblje između koraka od 0,1 godine. Što je veći broj koraka u binomnom stablu, to je veća točnost modela.

Za izračunavanje vrijednosti opcije prvi korak je riješiti jednadžbe binomnog stabla, odnosno izračunati gornji i donji faktor te vjerojatnost promjene cijene predmetne imovine. Gornje i donje vrijednosti izračunavaju se do zadnjeg čvora, ovisno koliko je zadano koraka. Svaki čvor u binomnom stablu predstavlja moguću cijenu predmetne imovine u određenom trenutku. Upravo ta evolucija cijena formira osnovu za vrednovanje opcija. Nakon što je napravljeno binomno stablo predmetne imovine mora se izraditi binomno stablo vrijednosti opcije kako bi se dobila cijena opcije.

Proces vrednovanja opcije naziva se rekurzivna metoda (eng. backward induction). Binomno stablo vrijednosti opcije može se izračunati ako se krene

od zadnjeg čvorišta binomnog stabla predmetne imovine, te krećući se unatrag od posljednjeg čvorišta dolazi se do prvog čvorišta. Vrijednost opcije zadnjeg čvorišta je maksimum od $uS_0 - X$ kao gornja granica i maksimum od $dS_0 - X$ kao donja granica.

Slika 79.: Prikaz vrijednosti opcije u trostupanjskom binomnom stablu



Izvor: Mun, 2006

Srednja čvorišta izračunavaju se prema sljedećoj formuli (Mun, 2006, 129):

$$[(p) \text{ iznos gornjeg posljednjeg čvorišta} + (1-p) (\text{iznos donjeg posljednjeg čvorišta})]^{-(r_f)(\delta t)}$$

Sva čvorišta u stablu izračunavaju se pomoću rekurzivne metode i navedene formule. Dobivena vrijednost prvog čvorišta predstavlja vrijednost opcije.

Prvi je korak pri izračunu vrijednosti call opcije projekta eksploatacije nafte putem binomnog modela izračunati jednadžbe binomnog stabla, odnosno vrijednosti gornjeg (u) i donjeg (d) faktora koji označavaju koliko će se povećati ili smanjiti vrijednost predmetne imovine u sljedećem razdoblju. Također je potrebno izračunati i koja je vjerojatnost (p) navedene promjene vrijednosti predmetne imovine uz pretpostavku da vremensko razdoblje između koraka (δt) iznosi 0,6 (dospijeće opcije za 3 godine podijeljeno s 5 koraka u binomnom stablu).

S =	1.252.230
X =	694.438
t =	3 god
rf =	4,83% god
σ =	40%
δt =	0,6

$$u = e^{\sigma\sqrt{\delta t}} = e^{0,40\sqrt{0,6}} = 1,3632$$

$$d = e^{-\sigma\sqrt{\delta t}} = \frac{1}{u} = \frac{1}{1,3632} = 0,7336$$

$$p = \frac{e^{(rf-b)(\delta t)} - d}{u - d} = \frac{e^{0,0483 \cdot 0,6} - 0,7336}{1,3632 - 0,7336} = 0,4699$$

Vrijednosti gornjeg (u) i donjeg (d) faktora su ovdje zaokružene na četiri decimale. U sljedećoj tablici prikazano je binomno stablo predmetne imovine promatranog projekta. Početna vrijednost binomnog stabla je sadašnja vrijednost predmetne imovine (S_0), odnosno sadašnja vrijednost dodatnih kapaciteta za eksploataciju nafte. Navedena vrijednost predmetne imovine mijenja se tijekom vremena zbog volatilnosti. Vrijednost svakog čvorišta binomnog stabla predmetne imovine izračunava se na sljedeći način:

$$S_0u = 1.252.230 \times 1,3632 = 1.707.046$$

$$S_0d = 1.252.230 \times 0,7336 = 918.592$$

Tablica 39.: Binomno stablo predmetne imovine projekta – I korak

1.252.230	1.707.046	2.327.054	3.172.252	4.324.431	5.895.087
	918.592	1.252.230	1.707.046	2.327.054	3.172.252
		673.847	918.592	1.252.230	1.707.046
			494.311	673.847	918.592
				362.609	494.311
					265.998

Izvor: Žiković, Fatur, 2010.

U prvom razdoblju vrijednost dodatnih kapaciteta za eksploataciju nafte može se povećati na 1,7 milijuna kuna ili se može smanjiti na iznos od 918.592 kuna. Izračunavanje gornje i donje vrijednosti nastavlja se do zadnjeg čvorišta, gdje uz godišnju volatilnost od 40%, nakon 3 godine trajanja projekta vrijednost dodatnih kapaciteta poduzeća može se kretati između 265.998 kuna i 5,9 milijuna kuna.

Tablica 40.: Binomno stablo vrijednosti opcije projekta – II korak

699.116	1.102.695	1.690.441	2.516.920	3.649.829	5.200.649
Nastaviti	Nastaviti	Nastaviti	Nastaviti	Nastaviti	Izvršiti
	380.211	642.953	1.051.714	1.652.453	2.477.815
	Nastaviti	Nastaviti	Nastaviti	Nastaviti	Izvršiti
		168.437	316.339	577.628	1.012.609
		Nastaviti	Nastaviti	Nastaviti	Izvršiti
			46.698	102.312	224.155
			Nastaviti	Nastaviti	Izvršiti
				0	0
				Završiti	Završiti
					0
					Završiti

Izvor: Žiković, Fatur, 2010.

Tablica 30 prikazuje binomno stablo vrijednosti opcije projekta eksploatacije nafte. Vrijednost binomnog stabla je izračunata u dva koraka: počevši od krajnjih čvorišta, preko srednjih čvorišta, kroz proces koji se zove rekurzivna metoda. Vrijednost opcije zadnjeg čvorišta je maksimum od $uS_0 - X$ kao gornja granica i maksimum od $dS_0 - X$ kao donja granica. Vrijednost izvršenja opcije na zadnjem čvorištu izračunata je na sljedeći način:

$$5.895.087 - 694.483 = 5.200.649 \text{ kn}$$

gdje je vrijednost 5.895.087 kn preuzeta iz tablice binomnog stabla predmetne imovine, a 694.483 kn je sadašnja vrijednost troškova investiranja odnosno izvršna cijena opcije (X). Sljedeći korak je izračunavanje srednjih čvorišta pomoću sljedeće formule:

$$(p * \text{gornja vrijednost} + (1-p) * \text{donja vrijednost}) e^{-rf * \Delta t}$$

$$(0,4699 * 1.690.441 \text{ kn} + (1-0,4699) * 642.953 \text{ kn}) e^{-0,0483 * 0,6} = 1.102.695 \text{ kn}$$

Koristeći rekurzivnu metodu, izračunata je vrijednost svakog čvorišta do početnog čvorišta. Početno čvorište predstavlja vrijednost opcije u vremenu nula te za projekt eksploatacije nafte vrijednost opcije iznosi 699.116 kuna. Sukladno navedenom SV projekta eksploatacije nafte = NSV (I faze) + call opcija = - 572.092 + 699.116 = 127.024 kuna.

Što je veći broj koraka u binomnom stablu, to je veća točnost dobivenog rješenja te se rješenje sve više približava rješenju dobivenom pomoću Black-Scholes modela.

Primjenom Black-Scholes modela vrijednost opcije projekta eksploatacije nafte iznosi 694.362 kuna, dok je primjenom Binomnog modela uz 5 koraka vrijednost opcije 699.116 kuna, što ukazuje na činjenicu da je binomni model dobra aproksimacija Black-Scholes formule.

Nedostaci binomnog modela

Vrednovanje opcija pomoću binomnog modela ima četiri osnovna nedostatka (Pušar, 2004. str. 128):

1. Ukoliko je dužina jediničnog razdoblja slučajno odabrana (dan, tjedan, mjesec) ne može se pretpostaviti da cijena predmetne imovine slijedi binomni proces, odnosno na kraju zadanog razdoblja cijena predmetne imovine može postići i više od dvije moguće vrijednosti. Pretpostavka da cijena predmetne imovine u promatranom vremenskom razdoblju može rasti ili padati može biti ispravna samo ako se radi o izrazito kratkom vremenskom razdoblju (trenutku), što znači da u dužem vremenskom intervalu (sat, dan...) cijena predmetne imovine može postići više od dvije moguće vrijednosti.
2. Diskretno kretanje cijene predmetne imovine koja je osnova binomnog modela veoma je upitno u svakodnevnom životu. Limit koji se kod ove pretpostavke može postaviti jeste da se ukupno razdoblje do dospijeca podijeli u veoma male jedinice vremena, čime se kretanje cijene predmetne imovine objašnjava stohastičkim procesom u kontinuiranom vremenu. To se događa kada jedinica vremena teži nuli, odnosno kada broj razdoblja do dospijeca teži beskonačnosti.
3. Svi pravci koji vode do istog čvorišta imaju jednaku vjerojatnost p .
4. S povećanjem broja razdoblja do dospijeca opcije javlja se problem kompliciranosti izračuna vrijednosti binomne distribucije.

7.4.3. Monte Carlo simulacija

Simulacijsko modeliranje i simulacija predstavlja široki skup aktivnosti vezanih uz izgradnju modela realnog sustava i njegove simulacije. Monte Carlo simulacija je generator slučajnih brojeva koristan za prognoziranje, procjenu i analizu rizika. Upotrebljava se kao metoda za vrednovanje i ocjenu rizičnosti investicijske odluke. Rezultati simulacije daju kvalitetnu informaciju o vjerojatnosti ishoda pojedinačne varijable i tako bitno utječu na donošenje poslovne odluke.

Osnovni princip Monte Carlo simulacije predstavlja izračunavanje zadane funkcije slučajnih varijabli. Pri tome je potrebno za svaku slučajnu varijablu generirati niz uzoraka koji se podvrgavaju zadanoj teorijskoj distribuciji, a potom se za svaki skup uzoraka izračunava iznos funkcije čije se ponašanje simulira. Kao rezultat dobiva se raspodjela funkcije slučajnih varijabli.

Postupak metode simulacije može se opisati kroz nekoliko koraka (Damodaran, 2002., 1129):

1. definiranje distribucija vjerojatnosti za ključne varijable te definiranje parametara distribucije (ako je normalna distribucija, definira se srednja vrijednost i standardna devijacija),
2. tijekom svake simulacije dobije se rezultat iz svake distribucije te izračuna sadašnja vrijednost novčanih tijekova temeljenih na dobivenom rezultatu,
3. nakon provođenja simulacija dobije se distribucija sadašnjih vrijednosti.

Simulacija započinje odabirom ključnih varijabli efikasnosti projekta i utemeljenjem njihovih distribucija vjerojatnosti. Moguće su varijable: veličina tržišta, stopa rasta tržišta, prodajne cijene, tržišni udio, investicijski troškovi, varijabilni i fiksni troškovi te predvidivi ekonomski vijek projekta. Nakon toga određuje se distribucija vjerojatnosti koja najbolje opisuje određenu varijablu.

Nakon što su određeni parametri distribucije vjerojatnosti svake pojedine varijable računalnom simulacijom sve se varijable međusobno kombiniraju izračunavajući neto sadašnju vrijednost. Taj se postupak ponavlja nekoliko puta sve dok se ne sastavi reprezentativna distribucija vjerojatnosti mogućih budućih neto sadašnjih vrijednosti. Srednja vrijednost distribucije predstavlja očekivanu vrijednost projekta, dok standardna devijacija distribucije predstavlja mjeru volatilnosti za vrednovanje opcija.

Zbog svojih svojstava Monte Carlo simulacija se lako može primijeniti i na vrednovanje realnih opcija. Serije predviđenih vrijednosti predmetne imovine kreirane su putem geometrijskog Brownovog gibanja (eng. Geometric Brownian Motion). Izračun maksimizacije primijenjen je za dobivanje krajnje točke u vremenskoj seriji te diskontiran na sadašnju vrijednost uz primjenu nerizične kamatne stope. Krenuvši od početne vrijednosti predmetne imovine, simuliraju se višestruki budućí pravci kretanja vrijednosti imovine koristeći se geometrijskim Brownovim gibanjem gdje je (Mun, 2006, 129):

$$\delta S_t = S_{t-1} (rf(\delta t) + \sigma \varepsilon \sqrt{\delta t})$$

Promjena vrijednosti imovine δS_t u vremenu t je vrijednost imovine u prethodnom razdoblju S_{t-1} pomnožena s formulom za geometrijsko Brownovo gibanje $(rf(\delta t) + \sigma \varepsilon \sqrt{\delta t})$, gdje je :

- rf – nerizična kamatna stopa
- δt – vremensko razdoblje
- σ – standardna devijacija (kao mjera volatilnosti)
- ε – rezidual; slučajna varijabla raspoređena po standardiziranoj normalnoj distribuciji

Slučajni broj iz normalne distribucije može se dobiti pomoću funkcije u MS Excelu (RandN() funkcija). Svaki generirani slučajni broj se uvrštava u navedenu formulu za izračun ukupne promjene vrijednosti imovine δS_t .

Zatim se prema sljedećoj formuli izračunava vrijednost imovine u prvom razdoblju:

$$S_1 = S_0 + \delta S_1 = S_0 + S_0(rf(\delta t) + \sigma \varepsilon \sqrt{\delta t})$$

Prema navedenoj formuli vrijednost imovine se izračunava za svako razdoblje, ovisno o broju zadanih razdoblja. Vrijednost opcije dobiva se prema sljedećim formulama:

za call opciju $\text{Max}(0, S_T - X)$

za put opciju $(0, X - S_T)$

gdje je X izvršna cijena, a S_T vrijednost imovine prilikom dospijea.

Ovakva procedura ponovi se nekoliko tisuća puta, zatim se izračuna srednja vrijednost call opcije prilikom dospijea te uz primjenu nerizične kamatne stope diskontira na sadašnju vrijednost prema sljedećoj formuli:

$$C_{0,i} = \text{Max} [(S_{t,i} - X)e^{-rf(T)}, 0]$$

Pri vrednovanju projekata putem Monte Carlo simulacije treba napomenuti sljedeće (Damodaran, 2002, 1129):

- Najteži korak je predviđanje parametara i distribucije vjerojatnosti za ključne varijable. Jednostavnije je ukoliko je poduzeće vrednovalo slične projekte u prošlosti. Ukoliko su distribucije vjerojatnosti pogrešno odabrane, rezultat će biti beznačajan.
- Standardna devijacija korištena pri vrednovanju opcija je mjera volatilnosti tijekom trajanja projekta, a ne mjera u jednom trenutku. Ukoliko se tijekom vremena promijeni situacija na tržištu, standardna devijacija te distribucije je mjera koju želimo predvidjeti.
- Treba prognozirati standardnu devijaciju vrijednosti projekta (zbroj sadašnje vrijednosti novčanih tijekova), a ne standardnu devijaciju godišnjih prihoda ili godišnjih novčanih tijekova.

Monte Carlo simulacija je primijenjena na vrednovanje opcije u II. fazu projekta koja podrazumijeva dodatno ulaganje poduzeća „Cronafta“ s ciljem povećanja kapaciteta za eksploataciju nafte te širenja na nova tržišta.

7.5. Swapovi na tržištu energenata

Običan „vanilla“ swap

Osnovni swap na energetske tržištima ne razlikuje se od klasičnog swapa na drugim tržištima derivata. Predstavlja najjednostavniji oblik swapa tj. ugovora kojim se zamjenjuje varijabilna cijena za fiksnu tijekom unaprijed određenog razdoblja. Swap predstavlja vanbilančni financijski aranžman koji ne zahtjeva razmjenu fizičkog oblika energije – obje strane podmiruju svoje ugovorne obveze putem novčanih sredstava. Swap ugovor je poznat i pod nazivom „ugovor na razliku“ (contract for difference) i „fiksno-za-varijabilno“ ugovor (fixed-for-floating). Uobičajan je slučaj da proizvođač energije prodaje (zauzima kratku poziciju) swap ugovor kako bi osigurao fiksnu prodajnu cijenu. Proizvođač i druga ugovorna strana dogovore fiksnu cijenu npr. 90 US\$/bbl (za barel) nafte specificiranog indeksa te varijabilnu cijenu, za što se u većini slučajeva koriste službene cijene izlistane na nekom od specijaliziranih servira kao što su npr. za naftu Argus i Platt's ili na nekom od futures tržišta. Za vrijeme trajanja ugovora proizvođač prima od banke razliku između fiksne i varijabilne cijene ukoliko je varijabilna cijena niža. Ukoliko je varijabilna cijena viša, tada proizvođač plaća razliku banci. Jednostavna jednadžba za izračun razlike koju prima prodatavatelj swapa može se prikazati kao:

Ugovoreni mjesečni volumen x (fiksna – varijabilna cijena)

Primjer: ako je npr. ugovoren swap za WTI naftu, količina 10.000 bbl, fiksna ugovorena cijena 90 US\$/bbl, a trenutna cijena na tržištu je 95 US\$/bbl, razlika u novčanom tijeku iznosi:

$$10.000 \text{ bbl} \times (90\$ - 95\$) = -5.000 \text{ US\$}$$

S obzirom na cijenu na tržištu, u ovom slučaju prodatavatelj WTI nafte koji je ušao u swap po 90 US\$ morao bi platiti i 5.000\$. Da je tržišna cijena bila niža od fiksne, npr. 85 US\$, prodatavatelj bi dobio 5.000 US\$.

Ovaj najjednostavniji oblik swapa koriste i kupci energenata kako bi osigurali i stabilizirali kupovnu cijenu.

Swaption

Swaption predstavlja opciju koja omogućuje njenom kupcu da uđe u određeni swap ugovor. Dva su tipa swaptiona:

- swaption koji daje pravo kupcu da uđe u swap u kojem on plaća fiksnu cijenu, a prima varijabilnu,

- swaption koji daje pravo kupcu da uđe u swap u kojem on plaća varijabilnu cijenu, a prima fiksnu cijenu.

Swaptioni nisu standardizirani, tako da se njima trguje na OTC tržištu i ustvari zahtijevaju individualni pristup budući da se kupac i prodavatelj swaptiona dogovoraju o:

- cijeni (premiji) swaptiona
- duljini razdoblja za koje vrijedi opcija (ukoliko se radi o swapu kojim se trguje na burzi ovo razdoblje obično završava dva radna dana prije početka swap ugovora)
- duljini trajanja swapa
- fiksnoj strani cijene koja se plaća u swapu
- referentnom izvorom prema kojem se određuje varijabilna cijena u swapu
- nominalnom iznosu swapa
- amortizaciji
- učestalosti namire itd.

Sudjelujući (participation) swap

Sudjelujući swap sličan je standardnom swap ugovoru s obzirom da je strana koja plaća fiksnu cijenu u potpunosti zaštićena od porasta cijene iznad dogovorene razine, ali za razliku od standardnog swap ugovora kupac dijeli s prodavateljem rizik pada cijene. Ukoliko je npr. za kerozin po cijeni od 930 US\$ po toni dogovoren sudjelujući swap s participacijom od 50%, kupac je tada zaštićen od porasta cijena iznad 930 US\$ po toni, ali bi se istovremeno morao odreći 50% uštede koju je ostvario ukoliko je cijena kerozina pala ispod 930 US\$ po toni. Primjerice, da je cijena kerozina pala na 900 US\$ po toni, kupac swapa bi profitirao samo 15 US\$ po toni, dok bi drugih 15 US\$ proslijedio drugoj ugovornoj strani.

Primjer:

Brodarska tvrtka, korisnik dizela, želi iskoristiti trenutno nisku cijenu ovog energenta na tržištu kako bi ograničila svoje troškove u idućoj godini. Zbog svoje jednostavnosti tvrtka se u prošlosti služila jednostavnim (vanilla) swap ugovorima. U ovom trenutku uprava tvrtke smatra da postoji realna mogućnost da bi cijene dizela mogle pasti niže te želi instrument koji im nudi mogućnost kako bi profitirali od daljnjeg pada cijena te ostali zaštićeni od rasta cijena, a bez da za to plaćaju premiju. Instrument koji nudi ovakvu mogućnost je sudjelujući swap.

Kupac fiksne cijene:	Croplovidba
Prodavatelj fiksne cijene:	D Banka
Fiksna cijena:	80 US\$/bb1
Participacija kupca:	60%
Referentna cijena:	Platt's Dizel EN590
Trajanje swapa:	12 mjeseci

Volumen:	100.000 bbl na mjesec; ukupno 1.200.000 bbl godišnje
Namira:	Mjesečne gotovinske isplate

Ugovaranjem sudjelujućeg swapa s udjelom od 60%, Croplovidba u slučaju kada cijene dizela padnu ispod 80 US\$/bbl mora sudjelovati (platiti) razliku između spot cijene i fiksne cijene pomnožene samo s 60% izloženosti. Npr. ako je prosječna cijena u mjesecu 70 US\$/bbl, Croplovidba mora platiti $(80-70) \text{ US\$} \times (60\% \times 100.000 \text{ bbl}) = 600.000 \text{ US\$}$. U slučaju kad je tržišna spot cijena iznad fiksne cijene, Croplovidba dobiva puni iznos razlike spot i fiksne cijene, tj. ako je prosječna cijena u mjesecu 90 US\$/bbl, Croplovidba dobiva $(90-80) \text{ US\$} \times 100.000 \text{ bbl} = 1.000.000 \text{ US\$}$.

Diferencijalni swap

Za razliku od stadardnog swapa koji se temelji na razlici između fiksne i varijabilne cijene, diferencijalni swap se temelji na razlici između fiksnog diferencijala u cijeni između dva proizvoda i stvarnog, varijabilnog diferencijala tijekom određenog razdoblja. Neki od primjera rasprostranjenih diferencijalnih swapova su: kerozin i benzin, spot i futures nafta te WTI i Brent nafta. Ovu vrstu swapova koriste rafinerije kako bi se zaštitile od promjena u maržama rafinerijskih proizvoda. Rafinerije obično dobivaju fiksnu diferenciju te na taj način osiguravaju unaprijed znanu, fiksnu vezu između cijena njihovih proizvoda. Ukoliko je rafinerija prodala diferencijal, a diferencijalni swap se suzi (razlika u cijeni se je smanjila) tada ona dobiva razliku između ugovorenog fiksnog diferencijala i varijabilnog, tržišnog diferencijala. U suprotnom slučaju, da su se marže povećale, rafinerija bi morala suprotnoj strani nadomjestiti razliku. Diferencijalne swapove koriste i financijske institucije kao način za upravljanje baznim rizikom koje preuzimaju na sebe tijekom uobičajnih hedging poslova.

Primjer:

Zrakoplovna tvrtka koristi kombinaciju swapova na kerozin i benzin kako bi zadovoljila svoje potrebe za gorivom. Swapom na benzin koriste se kada smatraju da je premija na forward isporuku kerozina pretjerano visoka. Zbog smanjene potražnje za kerozinom, razlika u premijama na forward isporuku kerozina i benzina se značajno smanjila. Tvrtka je odlučila iskoristiti ovu situaciju kako bi eliminirala bazni rizik koji postoji kada se izloženost cijeni kerozina osigurava ugovorima na visoko korelirani proizvod kao što je benzin tj. rizik da se cijena benzina neće savršeno sinhronizirano kretati zajedno s cijenom kerozina. Ugovarajući diferencijalni swap na kerozin-benzin maržu, tvrtka je efektivno zamijenila svoj nesavršeni hedge kerozina putem benzina i pretvorila ga u čisti hedge kerozina te se osigurala u slučaju da kretanje cijene kerozina nije sukladno kretanju cijene benzina.

Diferencijal:	kerozin – benzin
Kupac diferencijala:	Free-airlines
Prodavatelj diferencijala:	D Banka
Cijena diferencijala:	6\$/bbl
Trajanje swapa:	12 mjeseci
Volumen:	250.000 bbl
Namira:	Mjesečne gotovinske isplate

Ukoliko je tijekom trajanja ugovora prosječna razlika između cijene kerozina i benzina unutar mjeseca veća od 6 US\$/bbl, zrakoplovna tvrtke će dobivati od posrednika iznos koji je jednak razlici između tržišnog i ugovorenog fiksnog diferencijala pomnoženo s volumenom. Tijekom mjeseci kada je prosječna diferencija manja od 6\$/bbl, zrakoplovna tvrtka mora nadoknaditi razliku drugoj ugovornoj strani.

Maržni ili crack swap

Rafinerije koje žele unaprijed fiksirati maržu između svoga inputa (nafte) i outputa (naftnih derivata) mogu to učiniti na više načina. Jedan od načina je korištenje forward i futures ugovora, iako taj pristup u konačnici može biti skup, a ne pružati potpunu zaštitu. Drugi pristup je ugovoranje rafinerijskog crack swapa kojim se istovremeno osiguravaju cijena nafte kao inputa i cijena rafinerijskih proizvoda kao outputa. Najvažniji element ovog swapa je iznos marže (crack) koji se najčešće izražava kao X US\$/bbl marža. Po isteku swap ugovora rafinerija plaća ili prima razliku među maržama, a iznos je jednak razlici između trenutnih spot cijena (marže) i onih fiksiranih u swapu. Rafinerija na ovaj način može osigurati profitabilnost svog poslovanja nekoliko godina unaprijed. Ovakva vrsta hedginga najčešće se koristi kao sastavni dio razvojnih projekata izgradnje ili nadogradnje proizvodnih objekata kada je potrebno investitorima dokazati isplativost projekta i osigurati određenu minimalnu razinu prihoda.

Primjer:

Rafinerija želi osigurati jedan dio svoje izloženosti u odnosu na cijenu nafte. Budući da je rafinerija istovremeno i potrošač nafte i proizvođač naftnih derivata, izloženost se odnosi na nepovoljne promjene u odnosu između cijena nafte i naftnih derivata. Ovakva vrsta izloženosti tj. rizika naziva se „crack spread“ rizik. Kao zaštita od ovog rizika najčešće se koristi maržni (crack) swap. Maržni swap omogućuje da rafinerija fiksira troškove inputa (nafte) i istovremeno proda forward svoje proizvode (naftne derivate) kako bi na taj način fiksirala maržu. Rafinerije često koriste ovu vrstu instrumenata budući se može dogoditi da marže budu negativne posebno kod starijih, jednostavnijih rafinerija gdje postoji mala mogućnost nadogradnje postrojenja.

Dio swap ugovora vezan za naftu (input)

Kupac fiksne cijene: A rafinerija
Prodavatelj fiksne cijene: D Banka
Fiksna cijena: 90\$/bbl
Referentna cijena: IPE Brent sirova nafta - prvi dostupni futures ugovor
Trajanje swapa: 12 mjeseci
Volumen: 1.000.000 bbl
Namira: Mjesečne gotovinske isplate

Dio swap ugovora vezan za naftne derivate (output)

Kupac fiksne cijene: D Banka
Prodavatelj fiksne cijene: A rafinerija
Referentna cijena: Platt's europske prosječne cijene
Naftni proizvodi:

Naziv	Fiksna cijena po toni (US\$)	% u proizvodnji	Bbl po toni	Tone	Ukupno (US\$)
Ulje 180 CST CIF NWE	487	35	6,60	53.030	25.825.758
Dizel 0.1 CIF	817	30	7,29	41.152	33.621.399
Bezolo. Benzin CIF NWE	901	20	8,51	23.502	21.175.088
Kerozin CIF NWE	972	10	8,00	12.500	12.150.000
Gubitci		5			
Ukupno					92.772.245

Ukoliko se rafinerija koristi ovom strukturom, fiksirala je maržu od 2,77 US\$ po barelu za razdoblje od godine dana.

Udvostručujući (double-up) swap

Ova vrsta swapa omogućuje korisniku osiguranje cijene koja je povoljnija od trenutne tržišne, ali prodavatelj swapa zadržava pravo udvostručiti ugovoreni volumen (ukoliko mu to odgovara) prije početka razdoblja vredovanja swapa. Ovaj swap je ustvari nastao na način da potrošač energenta (koji kupuje fiksnu cijenu) proda put swaption, ili proizvođač energenta (koji prodaje fiksnu cijenu) proda call swaption. U oba slučaja rezultat je isti: zarada koja se ostvaruje od prodaje swaptiona služi za smanjenje izvršne cijene swapa.

Primjer:

Proizvođač aluminijske „Aluminijske“ trenutno na tržištu može dobiti swap ugovor po cijeni od 43 EUR/MWh. Ova cijena može se smanjiti na 40 EUR/MWh ukoliko „Aluminijske“ proda put opciju na taj isti swap svojoj drugoj ugovornoj strani. Na datum izvršenja swaptiona, ovisno o trenutnoj tržišnoj cijeni električne energije, prodavatelj swapa će odlučiti želi li udvostručiti ugovoreni volumen isporuke.

Kupac fiksne cijene:	„Aluminija“
Prodavatelj fiksne cijene:	D Banka
Tržišna cijena:	43 EUR/MWh
Fiksna cijena:	40 EUR/MWh
Referentna cijena:	Physical Electricity Index (Phelix) Month Base
Trajanje swapa:	12 mjeseci
Volumen:	100.000 MWh polugodišnje; ukupno 200.000 MWh godišnje (ugrađena opcija za udvostručenje isporuke)
Namira:	Polugodišnje gotovinske isplate

Za vrijeme trajanja swapa kupac električne energije imat će koristi od činjenice da je ugovorio cijenu električne energije nižu od tržišne. „Aluminija“ će primati uplate u slučajevima kada je prosječna tržišna cijena iznad 40 EUR/MWh, a plaćati drugoj ugovornoj strani kada je tržišna cijena ispod 40 EUR/MWh. Na kraju polugodišta, ukoliko je forward swap cijena električne energije niža od 40 EUR/MWh, prodavatelj električne energije iskoristit će svoju opciju i zahtijevati udvostručenje isporučene količine. Na ovaj način „Aluminija“ je osigurala stabilnu cijenu električne energije po cijeni nižoj od tržišne, ali prihvaćajući rizik udvostručenja količine u trenucima kada cijena električne energije na tržištu padne.

Produžujući (extendable) swap

Produžujući swap konstruiran je na isti način kao i udvostručujući swap s tom razlikom da prodavatelj swapa ima pravo produžiti vrijeme trajanja swap ugovora.

Primjer:

Proizvođač električne energije smatra da je trenutna cijena električne energije na tržištu relativno visoka te želi fiksirati njezinu cijenu u idućih godinu dana kako bi osigurala svoju profitabilnost. Zbog stanja na tržištu električne energije uprava tvrtke smatra da je njeno smanjenje cijene veoma vjerojatno. Kako bi iskoristila takvo stanje na tržištu tvrtka odluči ugovoriti produžujući swap. Ovaj swap ugovor omogućuje tvrtci da proda pravo drugoj ugovornoj strani da jednogodišnji ugovor produži za još jednu godinu tj. na dvije godine. Prodavatelj swapa ima pravo produžiti vrijeme trajanja swapa na kraju prve godine. Ovakva pogodnost omogućuje proizvođaču električne energije da ostvari povoljniju cijenu swapa u odnosu na tržišnu, budući da ta cijena mora odražavati tržišnu cijenu uvećanu za fer vrijednost swaptiona (opcije na produljenje trajanja swapa) kojeg prodaje.

Kupac fiksne cijene:	D Banka
Prodavatelj fiksne cijene:	Elektron

Tržišna cijena:	38 EUR/MWh
Fiksna cijena:	40 EUR/MWh
Cijena za produljenje:	40 EUR/MWh
Referentna cijena:	Physical Electricity Index (Phelix) Month Base
Trajanje swapa:	12 mjeseci
Volumen:	20.000 MWh na mjesec; ukupno 240.000 MWh godišnje (jednako i za produljeno razdoblje)
Namira:	Mjesečne gotovinske isplate

U prvoj godini, za vrijeme trajanja swapa, proizvođač Elektron imati će koristi od činjenice da je ugovorio cijenu električne energije višu od tržišne. Elektron će primiti uplate u slučajevima kada je prosječna tržišna cijena ispod 40 EUR/MWh, a plaćati drugoj ugovornoj strani kada je tržišna cijena iznad 40 EUR/MWh. Na kraju prve godine swap ugovor će se produžiti za daljnjih 12 mjeseci ukoliko je forward swap cijena viša od 40 EUR/MWh. Ukoliko se dogodi produljenje swapa, Elektron je i u narednoj godini osigurao svoju planiranu profitabilnost, ali se i odrekao potencijalne ekstra dobiti.

8. NOVI TREND OVI U ENERGETICI

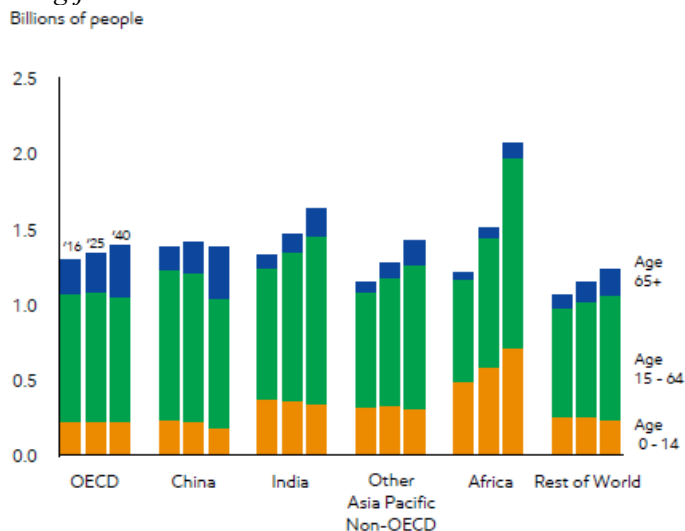
Iako fosilni izvori još uvijek dominiraju u globalnoj potrošnji energije te su 2017. činili 80 % potrošnje, dekarbonizacija i tranzicija prema niskougljičnoj ekonomiji već je počela i više nema povratka na staro. Upravo će dekarbonizacija potaknuti najveće promjene u energetsom sektoru koje će u potpunosti izmijeniti način poslovanja energetskih kompanija te funkcioniranje energetskih tržišta. Budućnost je već počela jer su najveće promjene u energetici tijekom posljednjih godina vezane upravo uz eksploataciju obnovljivih izvora. Proizvodni su kapaciteti 2017. godine povećani za 167 GW iz obnovljivih izvora, što je čak 8 % više nego 2016. godine, a čak četvrtina svih proizvođača električne energije dolazi iz sektora „obnovljivaca“. Polovina ovog rasta dolazi iz Kine i SAD-a, zatim slijedi Europska unija, Indija i Japan. Već 2016. godine nove investicije u obnovljive izvore premašile su investicije u fosilne izvore, a udio ugljena počinje značajnije padati po prvi put u povijesti. Solarna energija i energija vjetra postaju sve jeftinije, pa čak i najjeftinije u nekoliko regija. Kina predvodi trend, a 2017. godine u toj su zemlji proizvodni kapaciteti iz solarne energije porasli za nevjerojatnih 50 GW, što je više od novih proizvodnih kapaciteta iz plina, ugljena i nuklearne energije zajedno. Usporedo s ovim promjenama mijenja se i tržište. Subvencije za obnovljive izvore padaju i postupno se ukidaju u mnogim zemljama kako se smanjuju troškovi tehnologija. S druge strane, ugljen kao energent s najvećim emisijama CO₂ ubrzano gubi svoju tržišnu poziciju te ga zamjenjuje prirodni plin kao tranzicijski energent. Investicije vezane uz ugljen dramatično padaju, a bankarski krediti smanjili su se za čak 44 % 2016. godine (Statkraft, 2018). S jedne je strane pao interes investitora za ulaganja, ali s druge strane i banke uvode restrikcije na financiranje ovakvih investicija zbog strogih zahtjeva vezanih uz zaštitu okoliša.

8.1. Ekonomske i demografske promjene – okidač promjena u energetici

Potražnja za energijom direktno je uvjetovana ekonomskim i demografskim promjenama. Prema najnovijim projekcijama IEA (2018) rast dohotka i ukupnog broja stanovnika za čak 1,7 milijardi ljudi do 2040. godine, uglavnom u urbanim dijelovima zemalja u razvoju (posebice u Indiji), povećat će potrošnju energije za više od 25 %. Kada ne bi bilo tehnološkog napretka i povećanja energetske učinkovitosti, taj rast bio bi čak dvostruko veći. Ne tako davne 2000. godine na Europu i Sjevernu Ameriku otpadalo je preko 40 % potrošnje energije, dok je u azijskim zemljama u razvoju potrošnja energije predstavljala tek 20 % globalne svjetske potrošnje. U samo

40 godina situacija će se potpuno promijeniti. Na Aziju otpada 50 % rasta potrošnje prirodnog plina, 60 % rasta proizvodnje električne energije iz vjetra i sunca, preko 80 % potrošnje nafte i preko 100 % rasta potrošnje ugljena i nuklearne energije. Sljedeća slika pokazuje demografsku dinamiku u razdoblju od 2016. godine preko 2025. do 2040.

Slika 80.: Projekcije demografskih promjena u razdoblju 2016.-2040. po regijama

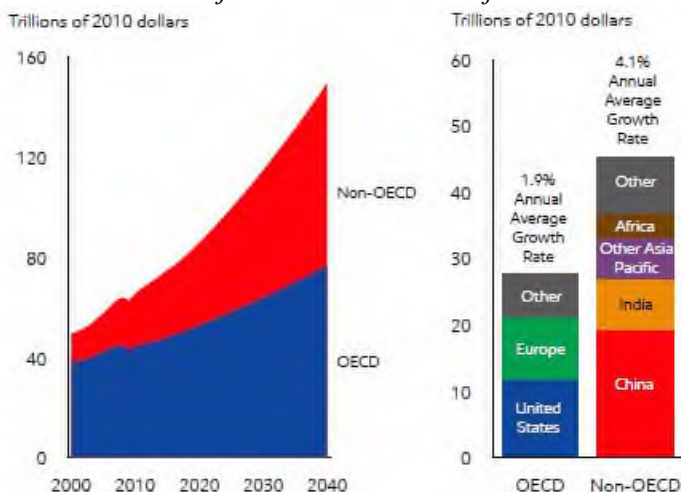


Izvor: World bank, 2018, Exxon Mobile, 2019

Rast broja stanovnika sa 7,4 na 9,2 milijardi 2040. godine bit će ključan okidač rasta potrošnje energije na globalnoj razini. Promjene neće svuda biti jednako dinamične. Nasuprot Kini koja će demografski stagnirati i ubrzano stariti te razvijenim zemljama OECD-a koje će imati blagi rast broja stanovnika, Afrika, Indija te ostale azijske zemlje ostvarit će ogroman rast. Indija će vjerojatno postati zemlja s najvećim brojem stanovnika do 2025. i najbrže rastućom radno sposobnom populacijom (15. – 64. godine) te zamijeniti Kinu koja je dugi niz godina bila najmnogoljudnija zemlja. Demografske promjene idu u korak s ekonomskim promjenama, a s višim stupnjem gospodarskog razvoja mijenja se i demografska slika.

Ekonomske su promjene također vrlo dinamične, a struktura svjetskog gospodarstva i udio pojedinih zemalja u svjetskom BDP-u brzo se mijenja. Kina je postala drugo najveće gospodarstvo svijeta mjereno veličinom BDP-a, a Indija i neke druge azijske zemlje postaju najbrže rastuće ekonomije. Sljedeća slika prikazuje gospodarsku dinamiku u razdoblju 2000. - 2040.

Slika 81.: Kretanje BDP-a u razdoblju 2000.-2040. prema regijama

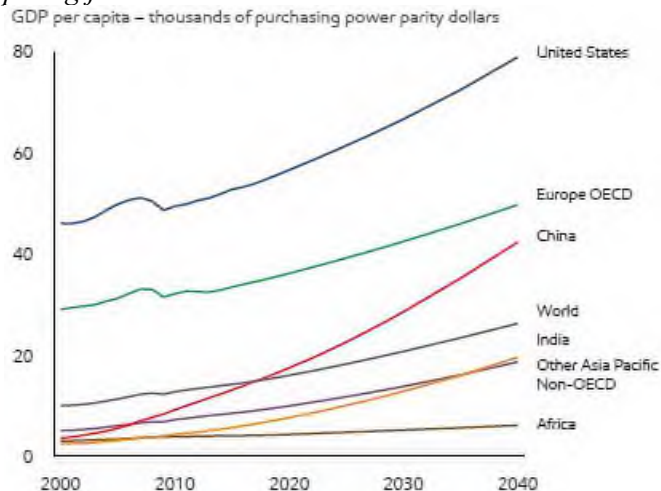


Izvor: World Bank, 2018 i ExxonMobile, 2019

Prema projekcijama svjetski BDP mogao bi se udvostručiti u razdoblju od 2016. do 2040. ponajviše zahvaljujući zemljama u razvoju (non-OECD) čiji će BDP narasti 165 % nasuprot OECD zemljama čiji će rast biti oko 60 %. Takve velike razlike rezultat su dvostruko viših godišnjih stopa rasta u Kini, Indiji i ostalim zemljama u razvoju, a procjenjuje se da će doprinos Kine svjetskom BDP-u biti najveći. Gospodarski rast znači i rast dohotka te kupovne moći kućanstva, a i na tom području mogu se očekivati velike promjene. Iako i sama visina BDP p/c upućuje na slične zaključke, za ekonomiste je zanimljiviji i relevantniji ovaj pokazatelj izražen prema paritetu kupovne moći (PPP). Sljedeća slika potvrđuje naše prethodne zaključke o promjeni odnosa snaga između geografskih regija te seljenja ekonomske moći prema Aziji u kojoj dominira Kina kao najveće gospodarstvo sa sve višom kupovnom moći koja će se do 2040. udvostručiti i gotovo dostići Europu. Kupovna moć u Indiji će se također udvostručiti, no do 2040. bit će dvostruko manja u odnosu na Kinu.

Očekivani brzi rast kupovne moći i životnog standarda najviše je vezan uz rast srednje klase koja bi do 2040. mogla narasti na čak 5 milijardi ljudi. Rast srednje klase znači bolje životne uvjete i duži životni vijek, kao i veću razinu potrošnje, što sve zajedno čini okvir za rast potrošnje energije.

Slika 82.: BDP p/c prema paritetu kupovne moći u razdoblju 2000.-2040. po regijama

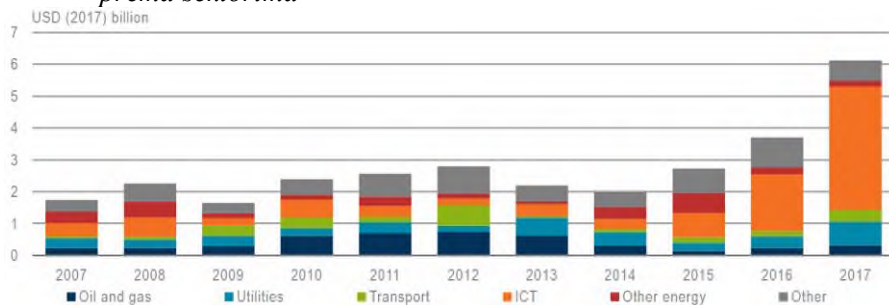


Izvor: World Bank, 2018 i ExxonMobile, 2019.

8.2. Tehnološki napredak i inovacije – temelj nove paradigme razvoja energetskeg sektora

Sve brži tehnološki razvoj, inovacije, novi pristupi rješavanju problema i novi poslovni modeli ubrzano mijenjaju energetske sektor. Novi igrači na energetskom tržištu nisu više samo energetske kompanije, sve su važnije telekomunikacijske, ICT i ostale tehnološke kompanije. Slika 83. jasno pokazuje kako su ICT kompanije postale najveći investitor u energetskom sektoru.

Slika 83.: Poduzetničke investicije u nove energetske tehnološke projekte prema sektorima



Izvor: IEA, 2018

Iako je možda iznenađujuće na prvi pogled, ICT kompanije daleko najviše ulažu u tehnološke *startupove* u energetskom sektoru s namjerom postizanja strateške pozicije u novim uvjetima. Ukupne poduzetničke investicije u tehnološke energetske *startupove* premašile su 6 milijardi dolara 2017. godine, a trend rasta od 2014. gotovo je eksponencijalan. Brzi razvoj naprednih sustava i mreža pruža ogromne mogućnosti za ICT kompanije, a pametne mreže otvaraju razne mogućnosti kontrole i upravljanja potrošnjom.

Novo područje u kojem se tek očekuju ogromne promjene odnosi se na primjenu *blockchain* tehnologija. One bi mogle promijeniti platforme za trgovanje električnom energijom i ostalim energentima na neslućene načine. Npr. potrošači električne energije koji se opskrbljuju iz obnovljivih izvora moći će prodati višak energije direktno svojim susjedima, što je potpuno nova paradigma funkcioniranja tržišta električne energije. Nove tehnologije, pametni sustavi i mreže, umjetna inteligencija i automatizacija predstavljaju temelj nove, četvrte industrijske revolucije koja mijenja ne samo energetiku i ekonomiju, već i naš način života. Sljedeća slika prikazuje novu paradigmu razvoja energetskog sektora u međusobnoj povezanosti tehnologije, tržišta i politika.

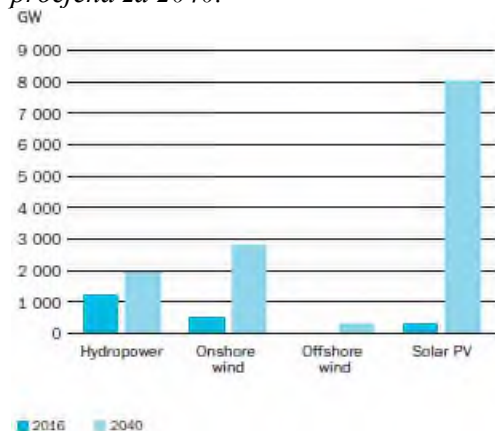
Slika 84.: Interakcija tehnološkog napretka, tržišnih uvjeta i javnih politika



Izvor: Autori

Kao što je već istaknuto, u sektoru obnovljivih izvora događaju se najveće promjene. Najvažniji potencijal ima solarna energija za koju se očekuje da će u budućnosti biti najvažniji izvor energije. Sunce i vjetar bit će jeftiniji od postojećih TE na ugljen i plin, a najveći rast imat će upravo solarna energija koja bi do 2040. mogla činiti čak 30 % globalne proizvodnje električne energije. Sljedeća slika (Slika 85.) prikazuje procjene Statkrafta, vodeće norveške energetske kompanije koja svake godine objavljuje svoja očekivanja kroz tzv. Low Emissions Scenario.

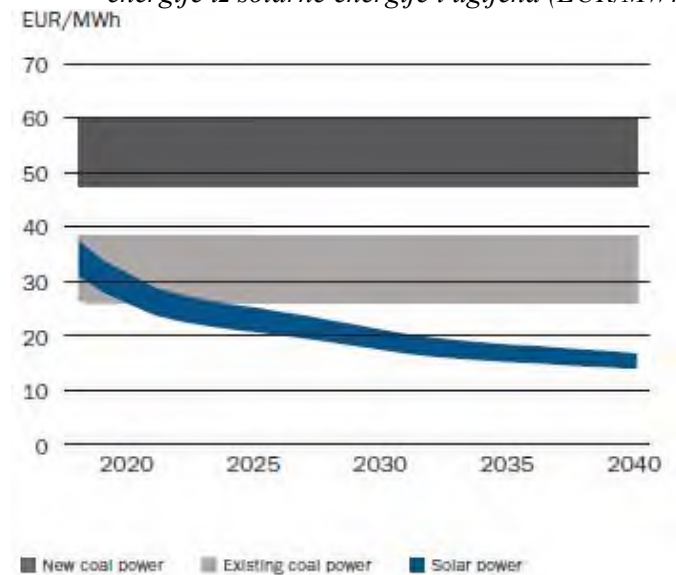
Slika 85.: Instalirani proizvodni kapaciteti iz obnovljivih izvora 2016. i procjena za 2040.



Izvor: Statkraft, 2018

Kao što se može vidjeti, solarna energija bit će najvažniji izvor energije, a potencijali rasta su ogromni. Više je razloga za takva očekivanja: prvo, solarna energija postat će konkurentnija od konvencionalnih izvora i od vjetra. Tome će pridonijeti razvoj tehnologija skladištenja energije i brzi pad troškova tehnologije (Slika 86.).

Slika 86.: Usporedba troškova tehnologije za proizvodnju električne energije iz solarne energije i ugljena (EUR/MWh) do 2040. godine

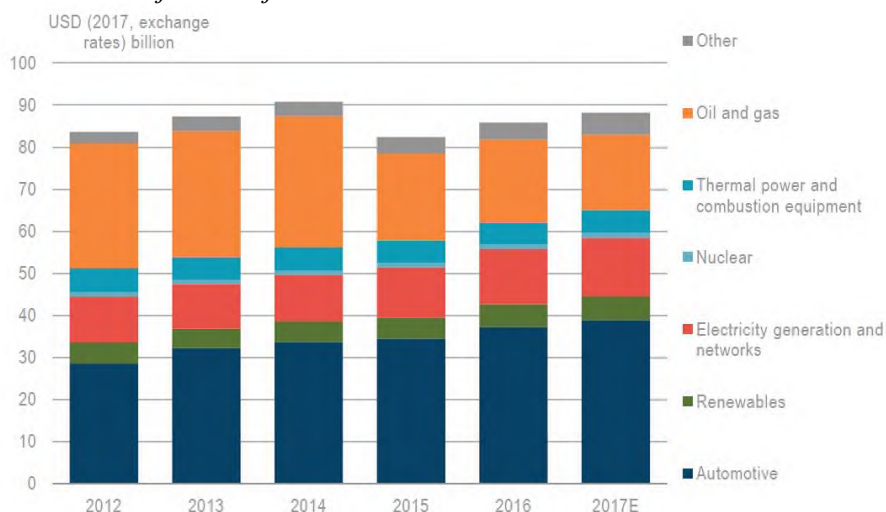


Izvor: IEA, 2018

Uz to, solarna je energija stabilnija od vjetra, radi se o relativno jednostavnoj tehnologiji koja se može instalirati gotovo svugdje, ne zauzima puno prostora kao vjetroelektrane te je puno stabilnija i iskoristivija od energije vjetra. Ako se ispune očekivanja o padu cijena skladištenja energije i baterija, solarna energija bit će najvažniji izvor energije u budućnosti, posebice u udaljenim i geografski izoliranim područjima.

Tehnološki napredak i inovacije događaju se na svim područjima i cijelom energetskom sektoru. Slika 87. pokazuje ulaganje privatnog sektora u istraživanje i razvoj (R&D) u energetici i industrijama vezanim uz energetiku.

Slika 87.: Ulaganje privatnog sektora u R&D u energetskom sektoru i automobilskoj industriji



Izvor: IEA, 2018

Kao što je već bilo riječi u poglavlju 2.2.3., razvoj tehnologija za eksploataciju nafte i plina iz škriljevca nakon 2008. godine značajno je promijenio globalno tržište i geostrateške odnose velikih proizvođača nafte i plina. Iako se radi o velikim ekonomskim promjenama, glavni je problem ove tehnologije nepovoljni utjecaj na okoliš. S obzirom na ambiciozno postavljene ciljeve zaštite okoliša i rast cijena emisija, sigurno će se i ove tehnologije mijenjati i unapređivati. Tako je npr. kompanija Petroteq Inc. patentirala tehnološko rješenje tzv. zatvorene petlje (*closed-loop extraction system*) ekstrakcije nafte iz naftnih škriljevaca koje neće imati emisija stakleničkih plinova ni na druge načine nepovoljno utjecati na okoliš. Može se pretpostaviti s velikom vjerojatnošću da će se razvijati i druge tehnologije za učinkovitiju i ekološki prihvatljiviju eksploataciju fosilnih izvora jer će svijet još dugo ovisiti o fosilnih izvora.

LITERATURA

1. „Best practices on Renewable Energy Self-consumption“, European Commission, 2015.
2. „Levelized Cost Of Electricity Renewable Energy Technologies“, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2018.
3. „Photovoltaic barometer“, *EurObserv'ER*, 2015.
4. „Photovoltaics Report 2018“, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2018. dostupno na poveznici: <http://www.pvxchange.com/priceindex/Default.aspx?langTag=de-DE>
5. „Self consumption of PV electricity – position paper“, EPIA, 2013.
6. Acemoglu, D., Antras, P., Helpman, E. (2006) *Contracts and Technology Adoption*, Harvard, Mimeo
7. Acemoglu, D., Johnson, S., Robinson, J. A. (2001) “The Colonial Origins of Comparative Development: An Empirical Investigation“, *The American Economic Review*, 91(5), str. 1369-1401
8. Acemoglu, D., Johnson, S., Robinson, J. A. (2002) “Reversal of Fortune: Geography and Institutions in the Making of the Modern Income Distribution“, *The Quarterly Journal of Econometrics*, 118, str. 1231-1294
9. Aghion, P., Comin, D., Howitt, P. (2006) “When does Domestic Saving Matter for Growth“, NBER Working Paper No. 12275.
10. Aghion, P., Howitt, P. (1992) “A model of growth through creative destruction“, *Econometrica*, 60 (2), str. 323-351
11. Akarca, A.T., Long, T.V. (1980) “On the relationship between energy and GNP: a re-examination“, *Journal of Energy and Development*, 5, str. 326-331
12. Alexander, I. (2006) “Capital Efficiency, its Measurements and its Role in Regulatory Reviews of Utility Industries: Lessons from Developed and Developing Countries“, *Utilities Policy*, 14(4), str. 245-250
13. Amram, M., Kulatilaka, N. (1999) *Real Options: Managing Strategic Investment in an Uncertain World*, Boston, Mass.: Harvard Business School Press
14. Appenzeller, T. (2004) “Kraj jeftine nafte“, *National Geographic Hrvatska*, Vol. 2, No. 6, str. 68-97
15. Arezki, R. et.al. (2017) Oil Prices and the Global Economy, IMF Working paper No. 17/15, IMF
16. Asafu-Adjaye, J. (2000) “The relationship between energy consumption, energy prices and economic growth: time series evidence from Asian developing countries“, *Energy Economics*, 22, str. 615–625

17. Auty, R. (1993) *Sustaining Development in Mineral Economies: The Resource Curse Thesis*, New York: Oxford University Press
18. Auty, R. (2001) *Resource Abundance and Economic Development*, New York: Oxford University Press (WIDER)
19. Ayres, R. U., van den Bergh, J. C. J. M. (2005) "A theory of economic growth with material/energy resources and dematerialization: Interaction of three growth mechanisms", *Ecnological Economics*, 55, str. 96-118.
20. Ayres, R. U., Warr, B. (2009) *The Economic Growth Engine*, Cheltenham, UK and Northampton, MA: Edward Elgar Publishing
21. Bahovec, V., Erjavec, N. (2009) *Uvod u ekonometrijsku analizu*, Zagreb: Element
22. Balaško, D, 2016, „*Bioplinska postrojenja za proizvodnju energije i sagledavanje njihovog utjecaja na okoliš*“, Osijek 2016, HO CIRED SO7-04
23. Balaško, D, Rijeka 2016, „*Elektrana na bioplin snage 1 MW*“, *Rijeka*
24. Balic D, Loncar D. Impact of Fluctuating Energy Prices on the Operation Strategy of a Trigeneration System, *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*, Vol. 3, pp – 315-332, 2015
25. Balić Dražen, Žiković Saša: SMALL SCALE COGENERATION IN CROATIAN PUBLIC BUILDINGS, 12th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems – SDEWES, 04-08.10.2017.
26. Balke, N. S., Brown, S. P. A., Yücel, M. K. (2002) "Oil Price Shocks and the U.S. Economy. Where does the Assymetry Originate", *The Energy Journal*, 23(3), str. 27-52
27. Baron, R. M., Kenny, D. A. (1986) "The moderator-mediator variable distinction in social psychological research: Conceptual, strategic and statistical considerations", *Journal of Personality and Social Psychology*, 51, str. 1173-1182.
28. Basel Committee on Banking Supervision (2005) *Amendments to the Capital Accord to incorporate market risks*, Basel: Bank for International settlements, November
29. Bauer, C. (2000) "Value at risk using hyperbolic distributions", *Journal of Economics and Business*, 52, str. 455-467
30. Baumol, W., Panzar, J.C., Willig, R.D. (1983) "Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure: Reply", *American Economic Review*, 73(3), str. 491-496
31. Bernake, B. S., Gertler M., Watson M. (1997) "Systematic Monetary Policy and the Effects of Oil Price Shocks", *Brookings Papers on Economic Activity*, 1, str. 91-157
32. Berndt, E. R., Wood, D. O. (1979) "Engineering and Econometric Interpretations of Energy-Capital Complementarity" *American Economic Review*, 69, str. 342-354

33. Best available technologies for the heat and cooling market in the European Union, European Commission EUR 25407 EN -- - Joint Research Centre -- - Institute for Energy and Transport, 2013
34. Blanchard, O. J., Gali, J. (2008) "The macroeconomic effects of oil shocks: Why are the 2000s so different from the 1970s?", NBER Working paper no. 13368
35. Bollerslev, T. (1986) "Generalized autoregressive conditional heteroskedasticity", *Journal of Econometrics*, 31, str. 307-327
36. Borozan, Đ. (2013) „Exploring the relationship between energy consumption and GDP: Evidence from Croatia“, *Energy policy*, 59, str. 373-381
37. Boudoukh, J., Richardson, M., Whitelaw, R. F. (1998) "The Best of Both Worlds: A Hybrid Approach to Calculating Value at Risk" , *Risk*, Vol. 11, No. 5, str. 64-67
38. Brach, M. A. (2003) *Real options in practice*, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
39. Brigham, E. F., Daves, P. R. (2002) *Intermediate Financial Management*, 7th ed., New York: South – Western
40. British Petroleum (2010) database
41. Broadman, H. G., et.al. (2004) *Building Market Institutions in South Eastern Europe: Comparative Prospects for Investment and Private Sector Development*, Washington, D.C.: The World Bank
42. Brook, A. et.al. (2004) "Oil price developments: drivers, economic consequences and policy responses", Economic Department Working papers, OECD, Paris
43. CEER (2017) „Retail Markets Monitoring Report“, Ref. C17-MMR-83-02, 21. 11. 2017. Council of European Energy Regulators, Bruxelles, <https://www.ceer.eu/1256> (6. 12. 2018.)
44. Čeperić Ervin, Žiković Saša, Čeperić Vladimir: SHORT-TERM FORECASTING OF NATURAL GAS PRICES USING SUPPORT VECTOR REGRESSION MACHINES, *Energy (Oxford)*, 140, 1, 2017., p. 893-900.
45. Cheng, B.S. (1995) "An investigation of cointegration and causality between energy consumption and economic growth", *Journal of Energy and Development*, 21, str. 73-84
46. Chevalier, J.M. (2009) "Winning the Battle?" In: Chevalier, J.M. (Ed.), *The New Energy Crisis: Climate, Economics and Geopolitics*, New York: Palgrave Macmillan, str. 256-281
47. Chontanawat, J., Hunt, L.C., Pierse, R. (2008) "Does energy consumption cause economic growth?: Evidence from a systematic study of over 100 countries“, *Journal of Policy Modelling*, 30, str. 209-220
48. Cleveland C. J., Costanza, R., Hall, C. A. S., Kaufmann, R. K. (1984) "Energy and the U.S. Economy: A Biophysical Perspective", *Science*, 225, str. 890-897

49. Comin, D. (2006) *Total Factor Productivity*, New York University and NBER, New York, August 2006.
50. Commission of the European Communities, (2005) Report on progress in creating the internal gas and electricity market, Communication from the Commission to the Council and the European Parliament, SEC (2005) 1448, COM (2005) 568 final, European Commission, Brussels. Available from: http://ec.europa.eu/energy/electricity/report_2005/doc/2005_report_en.pdf (04.05.2011)
51. Commission of the European Communities, (2007) The 3rd Legislative Package, September 2007, SEC (2007) 1179, European Commission, Brussels. Available from: http://ec.europa.eu/energy/electricity/package_2007/index_en.htm (10.05.2011)
52. Common, M. S. (1995) *Sustainability and Policy: Limits to Economics*, Melbourne: Cambridge University Press
53. Connolly D, Lund H, Vad Mathiesen B. Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 60, pp 1634–1653, 2016
54. Cont, R., Potters, M., Bouchaud, J.-P. (1997) *Scaling in stock market data: Stable laws and beyond*, Centre d'Etudes de Saclay and Universite de Nice, Mimeo
55. Cox, J., Ross, S. A., Rubinstein, M. (1979) "Option Pricing: A Simplified Approach", *Journal of Financial Economics*, Vol. 7, str. 229-263
56. Cubbin, J., Stern, J. (2006) „The Impact of Regulatory Governance and Privatisation on Electricity Industry Generation Capacity in Developing Economies“, *The World Bank Economic Review*, 20(1), str. 115-141
57. Dahl, C. A. (2008) *Međunarodna tržišta energije: Cijene, politike i profiti*, Zagreb: Kigen d.o.o.
58. Damodaran, A. (2002) *Investment valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset*, New York: John Wiley & Sons
59. Dasgupta, S. et al. (2002) „Confronting the environmental Kuznets curve“, *Jornal of Economic Perspectives*, 16(1), str. 147-168
60. Davidson R., MacKinnon G. J. (2004) *Econometric Theory and Methods*, Oxford: Oxford University Press
61. De Soto, H. (2000) *The Mystery of Capital: Why Capitalism Triumphs in the West and Fails Everywhere Else*, New York: Basic Books
62. Dedi, L. (2004) "Mogućnosti primjene geometrijskog Brownovog gibanja za vrednovanje opcija", *Ekonomski pregled*, 55 (11-12), str. 1002-1017

63. Dekanić, I. (2007) *Nafta - Blagoslov ili prokletstvo*, Zagreb: Golden Marketing - Tehnička knjiga
64. Direktive Europskog parlamenta i vijeća 2009/28/EZ i 2009/29/EZ).
65. Dizdarević, N. (2010) "Treći energetska paket - Što nosi Hrvatskoj?", Okrugli stol u organizaciji CIGRE, Zagreb, 25.05.2010.
66. Dolado, J. J., Lütkepohl, H. (1996) "Making Wald Tests Work for Cointegrated VAR Systems", *Econometric Reviews*, 15(4), str. 369-386
67. Dowd K. (2002) *Measuring market risk*, New York: John Wiley & Sons
68. Dvornik, D. (2003.) Razvoj (de)regulacije i preporuke za tranzicijska gospodarstva, *Energija*, 52(4), str. 265-274
69. DZS, Statistički ljetopis, razna godišta
70. Easterly, W. (2001) *The Elusive Quest for Growth: Economists' Adventures and Misadventures in the Tropics*, Cambridge, Mass.: The MIT Press
71. Easterly, W., Levine, R. (2003) "Tropics, germs, and crops: how endowments influence economic development", *Journal of Monetary Economic*, 50, str. 3-39
72. Eberhard, A. (2003) *GATS Energy Services Negotiations and Energy Market Regulation and Liberalisation in South Africa*, TIPS Working Paper Series WP9-2003, Graduate School of Business, University of Cape Town, May
73. Eberlein E., Keller U., Prause K. (1998) "New insights into smile, mispricing and value at risk: the hyperbolic model" *Journal of Business*, 71, str. 371-406
74. EBRD (2010) *Transition report 2010: Recovery and Reform* European Bank for Reconstruction and Development
75. ECRB (2017) „Electricity and Gas Retail Markets in the Energy Community Contracting Parties“, Market Monitoring Report 2016, *Energy Community Regulatory Bord*, Vienna, December 2017. <https://www.energy-community.org/documents/reports.html> (6. 12. 2018.)
76. Edelstein, P., Kilian, L. (2007) *Retail Energy Prices and Consumer Expenditures*, University of Michigan, Mimeo
77. Efendić, A., Pugh, G., Adnett, N. (2011) "Institutions and economic performance: A meta-regression analysis", *European Journal of Political Economy*, 27, str. 586-599
78. Efendić, A., Pugh, G., Adnett, N. (2011a) «Confidence in formal institutions and reliance on informal institutions in Bosnia and Herzegovina: An empirical investigation using survey data», *Economics of Transition*, 19(3), str. 521-540
79. EIA, *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*, online: 08.09.2018., dostupno na: http://www.eia.gov/forecasts/capitalcost/pdf/updated_capcost.pdf

80. EIA, *What is a British thermal unit?*, online: 15.09.2018., dostupno na:
https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=about_btu
81. EIA, *What is the efficiency of different types of power plants?*, online: 15.09.2018., dostupno na:
<http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=107&t=3>
82. EIA., 2019, *Annual Energy Outlook 2019*, online: 13.02.2019., dostupno na:
83. Ekins, P. (1997) "The Kuznets curve for the environment and economic growth: examining the evidence", *Environment and Planning*, 29(5), str. 805-830
84. EKONERG, Institut za elektroprivredu i energetiku, Odvjetnički ured Tilošanec (2010.) *Studija usklađivanja hrvatskoga energetskeg sektora i energetskeg zakonodavstva s energetskeg propisima Europske unije*, Zagreb: Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva RH
85. Enders, W. (2004) *Applied Econometric Time Series*, 2nd edition, New York: John Wiley & Sons
86. Energija u Hrvatskoj, 2014, Godišnji energetskeg pregled
87. Engle, F. R. (1982) "Autoregressive conditional heteroscedasticity with estimates of the variance of United Kingdom inflation", *Econometrica*, 50 (4), str. 987-1008
88. Engle, F. R., Mezrich, J. (1995) "Grappling with GARCH", *Risk*, Vol. 8., No. 9., str. 112-117
89. Engle, R., Granger, C., (1987) "Cointegration and Error Correction: Representation, Estimation and Testing", *Econometrica*, 55, str. 251-276.
90. Epstein, P. R., Selber, J. (2002) *Oil: A Life Cycle Analysis of Its Health and Environmental Impacts*, Boston: Harvard Medical School
91. Erol, U., Yu, E.S.H. (1987) "Time series analysis of the causal relationships between US energy and employment", *Resources Energy*, 9, str. 75-89
92. Estache, A., Wren-Lewis, L. (2010) On the Theory and Evidence on Regulation of Network Industries, Developing Countries, In: Baldwin, R., Cave, M. and Lodge, M. (Eds.) *The Oxford Handbook of Regulation*, New York: Oxford University Press
93. EurObserver'ER, 2014, *Biogas barometer*
94. European Commission (2008) *The Single electricity market* <http://ec.europa.eu/energy/electricity/>
95. European Commission Report 2010
96. European Commission, 2020 climate change
97. European Commission, EU energy, transport and GHG emissions trends to 2050, Reference scenario 2013
98. European Union, 2016, eurostat, *The EU in the world*

99. European Union, 2016, eurostat, *Energy, Transport and environment indicators*,
100. Eurostat (2011) database
101. Evans, M., Hastings, N., Peacock, B. (2000) *Statistical Distributions*, Third Edition, New York: John Wiley & Sons
102. EWEA, 2015, *European statistic, Wind in power*
103. ExxonMobile (2019), 2018 Outlook for Energy: A View to 2040
104. Fatur, T., Žiković, S. (2010) „Real option naspram tradicionalnih metoda vrednovanja investicijskih projekata (1/2), *Računovodstvo i financije*, 11
105. Ferderer J. P. (1996) “Oil Price Volatility and the Macroeconomy: A Solution to the Asymmetry Puzzle”, *Journal of Macroeconomics*, 18, str. 1-16
106. Fiorio et.al. (2007) *The Electricity Industry Reform Paradigm in the European Union: Testing the Impact on Consumers*, Working paper No. 23, Università degli Studi di Milano
107. Fištrek, Ž, 2012, IEE/09/848, *Razvitak održivog tržišta bioplina u središnjoj i istočnoj Europi*,
108. Flexibility: The role of DSOs in tomorrow's electricity market. EDSO for smart grids, 2014
109. Frazier, P.A., Barron, K.E., Tix, A.P. (2004) „Testing Moderator and Mediator Effects in Counselling Psychology Research“, *Journal of Counselling Psychology*, Vol. 51, No. 1.
110. Gelo, T. (2009) “Causality between economic growth and energy consumption in Croatia” *Journal of Economics and Business, Proceedings of Rijeka Faculty of Economics*, Vol. 27, No. 2, str. 327-348
111. Georgescu-Roegen, N. (1971) *The Entropy Law and the Economic Process*, Cambridge, Mass.: Harvard University Press
112. Gever, J., Kaufmann, R. K., Skole, D., Vörösmarty, C. (1986) *Beyond Oil: The Threat to Food and Fuel in the Coming Decades*, Cambridge, MA: Ballinger
113. Ghali K. H., El-Sakka, M.I.T. (2004) “Energy use and output growth in Canada: A multivariate cointegration analysis”, *Energy Economics*, 26, str. 225–238.
114. Granger, C. W. J. (1969) “Investigating Causal Relations by Econometric Methods and Cross-Spectral Methods”, *Econometrica*, 34, str. 424-438.
115. Granger, C. W. J. (1988) “Some recent developments in a concept of causality”, *Journal of Econometrics*, 39, str.199–211
116. Granić, G. (2010) *Kako promišljati energetske budućnost?*, Zagreb: Poslovna biblioteka i EI Hrvoje Požar
117. Granić, G. et al. (2008.), “Treba li reformu energetskog sektora reformirati”, *Nafta*, 59 (12), str. 602-607
118. Grossman, G. M. , Helpman, E. (1991) *Innovation and Growth in the Global Economy*, Cambridge, Mass.: The MIT Press

119. Grossman, G. M., Helpman, E. (1990) "Trade, Innovation and Growth", *American Economic Review*, 110 (2), str. 86-91
120. Gržeta Ivan, Žiković Saša, Kaštelan Kristina: VIABILITY OF BIOMASS POWER PLANTS IN CROATIA. 5. međunarodni znanstveni simpozij "Gospodarstvo istočne Hrvatske – vizija i razvoj" / Mašek, Tonković A. (ur.). - Osijek : Ekonomski fakultet u Osijeku, 2016. p. 722-730.
121. Gujarati N. D. (2003) *Basic Econometrics*, 4th edition, New York: McGraw Hill
122. H. Ossenbrink, T. Huld, A. Jäger Waldau, N. Taylor, „Photovoltaic Electricity Cost Maps“, European Commission, Joint Research Centre, 2013.
123. Hall, R., Jones, C. (1999) "Why Do Some Countries Produced So Much More Output per Worker than Others?", *Quarterly Journal of Economics*, Vol. 114, str. 83-116
124. Hamilton, J. D. (1988) "A Neoclassical Model of Unemployment and the Business Cycle", *Journal of Political Economy*, 96, str. 593-617
125. Hendricks, D. (1996) "Evaluation of Value-at-Risk Models using Historical data", *Economic Policy Review* (FRBNY), April, str. 409-419
126. Hendry D. F., Juselius, K. (2000), "Explaining cointegration analysis: Part 1.", *Energy Journal*, 21 (1), str. 1-42
127. HEP Vjesnik (2010), studeni/prosinac 2010.
128. Hernandez-Santoyo J, Sanchez-Cifuentes A. Trigeration: an alternative for energy savings. *Applied Energy* 2003;76:219–227
129. HNB (2018), Makroekonomska kretanja i prognoze, broj 4, srpanj 2018.
130. Hodgson, G.M. (2006) "What are Institutions?", *Journal of Economic Issues*, Vol. XL, No. 1
131. Holmes, T. J., Schmitz Jr., J. A. (2001) "A Gain from Trade: from Unproductive to Productive Entrepreneurship", *Journal of Monetary Economics*, Vol. 47, str. 417-446
132. Holton, A. G. (1998) "Simulating Value-at-Risk with Weighted Scenarios", *Risk*, Vol. 11., No. 5., str. 60-63
133. Hooker M. A. (1996) „What happened to the oil price-macroeconomy relationship?“, *Journal of Monetary Economics*, 38, str. 195-213
134. Howarth, R.B. (1997), Energy efficiency and economic growth, *Contemporary Economic Policy*, 25, str. 1-9
135. Hreinsson K, Vrakopoulou M, Andersson G. Stochastic security constrained unit commitment and non-spinning reserve allocation with performance guarantees. *Electrical Power and Energy Systems* 2015;72: 109–115. Doi. 10.1016/j.ijepes.2015.02.017
136. HROTE, 2016, *Godišnji izvještaj za 2015.*

137. Hrvatska elektroprivreda, povijest, <http://www.hep.hr/o-hep-grupi/povijest/54#0>
138. Hrvatski centar za čistiju proizvodnju, 2015, Elaborat zaštite okoliša-Bioplinsko postrojenje Orlovnjak
139. Hsiao, C. (1981) “Autoregressive modelling and money-income causality detection“, *Journal of Monetary Economics*, 7, str. 85–106.
140. <http://smartsourceenergy.com/solutions/cogeneration/> Web stranica dostupna na dan 6.2.2017. godine
<http://www.gloriamundi.org/picsresources/maevt.pdf> (01.05.2007.)
<http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs313/en/index.html> (25.02.2011)
https://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity_generation.cfm
<https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>
141. Hull, J., White, A. (1998) “Incorporating Volatility updating into the Historical Simulation method for Value at Risk”, *Journal of Risk*, Vol. 1, No. 1, str. 5-19
142. ICTA (2002), The Real Price of Gasoline. <http://www.icta.org/projects/trans/rlprexsm.htm> (25.02.2011)
143. Institute for the Analysis of Global Security
144. International Energy Agency (2006) *World Energy Outlook*, Paris: OECD/IEA
145. International Energy Agency (2008) *Energy balances of OECD countries*, Paris: OECD/IEA
146. International Energy Agency (2009), *Energy balances of non-OECD countries*, Paris: OECD/IEA
147. International Energy Agency, IEA, *Projected Costs of Generating Electricity*, 2015
148. Investicijska studija - Bioplinsko postrojenje Bojana, 2013
149. J.P. Morgan/Reuters : Technical Document (1996), 4th edition, RiskMetrics
150. Jakovac, Pavle; Vlahinić Lenz, Nela: Uloga energije s aspekta ekonomske teorije. // Ekonomski pregled : mjesečnik Hrvatskog društva ekonomista Zagreb. 66 (2015) , 6; 527-557
151. Jakovac, Pavle; Vlahinić Lenz, Nela: Energija i ekonomija u Republici Hrvatskoj: makroekonomski učinci proizvodnje i potrošnje električne energije, Rijeka: Ekonomski fakultet Sveučilišta u Rijeci, 2016
152. Jakovac Pavle, Vlahinić Nela, Žiković Saša: MACROECONOMIC IMPACTS OF ELECTRICITY GENERATION ON CROATIAN REAL GDP: CAUSALITY ANALYSIS, Entrepreneurship, Business and Economics - Vol. 2 ; Proceedings of the 15th Eurasia Business and Economics Society Conference (Ed: Huseyin Bilgin, M., Danis, H.), Springer International Publishing (ISBN: 978-3-319-27572-7), 2016., p. 209-230.
153. Jin, G. (2008) “The Impact of Oil Price Shock and Exchange Rate Volatility on Economic Growth: A Comparative Analysis for Russia,

- Japan and China”, *Research Journal of International Studies*, 8, str. 98-111.
154. Johansen, S. (1988) “A statistical analysis of co-integration vectors”, *Journal of Economic Dynamics & Control*, 12, str. 231-254
 155. Johansen, S. (1991) “Estimating and hypothesis testing of cointegration vectors in Gaussian vector autoregressive models”, *Econometrica*, 59 (6), str. 1551–1580
 156. Johansen, S. (1994) “The Role of Constant Term in Cointegration Analysis of Non-Stationary variables”, *Econometrics Reviews*, 13, str. 205-230.
 157. Johansen, S., Juselius, K. (1990) “Maximum Likelihood Estimation And Inference On Cointegration-With Applications To The Demand For Money”, *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, 52, str. 169-210
 158. Jovičić, G., Kunovac, D. (2017), „What is driving inflation and GDP in a small European economy: The case of Croatia“, Working papers No. 49, Croatian National Bank
 159. Jumbe, C. B. L. (2004) “Cointegration and causality between electricity consumption and GDP: empirical evidence from Malawi”, *Energy Economics*, 26, str. 61-68
 160. Kandžija, Vinko; Vlahinić-Dizdarević, Nela: Enlarged CEFTA: Economic Impact on Southeast European Countries. // *Studia i prace kolegium zarzadzania i finansow*. I (2008) ; 62-81
 161. Kaufmann, D., Kraay, A., Mastruzzi, M. (2009) “Governance Matters VIII: Aggregate and Individual Governance Indicators, 1996-2008”, The World Bank Policy Research Working Paper No. 4978, The World Bank
 162. Kesner-Škreb, M. (1994) “Regulacija tržišta”, *Financijska praksa*, 18 (2), str. 151-153
 163. Kikeri, S., Nellis, J. (2002) *Privatisation in competitive sectors: the record to date*, World Bank Policy Research Report, No. 2860
 164. Kirkpatrick, C., Parker, D. (2004) “Regulatory impact assessment and regulatory governance in developing countries”, *Public Administration and Development*, Vol. 24, No. 4, str. 333-344
 165. Kohler H. (1994) *Statistics for Business and Economics*, Third Edition, New York: HarperCollins College Publishers
 166. Koponen, I. (1995) “Analytic approach to the problem of convergence of truncated Lévy flights towards the Gaussian stochastic process”, *Physical Review E*, Vol. 52., No. 1., str. 1197-1199
 167. Kraft, J., Kraft, A. (1978) “On the relationship between energy and GNP”, *Journal of Energy and Development*, 3, str. 401-403
 168. Kuznets, S., (1960) “Economic Growth of Small Nations”, In: Robinson, E. A. G. (Ed.) *Economic Consequences of the Size of Nations*, New York: St. Martin’s Press

169. Laffont, J.-J. (2005) *Regulation and Development*, Cambridge: Cambridge University Press
170. Lee K., Ni S., Ratti, R.A. (1995) "Oil Shocks and the Macroeconomy: The Role of Price Variability", *Energy Journal*, Vol. 16, str. 39-56
171. Lehnert, T., Wolff, C. P. C. (2001) "Modeling Scale-Consistent VaR with the Truncated Levy Flight", LIFE Working Paper 01-001, December
172. Linsmeier J. T., Pearson D. N. (2000) "Value at Risk", *Financial Analysts Journal*, Vol. 56., No. 2., str. 47-67
173. Lj. Majdandžić, „Solarni sustavi“, 2010.
174. Loßnera M, Böttgera D, Brucknera T. Economic assessment of virtual power plants in the German energy market — A scenario-based and model-supported analysis, *Energy Economics*, Vol. 62, pp – 125-138, 2017
175. Lucas A. (2000) "A note on optimal estimation from a risk management perspective under possibly misspecified tail behavior", *Journal of Business and Economic Statistics*, 18, str. 31-39
176. Lucas, R. E. Jr. (1988) "On the mechanics of economic development", *Journal of Monetary Economics*, 22, str. 2-42
177. Luehrman, T. A. (1998) "Investment opportunities as real options: getting started on the numbers", *Harvard Business Review*, Vol. 76, str. 51-67
178. Lütkepohl, H., Reimers, H. (1992) "Granger-Causality in Cointegrated Var Processes", *Economic Letters*, 40, str. 263-268.
179. M. Lauter, "Net-metering and self-consumption schemes in Europe", EPIA, 2013
180. MacKinnon, J. G., Haug, A. A., Michelis, L. (1999) "Numerical Distribution Functions of Likelihood Ratio Tests for Cointegration", *Journal of Applied Econometrics*, 14, str. 563-577
181. Majstrovic, G. (2008) "Ostvarenja i perspektive tržišta električne energije", *Nafta*, 59 (11), str. 549-556
182. Majstrovic, G., WPP Generation Variations: Expectations and Achievements, Presentation, MIPRO Conference, Seminar IRP (Implementation of Regulatory Policy), Opatija, Croatia, 21 May 2012.
183. Mance Davor, Žiković Saša, Mance Diana: ECONOMETRIC ANALYSIS OF CROATIA'S PROCLAIMED FOREIGN EXCHANGE RATE, *South East European Journal of Economics and Business*, 10(1), 2015., p. 7-17.
184. Mandelbrot, B. (1963) "The Variation of Certain Speculative Prices", *Journal of Business*, 36 (4), str. 394-419
185. Mantegna, R. N., Stanley, H. E. (2000) *An Introduction to Econophysics: Correlations and Complexity in Finance*, Cambridge: Cambridge University Press

186. Marrison, C. (2002) *The Fundamentals of Risk measurement*, New York: McGraw Hill
187. McDonald, B. J. (1996) "Probability Distributions for Financial Models" in Maddalam G. S., Rao, C. R. (eds.), *Handbook of Statistics*, Vol. 14., Amsterdam: Elsevier Science, str. 427-461.
188. McKillop, A. (2004) "Oil Prices, Economic Growth and World Oil Demand", *Middle East Economic Survey*, Vol. 47, No. 35
189. McNeil, J. A. (1999) "Extreme Value Theory for Risk Managers", ETH Zurich, May
190. Menon R. P, Paolone M, Maréchal F. Study of optimal design of polygeneration systems in optimal control strategies. *Energy*, Vol. 55, pp 134-141, 2013
191. MERCADOS (2007) *Study on the Impact of the 2004 Enlargement of the European Union in the Area of Energy*, Draft final, 24 August 2007
192. Ministarstvo gospodarstva Republike Hrvatske, Faktori primarne energije i emisija CO₂, 2014
193. Mitorva T. et al. (2015), „The transformation of Russia's gas export policy in Europe, *Energy* 168(1):30-40
194. Mittnik S., Paolella M. S., Rachev S.T. (2000) "Diagnosis and treating the fat tails in financial returns data" *Journal of Empirical Finance*, 7, str. 389-416.
195. Mork, K. A. (1989) „Oil and the Macroeconomy When Prices Go Up and Down: An Extension of Hamilton's Results“, *Journal of Political Economy*, 97, str. 740.-744
196. Mozumder, P., Marathe, A. (2007) "Causality relationship between electricity consumption and GDP in Bangladesh", *Energy Policy*, 35 (1), str. 395-402
197. Mun, J. (2006) *Real Options Analysis: Tools and Techniques for Valuing Strategic Investments and Decisions*, New Jersey: John Wiley & Sons
198. Narbel Patrick A. i suradnici, 2014., *Energy Technologies and Economics*, Springer International Publishing
199. Neftci, N. S. (2004) *Principles of Financial Engineering*, London: Elsevier academic press, str.341.
200. Newbery, D. M., Pollitt, M. (1996) *The Restructuring and Privatisation of the CEGB: Was It Worth It?*, Cambridge Working Papers in Economics, Faculty of Economics, University of Cambridge
201. Newey, W., West, K. (1987) „A simple positive semi-definite, heteroskedasticity and autocorrelation consistent covariance matrix“, *Econometrica*, 55, str. 703-708
202. North, D. C. (1994) "Economic Performance through Time", *American Economic Review*, Vol. 84, No. 3, str. 359 – 368
203. Nosratabadi S. M, Hooshmand R. A, Gholipour E. A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for

- distributed energy resources scheduling in power systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 67, pp – 341-363, 2017
204. NREL, *Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation*, online: 05.11.2018., dostupno na:
 205. O'Rourke, D., Connolly, S. (2003) "Just oil? The distribution of environmental and social impacts of oil production and consumption", *Annual Review of Environment and Resources*, 28, str. 587-617
 206. Ockwell, D. G. (2008) "Energy and economic growth: grounding our understanding in physical reality", *Energy Policy*, 36(12), str. 4600-4604
 207. OECD (2004), "Oil price developments: drivers, economic consequences and policy responses", Economics Department Working Papers, no. 412
 208. OECD/IEA (2008) *Energy in the Western Balkans: The Path to Reform and Reconstruction*, Paris: OECD/IEA
 209. Orsag, S., Dedi, L., 2011, *Budžetiranje kapitala*, Masmedia Zagreb
 210. Othmana M. M, Hegazyb Y.G, Abdelaziza A. Y. Electrical energy management in unbalanced distribution networks using virtual power plant concept, *Electric Power Systems Research*, Vol. 145, pp – 157-165, 2017
 211. Paavola, J., Adger, W. N. (2005) "Institutional ecological economics", *Ecological Economics*, 53, str. 353-368
 212. Pallotta, M., Zenti, R. (2000) "Risk analysis for asset managers: Historical Simulation, the Bootstrap approach and Value at Risk calculation", RAS Asset Management
 213. Palm, F. C. (1996) "GARCH Models of Volatility" in Maddala, G. S., Rao, C. R. (eds.) *Handbook of Statistics*, Vol. 14., Amsterdam: Elsevier Science, str. 209-240
 214. Parker, D. (2003) "Performance, risk and strategy in privatised, regulated industries", *International Journal of Public Sector Management*, Vol. 16, No. 1, str. 75-100
 215. Pavlović, Darko; Banovac, Eraldo; Vištica, Nikola: „Defining a composite index for measuring natural gas supply security - The Croatian gas market case“, // *Energy policy*. 114 (2018) ; 30-38
 216. Phillips, P. C. B., Perron, P. (1988) "Testing for a unit root in time series regression", *Biometrika*, 75, str. 335-346
 217. Pollitt, M., Jamasb, T. (2005) "Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress toward Liberalization & Integration", Center for Energy and Environmental Policy Research
 218. Prelec, Z, *Inženjerstvo zaštite okoliša* (10. Poglavlje – Obrada i zbrinjavanje otpada), RITEH
 219. Pritsker, M. (2001) "The Hidden Dangers of Historical Simulation", Board of Governors of the Federal Reserve System

220. Pušar, D. (2004) *Real option metoda u ocjeni investicijskih projekata*, znanstveni magistarski rad, Ekonomski fakultet Rijeka
221. Rahmani-Dabbagh S, Sheikh-El-Eslami M. K. A profit sharing scheme for distributed energy resources integrated into a virtual power plant, *Applied Energy*, Vol. 184, pp – 313-328, 2016
222. REN21, Renewables 2016, *Global status report*
223. Rice, T., Coyle, B. (1992) *Currency Risk Management: Currency Futures*, London: BPP Financial Publishing, str. 39
224. Rodrik, D. (2000) “Institutions for High-Quality Growth: What They Are and How to Acquire them”, National Bureau of Economic Research, Working paper No. 7540
225. Rodrik, D. (2002) “After a Neoliberalism, What? ”, Paper presented at the Alternatives to Neoliberalism Conference sponsored by the New Rules for Global Finance Coalition, May 23-24
226. Rodrik, D. (2006) “Goodbye Washington Consensus, Hello Washington Confusion?”, *Journal of Economic Literature*, 44, str. 969-983
227. Rodrik, D., Subramanian, A., Trebbi, F. (2004) “Institutions Rule: The Primacy of Institutions Over Geography and Integration in Economic Development”, *Journal of Economic Growth*, 9, str. 131-165
228. Romer, P. M. (1986) “Increasing returns and long-run growth”, *Journal of Political Economy*, 94 (5), str. 1002-1037
229. Romer, P. M. (1990) “Endogenous Technological Change”, *Journal of Political Economy*, 98 (5), str. 71-102
230. Rotemberg J. J., Woodford, M. (1996) „Imperfect Competition and the Effects of Energy Price Increases on Economic Activity“, *Journal of Money, Credit and Banking*, 28, str. 549-577
231. Rybczynski, T.M. (1955) “Factor Endowments and Relative Commodity Prices”, *Economica*, 22, November, str. 336 – 341
232. Saal, D.S., Parker, D. (2001) “Productivity and price performance in the privatised water and sewage companies of England and Wales“, *Journal of Regulatory Economics*, 20(1), str. 61-90
233. Sachs, J.D., Warner, A.M. (1997) “Natural resource abundance and economic growth”. Center for International Development and Harvard Institute for International Development, Harvard University
234. Santoli L, Mancini F, Nastasi B, Piergrossi V. Building integrated bioenergy production (BIBP): Economic sustainability analysis of Bari airport CHP (combined heat and power) upgrade fueled with bioenergy from short chain, *Renewable Energy*, Vol. 81, pp 499-508, 2015
235. Saunders, A., Cornett, M. M. (2003) *Financial Institutions Management: A Risk Management Approach*, New York: McGraw Hill Irwin, str. 244

236. Scherer M, Zima M, Andersson G. An integrated pan-European ancillary services market for frequency control. *Energy Policy* 2013;62:292–300. Doi. 10.1016/j.enpol.2013.07.030
237. Schwert, G. W. (1990) “Stock Market Volatility”, *Financial Analysts Journal*, 46 (May/Jun), str. 23-34
238. Shapiro, A. C. (1991) *Foundations of Multinational Financial Management*, Boston: Allyn and Bacon, str. 115.
239. Shaw T. W. (2006) “Sampling Student’s T distribution – use of the inverse cumulative distribution function”, *The Journal of Computational Finance*, Vol. 9., No. 4., str. 37-73.
240. Shayegan-Rad A, Badri A, Zangeneh A. Day-ahead scheduling of virtual power plant in joint energy and regulation reserve markets under uncertainties, *Energy*, Vol. 121, pp – 114-125, 2017
241. Sheshinski, E., Lopez-Calva, L. F. (1999) *Privatisation and its benefits: theory and evidence*, HIID Discussion Paper No. 698, Harvard University
242. Shimon Awerbuch, Alistair Preston, *The Virtual Utility: Accounting, Technology & Competitive Aspects of the Emerging Industry*, Book, ISBN 0-7923-9902-1, Copyright 1997 by Kluwer Academic Publishers, Norwell, Massachusetts 02061.
243. Shirley, M., Walsh, P. (2000) “Public versus private ownership: the current state of the debate”, Working Paper No. 2420, World Bank
244. Shiu, A. L., Lam, P. L. (2004) “Electricity consumption and economic growth in China”, *Energy Policy*, 32, str. 47-54
245. Šimić, Z, 2010, *Energija biomase: Korištenje energije biomase za proizvodnju el.energije (topline i goriva)*, FER Zagreb
246. Šimić, Z, 2010, *Korištenje energije sunca za proizvodnju električne energije (i grijanje)*, FER Zagreb
247. Sims, C.A. (2000) “Using a Likelihood Perspective to Sharpen Econometric Discourse: Three examples”, *Journal of Econometrics*, Vol. 95, Issue 2, str. 443-462.
248. Šljivac, D, Šimić, Z, 2009, *Obnovljivi izvori energije – najvažnije vrste, potencijal i tehnologije*, FER Zagreb
249. Smulders, S., de Nooij, M. (2003) “The impact of energy conservation on technology and economic growth”, *Resource and Energy Economics*, 25, str. 59-79
250. Sobel, M.E. (1982) *Asymptotic confidence intervals for indirect effects in structural equation models*, in Leinhardt (ed.) *Sociological Methodology*, Washington, DC, American Sociological Association
251. Sobel, M.E. (1986) *Some new results on indirect effects and their standard errors in covariance structure models*, in Tuma (ed.) *Sociological Methodology*, Washington, DC, American Sociological Association
252. Solow, R. (1956) “A Contribution to the Theory of Economic Growth”, *Quarterly Journal of Economics*, 70(1), str. 65-94
253. Šošić I., Serdar V. (1994) *Uvod u statistiku*, Zagreb: Školska knjiga

254. Stern, D. I. (1999) "Is energy cost and accurate indicator of natural resource quality?", *Ecological Economics*, 31, str. 381-394
255. Stern, D. I. (2003) *Energy and Economic Growth*, Rensselaer Polytechnic Institute
256. Stern, D. I., Cleveland, C. J. (2004) *Energy and Economic Growth*, Department of Economics, Rensselaer Polytechnic Institute, Working Paper No. 0410, March 2004
257. Stern, D. I., Common, M. S. (2001) "Is there an environmental Kuznets curve for sulphur? ", *Journal of Environmental Economics and Management*, 41, str. 162-178
258. Stern, D. I., Common, M. S., Barbier, E. B. (1996) "Economic growth and environmental degradation: the environmental Kuznets curve and sustainable development", *World Development*, 24, str. 1151-1160
259. Strategija energetskeg razvoja Republike Hrvatske, NN130/09
260. Tahvonen, O., Salo, S. (2001) "Economic growth and transitions between renewable and non-renewable energy resources", *European Economic Review*, 45, str. 1379-1398
261. Tešnjak, S., Banovac, E., Kuzle, I. (2010) *Tržište električne energije*, Zagreb: Graphis
262. Thøgersen, O. (1994) *Economic Policy, Macroeconomic Performance and the Norwegian petroleum Wealth*, Norwegian School of Economics and Business Administration and SNF, Bergen
263. Tintner, G., Deutsch, E., Rieder, R. (1974) "A Production Function for Austria U.S. economy: A biophysical perspective", *Science*, 225, str. 890-897
264. Toda, H. Y., Phillips, P. C. B (1993) "Vector Autoregressions and Causality", *Econometrica*, 61(6), str.1367-1393
265. Toda, H. Y., Yamamoto, T. (1995) "Statistical Inference in Vector Autoregressions with Possibly Integrated Processes", *Journal of Econometrics*, 66, str. 225-250
266. Tomas Žiković Ivana, Žiković Saša, Arbula Blecich Andrea: THE DRIVERS BEHIND HOUSEHOLD AND CORPORATE NON-PERFORMING LOANS RATIO: CASE OF CROATIA, *Privredna kretanja i ekonomska politika*, 24(2), 2015., p. 7-35.
267. Tomšić Ž, Galić T. Virtualne elektrane kao model za konkurentnost malih proizvođača i organizatora virtualne elektrane na tržištima električne energije i plina. HO CIRED, Trogir/Seget Donji, 11. - 14. svibnja 2014.
268. Truong N. L, Gustavsson L. Minimum-cost district heat production systems of different sizes under different environmental and social cost scenarios, *Applied Energy*, Vol. 136, pp 881–893, 2014
269. U.S. Energy Information Administration, EIA, *Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants*, 2013.

270. Uberman Robert, Žiković Saša: EVALUATE GTL PROCESSES COMPARED WITH CONVENTIONAL REFINING, *Hydrocarbon Processing / Gas processing*, May/June 2016., p. 21-25.
271. Uberman Robert, Žiković Saša: OWNERSHIP OF REFINERY BUSINESS IN CROATIA AND POLAND AS A FACTOR IMPACTING NATIONAL ENERGY SECURITY. *Journal of Security and Sustainability Issues*, Vol 4. No. 2, p. 101-121.
272. Ulbig A, Andersson G. Analyzing operational flexibility of electric power systems. *Electrical Power and Energy Systems* 2015; 72: 155–164. Doi. 10.1016/j.ijepes.2015.02.028
273. Valentić Vladimir, Žiković Saša, Alfredo Višković: CAN CCS SAVE THE COAL FIRED POWER PLANTS – EUROPEAN PERSPECTIVE, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 47, 2016., p. 266-278.
274. Valentić, V., Žiković, S., Višković, A., 2015, *Can CCS save the coal fired power plants – European perspective*, *International Journal of Greenhouse Gas Control*,
275. Van Horne, J.C. (1997) *Financijsko upravljanje i politika – financijski menadžment*, Zagreb: MATE
276. Venkataraman, S. (1997) “Value at risk for a mixture of normal distributions: The use of quasi-Bayesian estimation techniques”, *Economic perspectives* (Federal Reserve Bank of Chicago), Mar/Apr, str. 3-13
277. Vištica, Nikola; Banovac, Eraldo; Pavlović, Darko: „Gas consumption forecasting: evidence from the Croatian gas market“, // *Proceedings of the Institution of Civil Engineers-Energy*. 168 (2015) , 1; 16-29
278. Vlahinić, Nela; Jakovac, Pavle: Revisiting the Energy Consumption-Growth Nexus for Croatia: New Evidence from a Multivariate Framework Analysis. // *Contemporary Economics*. 8 (2014) , 4; 435-452
279. Vlahinić, Nela.: Energy Market Liberalization in the EU: Quo Vadis, Croatia? // *New Europe - Old Values? Reform and Perseverance / Bodiroga-Vukobrat, Nada ; Rodin, Siniša ; Sander, Gerald (ur.)*, London : Springer, 2015. Str. 245-261.
280. Vlahinić-Dizdarević, Nela: The Effects of Privatization in Electricity Sector: The Case of Southeast European Countries // *Öffentliche Daseinsvorsorge in Deutschland und Ostmitteleuropa zwischen Daseinsvorsorge und Wettbewerb / Gerald G. Sander/Lubos Tichy (ur.)*.
281. Stuttgart : Verlag Dr. Kovac, 2011. Str. 121-137.
282. Vlahinić-Dizdarević, Nela; Žiković, Saša: *Ekonomija energetskog sektora: izabrane teme*, Rijeka: Ekonomski fakultet Sveučilišta u Rijeci, 2011
283. Vlahinić- Dizdarević, N., Žiković, S. (2010) “The role of energy in economic growth: The Case of Croatia”, *Proceedings of Rijeka*

- Faculty of Economics, Journal of Economics and Business*, 28 (1), str. 35-60
284. Vlahinić-Dizdarević Nela, Žiković Saša: THE ROLE OF ENERGY IN ECONOMIC GROWTH: THE CASE OF CROATIA. Zbornik radova Ekonomskog fakulteta u Rijeci, Časopis za Ekonomsku teoriju i praksu, Vol. 28, No. 1, p. 35-60.
 285. Vlahinić-Dizdarević, N. (2011) "Privatizacija elektroenergetskog sektora", *Informator*, 5941, str. 1-3
 286. Vlahinić-Dizdarević, N. (2011a) "Restrukturiranje i liberalizacija tržišta električne energije: Gdje je Hrvatska?", *Računovodstvo i financije*, 7, str. 99-104
 287. Vlahinić-Dizdarević, N. (2011b) „The effects of privatization in electricity sector: The case of Southeast European countries“ In: Sander, G., Tichy, L. (Eds.) *Öffentliche Daseinsvorsorge in Deutschland und Ostmitteleuropa*, Stuttgart: Verlag Dr. Kovac
 288. Vlahinić-Dizdarević, N., Jakovac, P. (2010) "Regulatorna kvaliteta i reforme u elektroenergetskom sektoru tranzicijskih zemalja", *Informator*, 5921, str. 1-3
 289. Vlahinić-Dizdarević, N., Prša, V. (2010) "Quality of Governance and Electricity Reforms: The Case of Energy Community in Southeast Europe", Paper presented at the Conference "An Enterprise Odyssey: From Crisis to Prosperity – Challenges for Government and Business", Faculty of Economics and Business, University of Zagreb
 290. Vlahinić-Dizdarević, Nela, Žiković, Saša: INSTITUTIONAL CAPACITY AND REGIONAL ELECTRICITY MARKET IN SOUTHEAST EUROPE. Regional Cooperation in Europe: Opportunity for the Balkans / Tihi, B.(ur.). - Sarajevo: Academy of Sciences and Arts of Bosnia and Herzegovina, Hrvatska akademija znanosti i umjetnosti i London School of Economics , 2011, p.191-204 (ISBN: 978-9958-501-61-6).
 291. Vlahinić Lenz, Nela; Prša, Vedran: Electricity Sector Reforms in Bosnia and Herzegovina: Results and Policy Implications. // *International journal of management science and business administration*. 3 (2017) , 4; 46-57
 292. Watson, J. C., Billingsley, P., Croft, D. J., Huntsberger, V. D. (1990) *Statistics for Management and Economics*, 4. izdanje, Boston: Allyn and Bacon
 293. WHO (2005) *Climate and health: Fact Sheet* <http://www.who.int/globalchange/news/fsclimandhealth/en/index.html> (27.02.2011)
 294. WHO (2011) *Air quality and health: Fact Sheet*
 295. Williamson, O. E. (2000) "The New Institutional Economics", *Journal of Economic Literature*, Vol. 38, No. 3, str. 595-613
 296. World Bank (2002) *The First Ten Years: Analysis and Lessons for Eastern Europe and the Former Soviet Union*, Washington, D.C.: World Bank

297. World Bank (2008) *Towards a Strategic Framework on Climate Change and Development for the World Bank Group*, Washington, D.C.: World Bank
298. WTO - Economic Research and Statistics Division (2005) *Public Services and the GATS*, Working Paper ERSD-2005-03
www.iags.org/geopolitics.html
299. Yang, H.-Y. (2000) "A note on the causal relationship between energy and GDP in Taiwan", *Energy Economics*, 22, str. 309-317
300. Yoo, S. E. (2006) "Oil Consumption and Economic Growth: Evidence from Korea", *Energy Sources*, 3, str. 235-243
301. Yu, E. S. H., Choi, J. Y. (1985) "The causal relationship between energy and GNP: an international comparison", *Journal of Energy and Development*, 10, str. 249-272
302. Yu, E. S. H., Hwang, B. K. (1984) "The relationship between energy and economic growth in Korea", *Applied Energy*, 83, str. 1181-1189
303. Yu, E. S. H., Jin, J. C. (1992) "Cointegration tests of energy consumption, income and employment", *Resources Energy*, 14, str. 259-266
304. Zangari Peter (1996) "An improved methodology for measuring VaR", *RiskMetrics Monitor*, Second Quarter, str. 7-25
305. Zapata, H.O., Rambaldi, A. N. (1997) "Monte Carlo Evidence on Cointegration and Causation", *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, 59(2) str. 285-298
306. Zhang, Y.-F., Parker, D., Kirkpatrick, C. (2008) "Electricity sector reform in developing countries: an econometric assessment of the effects of privatization, competition and regulation", *Journal of regulatory Economics*, Vol. 33, No.2, str. 159-178
307. Žiković Saša, Aktan Bora: DECAY FACTOR OPTIMISATION IN TIME WEIGHTED SIMULATION - EVALUATING VaR PERFORMANCE. *International Journal of Forecasting*, 27 (2011) p. 1147-1159.
308. Žiković Saša, Filer K. Randall: RANKING OF VAR AND ES MODELS: PERFORMANCE IN DEVELOPED AND EMERGING MARKETS. *The Czech Journal of Economics and Finance*, Vol 63(4), 2013., p. 327-359.
309. Žiković Saša, Gržeta Ivan, Tomas Žiković Ivana: EMPIRICAL ANALYSIS OF WIND POWER GENERATION PROFITABILITY IN CROATIA, 4. međunarodni znanstveni simpozij "Gospodarstvo istočne Hrvatske – vizija i razvoj" / Mašek, Tonković A. (ur.). - Osijek : Ekonomski fakultet u Osijeku, 2015., p. 294-304.
310. Žiković Saša, Gržeta Ivan: COMPETITIVENESS OF RES ON THE LIBERALIZED ELECTRICITY MARKET IN SEE COUNTRIES, *International Journal of Energy Economics and Policy*, 7(3), 2017, p. 326-336.
311. Žiković Saša, Prohaska Zdenko: OPTIMISATION OF DECAY FACTOR IN TIME WEIGHTED (BRW) SIMULATION:

- IMPLICATIONS FOR VaR PERFORMANCE IN MEDITERRANEAN COUNTRIES – *Ekonomska istraživanja*, Vol. 23. No. 1., 2010, p. 73-85.
312. Žiković Saša, Tomas Žiković Ivana, Grdinić Maja: A VECM APPROACH TO DETANGLING GROWTH, EXPORT, IMPORT AND FDI KNOT IN SELECTED CEE COUNTRIES, *Croatian Operational Research Review journal*, 5(2), 2014., p. 161-175.
 313. Žiković Saša, Tomas Žiković Ivana: TWO SIDES OF THE SAME COIN, RISK MEASURES IN THE ENERGY MARKETS, *Journal of Energy Markets*, 9(2), 2016., p.51-68.
 314. Žiković Saša, Vlahinić-Dizdarević Nela: OIL CONSUMPTION AND ECONOMIC GROWTH INTERDEPENDENCE IN SMALL EUROPEAN COUNTRIES. *Ekonomska istraživanja*, Vol 24. No. 3., Sveučilište Jurja Dobrile u Puli, 2011, p. 15-32.
 315. Žiković Saša, Vlahinić-Dizdarević Nela: SIMILARITIES BETWEEN EXPECTED SHORTFALL AND VALUE AT RISK: APPLICATION TO ENERGY MARKETS, *International journal of management cases (1741-6264)* 13 (2011), 3, p. 386-399.
 316. Žiković Saša, Weron Rafal, Tomas Žiković Ivana: EVALUATING THE PERFORMANCE OF VAR MODELS IN ENERGY MARKETS, *Springer Proceedings in Mathematics and Statistics: Stochastic Models, Statistics and Their Applications*, ISBN 978-3-319-13880-0, Vol. 19, No. 122, 2015., p. 479-487.
 317. Žiković Saša: MEASURING FINANCIAL RISK IN ENERGY MARKETS in *APPLIED QUANTITATIVE FINANCE* 3rd edition, edited by Chen, C., Härdle W.K. and Overbeck, L., Springer, Berlin, Heidelberg, 2017., p. 295-308.
 318. Žiković Saša: MEASURING RISK OF CRUDE OIL AT EXTREME QUANTILES. *Zbornik radova Ekonomskog fakulteta u Rijeci, Časopis za Ekonomsku teoriju i praksu*, Vol.29. No.1., Ekonomski fakultet Rijeka, 2011, p. 9-31.
 319. Žiković, S. (2006) “Implications of Measuring VaR using Historical simulation; an Example of Zagreb Stock Exchange index – CROBEX”, In: Roufagalas, J. (ed.) *Resource Allocation and Institutions: Explorations in Economics, Finance and Law*, Athens: Athens Institute for Education and Research, str. 367-389
 320. Žiković, S., Fatur, T. (2010) „Real option naspram tradicionalnih metoda vrednovanja investicijskih projekata“ (2/2), *Računovodstvo i financije*, 12
 321. Žiković, S., Fatur, T., 2010, *Praktična primjena real option metode vrednovanja investicijskih projekata*, *Računovodstvo i financije*, br. 12, p. 168-182
 322. Žiković, S., Vlahinić-Dizdarević, N. (2011) “Oil Consumption and Economic Growth Interdependence in Small European Countries”, *Economic Research*,

323. Zon, A., Yetkiner, I. H. (2003) "An endogenous growth model with embodied energy-saving technical change", *Resource and Energy Economics*, 25, str. 81-103

POPIS TABLICA

- Tablica 1. Šest najvećih naftnih SWF fondova 2018. godine
Tablica 2. Zemlje izložene najvećem riziku ekstremnih klimatskih promjena
Tablica 3. Deskriptivna statistika i testovi normalnosti za analizirane varijable u razdoblju 1993–2007.
Tablica 4. Deskriptivna statistika i testovi normalnosti za prve diferencije analiziranih varijabli u razdoblju 1993–2007.
Tablica 5. Test jediničnog korijena za analizirane varijable
Tablica 6. Testovi traga matrice svojstvenih vrijednosti (λ_{trace}) i najveće svojstvene vrijednosti (λ_{max}) Croatian real GDP and energy variables, period 1993 – 2007.
Tablica 7. Kauzalnost između BDP-a i energetske varijabli u Republici Hrvatskoj
Tablica 8. Johansenov EC model za realni BDP i energetske varijable u Hrvatskoj za razdoblje 1993-2007.
Tablica 9. Portmanteau autokorelacijski test EC reziduala
Tablica 10. Test normalnosti EC reziduala
Tablica 11. Grangerov test uzročnosti parova varijabli/Waldov test skupne egzogenosti varijabli za EC reziduala
Tablica 12. Test jediničnog korijena za analizirane varijable u malim europskim zemljama
Tablica 13. Kauzalnost između BDP-a i potrošnje nafte u malim europskim zemljama
Tablica 14. Nadopunjeni Washingtonski konsenzus
Tablica 15. Pokazatelji unutrašnje i vanjske makroekonomske ravnoteže u razdoblju 1995.-2017. (u % BDP-a)
Tablica 16. Kretanje cijena električne energije i prosječna stopa naplate računa* u tranzicijskim zemljama Srednje i Istočne te Jugoistočne Europe, 1999-2008.
Tablica 17. Glavni koraci reforme elektroenergetskog sektora
Tablica 18. Tržišna koncentracija na maloprodajnom tržištu u zemljama jugoistočne Europe 2016. godine
Tablica 19. Koraci u medijacijskoj analizi
Tablica 20. Korelacijska matrica
Tablica 21. Deskriptivna statistika za analizirane varijable
Tablica 22. Testiranje medijacijskih efekata- model 1
Tablica 23. Testiranje medijacijskih efekata – model 2
Tablica 24. Izračun modificiranog razdoblja povrata projekta

- Tablica 25. Izračun neto sadašnje vrijednosti projekta 1
- Tablica 26. Izračun indeksa profitabilnosti projekta
- Tablica 27. Izračun interne stope rentabilnosti projekta
- Tablica 28. Izračun modificirane neto sadašnje vrijednosti projekta A i projekta B
- Tablica 29. Izračun modificirane interne stope rentabilnosti projekta A i projekta B
- Tablica 30. Levelizirane jedinične cijene u US\$/kWh za razne tipove elektrana
- Tablica 31. Struktura cijene energije iz različitih elektrana
- Tablica 32. Učinkovitost troškova emisije ugljičnog dioksida na cijenu energije
- Tablica 33. Klasifikacija geotermalnih ležišta
- Tablica 34. Potrebna površina zemljišta za postrojenja za proizvodnju električne energije
- Tablica 35. Usporedba emisije CO₂ kod korištenja različitih energenata za proizvodnju električne energije
- Tablica 36. Količina otpadne topline za različite energente u proizvodnji električne energije
- Tablica 37. Emisija ugljikovog dioksida za različite energente
- Tablica 38. Osnovne razlike između forward i futures ugovora
- Tablica 39. Binomno stablo predmetne imovine projekta – I korak
- Tablica 40. Binomno stablo vrijednosti opcije projekta – II korak

POPIS SLIKA

- Slika 1. Povijesna dekompozicija cijena nafte na svjetskom tržištu
- Slika 2. Utjecaj cijene energije na inflaciju u EU-28
- Slika 3. Dokazane rezerve nafte po regijama, 1997.-2017.
- Slika 4. Cijene goriva za krajnje potrošače 2016. godine
- Slika 5. Stopa inflacije u zemljama Europske unije u razdoblju 2008.-2018.
- Slika 6. Projekcije uvoza LNG-a u SAD u razdoblju 2005-2012
- Slika 7. Kretanje proizvodnje plina iz škriljevca u SAD-u u razdoblju 2000-2016.
- Slika 8. Kretanje cijene plina na tržištu SAD-a u razdoblju 2007-2017. (\$/MMBTU)
- Slika 9. Usporedba cijene američkog i ruskog plina na europskom tržištu
- Slika 10. Projekcije kretanja izvoza i uvoza LNG-a 2035. godine
- Slika 11. Cijene sirove nafte prema različitim scenarijima
- Slika 12. Utjecaj različitih scenarija kretanja cijena nafte na BDP u Republici Hrvatskoj
- Slika 13. Utjecaj različitih scenarija kretanja cijena nafte na razinu cijena u Republici Hrvatskoj
- Slika 14. Emisije stakleničkih plinova 2015. prema izvorima
- Slika 15. Kretanje BDP-a i potrošnje energije 2006.-2017.

- Slika 16. Climate Vulnerability Index
- Slika 17. Cijene prirodnog plina za industriju, 2016. (EUR/kWh)
- Slika 18. Omjer globalne potrošnje nafte i svjetskog BDP-a (bare/realni BDP)
- Slika 19. Geografski pregled država bogatih naftom, aktualnih i potencijalnih kriznih žarišta
- Slika 20. Kretanje cijena električne energije za kućanstva u EU-28 i EA u razdoblju 2008.-2017. (EUR/ kWh)
- Slika 21. Kretanje cijena električne energije za kućanstva u prvoj polovini 2018. godine u zemljama EU i ostalim europskim zemljama
- Slika 22. Pravna stečevina Europske unije – Direktive iz Prvog paketa
- Slika 23. Pravna stečevina Europske unije – Direktive i Uredbe iz Drugog paketa
- Slika 24. Pravna stečevina Europske unije – Direktive i Uredbe iz Trećeg paketa
- Slika 25. Modeli razdvajanja operatora prijenosnog sustava
- Slika 26. Modeli operatora prijenosa u EU
- Slika 27. Stupanj koncentracije na maloprodajnom tržištu električne energije u zemljama EU 2016. godine
- Slika 28. Stope promjene opskrbljivača u zemljama EU 2014-2013. i prosječno u razdoblju 2008-2013.
- Slika 29. Cijene električne energije za domaćinstva u 2017. godini, s uključenim porezima (EUR/kWh)
- Slika 30. Struktura cijene električne energije za domaćinstva u 2017. godini, s uključenim porezima (EUR/kWh)
- Slika 31. Cijene električne energije za kućanstva prema PPP metodi
- Slika 32. Cijene električne energije za industriju 2017. godine, s uključenim porezima (EUR/kWh)
- Slika 33. Medijacijski model
- Slika 34. Status predpristupnih pregovora zemalja Zapadnog Balkana
- Slika 35. Shema parno-turbinskog postrojenja
- Slika 36. Braytonov ciklus
- Slika 37. Shema kombiniranog postrojenja
- Slika 38. Prikaz nuklearne fisije kod ^{235}U
- Slika 39. Nuklearna fuzija izotopa vodika u atom helija
- Slika 40. Pregled nuklearne energije u EU, 2018. godina
- Slika 41. Ulaganja u OIE na globalnoj razini, od 2004 do 2018, u mlrd USD
- Slika 42. Novoinstalirani kapaciteti u vjetroelektrane i fotovoltaike na globalnoj razini, od 2010 do 2018, u GW
- Slika 43. Pojednostavljeni ciklus biomase
- Slika 44. Komponente bioplinskog postrojenja
- Slika 45. Fermentor - presjek
- Slika 46. Bioplinsko postrojenje - fermentori
- Slika 47. Bioplinsko postrojenje - kogeneracijska jedinica
- Slika 48. Bioplinsko postrojenje - horizontalni silos

- Slika 49. Bioplinsko postrojenje kao jedan od proizvodnih procesa
- Slika 50. Suvremeni kotao na biomasu s izgaranjem na nagnutoj rešetki
- Slika 51. Shema protustrujnog reaktora i faze procesa rasplinjavanja u nepokretnom sloju
- Slika 52. Učinak sunčevog ozračenja na fotonaponski panel u horizontalnom položaju, pod nagibom i u pokretu
- Slika 53. Karta Europe s prikazom povratima na investiciju za mali fotonaponski sustav
- Slika 54. Ukupna prosječna sunčeva ozračenost [kWh/m^2]
- Slika 55. Sustav solarnog kolektora
- Slika 56. Vodiči, poluvodiči i izolatori
- Slika 57. Fotonaponski efekt
- Slika 58. Princip rada vjetroagregata
- Slika 59. Shema hidroelektrane
- Slika 60. Struktura planeta Zemlje
- Slika 61. Geotermalni gradijent RH
- Slika 62. Geotermalni potencijali u Hrvatskoj
- Slika 63. Geotermalna elektrana sa suhom parom
- Slika 64. Geotermalna elektrana s dvostrukim isparavanjem
- Slika 65. Geotermalna elektrana s binarnim ciklusom
- Slika 66. Shema kogeneracijskog postrojenja
- Slika 67. Normirana sređena krivulja trajanja opterećenja s kogeneracijskim postrojenjem u kombinaciji s vršnim jedinicama
- Slika 68. Rizična vrijednost (VaR)
- Slika 69. Površina normalno distribuiranog VaR-a u odnosu na razinu vjerojatnosti i razdoblje držanja ($\mu = 0.1, \sigma = 1$)
- Slika 70. Površina normalno distribuiranog VaR-a u odnosu na razinu vjerojatnosti i razdoblje držanja ($\mu = 0, \sigma = 1$)
- Slika 71. Površina Student t distribuiranog VaR-a u odnosu na razinu vjerojatnosti i razdoblje držanja ($\mu = 0.1, \sigma = 1, \nu = 4$)
- Slika 72. Površina Student t distribuiranog VaR-a u odnosu na razinu vjerojatnosti i razdoblje držanja ($\mu = 0, \sigma = 1, \nu = 4$)
- Slika 73. Površina lognormalno distribuiranog VaR-a u odnosu na razinu vjerojatnosti i razdoblje držanja ($\mu = 0.1, \sigma = 1, I = 1\text{Kn}$)
- Slika 74. Površina lognormalno distribuiranog VaR-a u odnosu na razinu vjerojatnosti i razdoblje držanja ($\mu = 0, \sigma = 1, I = 1\text{Kn}$)
- Slika 75. Testiranja rezultata VaR modela
- Slika 76. Histogram dnevnih povrata
- Slika 77. Prikaz binomnog stabla
- Slika 78. Utjecaj promjene vrijednosti predmetne imovine na distribuciju rezultata
- Slika 79. Prikaz vrijednosti opcije u trostupanjskom binomnom stablu
- Slika 80. Projekcije demografskih promjena u razdoblju 2016.-2040. po regijama
- Slika 81. Kretanje BDP-a u razdoblju 2000.-2040. prema regijama

- Slika 82. BDP p/c prema paritetu kupovne moći u razdoblju 2000.-2040. po regijama
- Slika 83. Poduzetničke investicije u nove energetske tehnološke projekte prema sektorima
- Slika 84. Interakcija tehnološkog napretka, tržišnih uvjeta i javnih politika
- Slika 85. Instalirani proizvodni kapaciteti iz obnovljivih izvora 2016. i procjena za 2040.
- Slika 86. Usporedba troškova tehnologije za proizvodnju električne energije iz solarne energije i ugljena (EUR/MWh) do 2040. godine
- Slika 87. Ulaganje privatnog sektora u R&D u energetsom sektoru i automobilskoj industriji

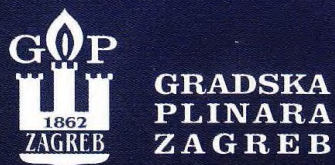
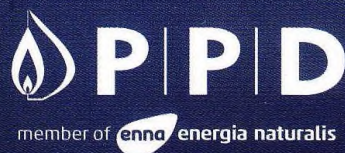
POPIS GRAFIKONA

- Grafikon 1. Potrošnja primarne energije u svijetu i EU-28
- Grafikon 2. Potrošnja električne energije u svijetu i EU-28
- Grafikon 3. Tehnološki procesi pretvorbe biomase
- Grafikon 4. Udio obnovljivih izvora energije u proizvodnji primarne energije u zemljama EU-28
- Grafikon 5. Proizvodnja električne energije (GWh) iz obnovljivih izvora energije u zemljama EU-28
- Grafikon 6. Proizvodnja električne energije iz biomase u svijetu, po zemlji/Regiji, 2005-2015
- Grafikon 7. EU – proizvodnja bioplina 2014 (kToe)
- Grafikon 8. Instalirani svjetski kapaciteti geotermalnih elektrana (ukupno 14,060 MW)
- Grafikon 9. Ilustracija postupka izračuna VaR-a pomoću Monte Carlo simulacije
- Grafikon 10. Rizičnost portfolija u odnosu na očekivani povrat ovisno o poduzetoj politici hedginga
- Grafikon 11. Kretanje cijena futuresa i spot cijene do datuma obračuna
- Grafikon 12. Razlika između spot, forward i futures tržišta
- Grafikon 13. Mjesečne promjene spot cijene (ΔS_t) u odnosu prema mjesečnim promjenama cijena futures ugovora (Δf_t) za naftu tijekom jedne godine
- Grafikon 14. Odnos izvršne cijene i spot cijene za call opciju
- Grafikon 15. Odnos izvršne cijene i spot cijene za put opciju
- Grafikon 16. Dobitak/gubitak od korištenja put opcije u odnosu na različite spot cijene
- Grafikon 17. Dobitak/gubitak od korištenja call opcije u odnosu na različite spot tečajeve

SPONZORI

HEP

d.d.



978-953-7813-47-5