

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU  
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE

# ZAVRŠNI RAD

**Antun Pfeifer**

Zagreb, 2013. godina.

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU  
FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE

# ZAVRŠNI RAD

Mentor:

Prof. dr. sc. Neven Duić, dipl. ing.

Student:

Antun Pfeifer

Zagreb, 2013. godina.

Izjavljujem da sam ovaj rad izradio samostalno koristeći stečena znanja tijekom studija i navedenu literaturu.

Zahvaljujem se mentoru prof.dr.sc. Nevenu Duiću i asistentu Borisu Čosiću, dipl.ing. na stručnoj i nesebičnoj pomoći.

Posebno zahvaljujem svojim roditeljima na potpori.

Antun Pfeifer



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU  
**FAKULTET STROJARSTVA I BRODOGRADNJE**



Središnje povjerenstvo za završne i diplomske ispite  
Povjerenstvo za završne ispite studija strojarstva za smjerove:  
procesno-energetski, konstrukcijski, brodstrojarski i inženjersko modeliranje i računalne simulacije

Sveučilište u Zagrebu Fakultet strojarstva i brodogradnje	
Datum	Prilog
Klasa:	
Ur.broj:	

## ZAVRŠNI ZADATAK

Student: Antun Pfeifer

Mat. br.: 0035162613

Naslov rada na  
hrvatskom jeziku:

**Planiranje energetskeg sustava s visokim udjelom obnovljivih izvora  
energije – slučaj Bosna i Hercegovina**

Naslov rada na  
engleskom jeziku:

**Energy system planning with a high share of renewable energy sources  
– the Case study of Bosnia and Herzegovina**

Opis zadatka:

Od sredine osamdesetih prošlog stoljeća BiH je veliki izvoznik električne energije. Proizvodnja električne energije je u velikom dijelu bazirana na termoelektranama koje koriste lokalni ugljen i velikim hidroelektranama. Udio obnovljivih izvora energije (OIE) u zadovoljavanju ukupne potrošnje energije bio je na razini 26% u 2005. Izradom studije energetskeg sektora u BiH u 2010., vlada BiH je predstavila ambiciozne planove za povećano korištenje OIE do 2020.

Svrha rada je analizirati ponašanje energetskeg sustava BiH pri zadovoljavanju ciljeva prikazanih Studijom energetskeg sektora BiH do 2020. godine. Shodno analizi za 2020. napraviti će se dodatne projekcije razvoja te analiza energetskeg sustava s visokim udjelom OIE za 2030. Analiza će se provoditi *EnergyPLAN* programom za energetske planiranje.

U radu je potrebno:

1. U *EnergyPLAN* programu napraviti referentni scenarij potrošnje i dobave energije u BiH za 2009., 2020. te 2030. godinu.
2. U istom programu napraviti scenarije dobave energije s visokim udjelom OIE za 2020. i 2030. Scenarije napraviti prema studiji energetskeg sektora BiH i indikativnom planu razvoja proizvodnje u BiH.
3. Prema literaturi (Lund and Munster 2003), (Lund 2005), (Lund 2006), (Lund and Mathiesen 2009) napraviti analizu stabilnosti elektroenergetskeg sustava BiH te predložiti neke mjere za smanjenje „kritičnog viška proizvodnje električne energije“ iz intermitentnih OIE.
4. Analiza i rezultati pod 1., 2. i 3. trebaju sadržavati/prikazati: „kritični višak proizvodnje električne energije“ [TWh/godišnje], ukupnu potrošnju energije [TWh/godišnje], ukupnu potrošnju energije bez OIE [TWh/godišnje], proizvodnju energije iz OIE [TWh/godišnje], uvoz energije [TWh/godišnje], izvoz energije [TWh/godišnje], emisije CO<sub>2</sub> [Mt], plaćanje uvoza energije [mil. EUR], plaćanje/naplatu izvoza energije [mil. EUR], ukupan trošak scenarija [mil. EUR].

Potrebni podaci i literatura se mogu dobiti kod mentora. U radu navesti korištenu literaturu i eventualno dobivenu pomoć.

Zadatak zadan:

Rok predaje rada:

Predviđeni datumi obrane:

30. travnja 2012.

**2. rok:** 6. srpnja 2012.

**2. rok:** 9., 10. i 11. srpnja 2012.

**3. rok:** 14. rujna 2012.

**3. rok:** 19., 20. i 21. rujna 2012.

Zadatak zadao:

Predsjednik Povjerenstva:

**SADRŽAJ:**

POPIS SLIKA .....	II
POPIS TABLICA.....	III
SAŽETAK.....	IV
1. UVOD.....	1
2. METODOLOGIJA .....	5
3. DISTRIBUCIJSKE KRIVULJE.....	7
4. IZRADA REFERENTNOG SCENARIJA ZA 2009. GODINU.....	10
4.1. Termoelektrane .....	10
4.2. Kogeneracija i toplinska energija.....	11
4.3. Obnovljivi izvori .....	11
4.4. Potrošnja goriva .....	11
4.5. Troškovi i regulacija .....	12
5. IZRADA TEMELJNIH SCENARIJA ZA 2020. i 2030. GODINU .....	15
5.1. Termoelektrane .....	15
5.2. Kogeneracija .....	15
5.3. Obnovljivi izvori .....	17
5.4. Potrošnja goriva .....	17
5.5. Troškovi .....	18
6. IZRADA SCENARIJA S VISOKIM UDJELOM OIE ZA 2020. i 2030. GODINU.....	21
6.1. Termoelektrane .....	21
6.2. Kogeneracija .....	22
6.3. Obnovljivi izvori .....	22
6.4. Potrošnja goriva .....	23
6.5. Troškovi .....	23
7. REZULTATI .....	24
7.1. Temeljni scenariji.....	25
7.2. Scenariji s visokim udjelom OIE .....	27
7.3. Diskusija rezultata i pojave CEEP-a .....	28
8. ZAKLJUČAK.....	31
9. REFERENCE .....	32

**POPIS SLIKA**

Slika 1. Struktura potrošnje energije u Bosni i Hercegovini prema vrsti energenta [3] .....	2
Slika 2. Dijagram toka u EnergyPLAN-u [7].....	6
Slika 3. Distribucijska krivulja opterećenja elektroenergetskog sustava za Bosnu i Hercegovinu u 2009. ....	7
Slika 4. Distribucijska krivulja dozračene energije po satima u godini za Bosnu i Hercegovinu .....	8
Slika 5. Distribucijska krivulja za vjetroelektrane .....	8
Slika 6. Distribucijska krivulja za akumulacijske hidroelektrane za Bosnu i Hercegovinu .....	9
Slika 7. Distribucijska krivulja za protočne hidroelektrane za Bosnu i Hercegovinu.....	9
Slika 8. Instalirana snaga kondenzacijskih termoelektrana u BIH 2009. godine .....	10
Slika 9 Potrošnja goriva u termoelektranama u BIH u 2009. Godini .....	11
Slika 10. Potrošnja goriva u sektoru transporta za 2009. godinu .....	12
Slika 11. Potrošnja goriva u sektoru industrije u 2009. godini .....	12
Slika 12. Cijene goriva u 2009. za Bosnu i Hercegovinu .....	13
Slika 13. Prikaz kogeneracijskih postrojenja u 2020. godini .....	16
Slika 14. Prikaz kogeneracijskih postrojenja u 2030. godini .....	16
Slika 15. Cijene goriva u 2020. za Bosnu i Hercegovinu .....	18
Slika 16. Cijene goriva u 2030. za Bosnu i Hercegovinu .....	19
Slika 17. Dijagram usporedbe emisija CO <sub>2</sub> u scenarijima i prema IEA podacima .....	24
Slika 18. Usporedba emisija CO <sub>2</sub> svim scenarijima.....	25

**POPIS TABLICA**

Tabela 1. Promjenjivi troškovi pogona i održavanja izraženi u (€/MWh) [11] .....	13
Tabela 2. Investicijski i fiksni troškovi pogona i održavanja [11] .....	14
Tabela 3. Raspodjela goriva u industrijskom sektoru u temeljnim scenarijima.....	18
Tabela 4.: Raspodjela goriva u sektoru domaćinstava i usluga u temeljnim scenarijima .....	18
Tabela 5. Investicijski i fiksni troškovi pogona i održavanja u 2020. i 2030. godini [11].....	19
Tabela 6. Promjenjivi troškovi pogona i održavanja u 2020. i 2030. godini, izraženi u (€/MWh) [11] .....	20
Tabela 7. Rezultati referentnog scenarija za 2009. godinu u TWh/y .....	25
Tabela 8. Rezultati troškova za referentni scenarij u 2009. godini u Mil.EUR .....	25
Tabela 9. Rezultati referentnog scenarija za 2020. godinu u TWh/y .....	26
Tabela 10. Rezultati troškova za referentni scenarij u 2020. godini u Mil.EUR .....	26
Tabela 11. Rezultati referentnog scenarija za 2030. godinu u TWh/y .....	26
Tabela 12. Rezultati troškova za referentni scenarij u 2030. godini u Mil.EUR .....	26
Tabela 13. Rezultati OIE scenarija za 2020. godinu u TWh/y.....	27
Tabela 14. Rezultati troškova za OIE scenarij u 2020. godini u Mil.EUR .....	27
Tabela 15. Rezultati OIE scenarija za 2030. godinu u TWh/y.....	27
Tabela 16. Rezultati troškova za OIE scenarij u 2030. godini u Mil.EUR .....	28
Tabela 17. Rezultati OIE scenarija 2 za 2020. godinu u TWh/y.....	29
Tabela 18. Rezultati OIE scenarija 2 za 2030.godinu u TWh/y.....	29

## SAŽETAK

Zadatak rada je energetska planiranje i analiza elektroenergetskog sustava Bosne i Hercegovine koristeći više scenarija. Analiza se vrši pomoću programa EnergyPLAN za 2009., 2020. i 2030. godinu. U analizu su uključeni prikazi rješenja temeljnih scenarija za 2009., 2020. i 2030. te scenarija s visokim udjelom OIE za 2020. i 2030. godinu. Svrha rada je analizirati ponašanje energetskog sustava Bosne i Hercegovine pri instaliranju postrojenja za eksploataciju obnovljivih izvora energije koja se mogu naći kao projekti ili idejna rješenja u dokumentima izdanim od strane državnih energetskih tvrtki jednog od entiteta u Bosni i Hercegovini. Zbog specifične gospodarsko političke podjele u zemlji, koja nije pogodna za ovu analizu, pretpostavljen je koherentan energetski sustav bez podjele na entitete.

Pri izradi referentnog scenarija za 2009. godinu korišteni su već postojeći i poznati podaci o energetska sustavu države i ostali podaci koji se na njega vežu. Nakon izrade referentnog scenarija za 2009. godinu rađeni su referentni scenariji za 2020. i 2030. godinu koji se temelje na podacima i predviđanjima do 2030. godine iz dostupnih dokumenata. Na bazne scenarije nastavlja se izrada scenarija koji uključuju visoke udjele obnovljivih izvora u proizvodnji energije koji su zamijenili postojeća konvencionalna goriva u cilju smanjenja emisija CO<sub>2</sub>, koji se proizvodi njihovim izgaranjem. Regulacija energetskog sustava za više scenarija rađena je u programu EnergyPLAN unošenjem potrebnih podataka za izradu scenarija. Na samom kraju rada analiza i rezultati svih scenarija prikazuju: kritični višak proizvodnje električne energije, ukupnu potrošnju energije, ukupnu potrošnju energije bez OIE, proizvodnju energije iz OIE, uvoz i izvoz energije, emisije CO<sub>2</sub>, plaćanje uvoza i izvoza energije te ukupni trošak scenarija. Pažnja je posvećena stabilnosti sustava i smanjenju kritičnog viška proizvodnje električne energije.

Ključne riječi: Energetsko planiranje, EnergyPLAN, CEEP, obnovljivi izvori energije



## 1. UVOD

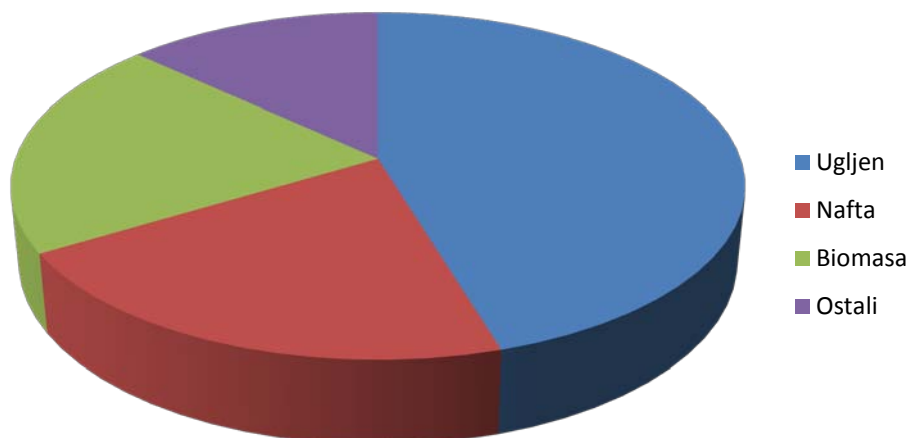
Bosna i Hercegovina (BiH) je bogata prirodnim vodenim resursima i jedini je neto izvoznik električne energije na zapadnom Balkanu [1]. Energetski sektor u Bosni i Hercegovini se smatra najvećim dugoročnim razvojnim potencijalom. U 2009. godini, omjer izvoza i uvoza električne energije u BiH bio je +2,991 TWh, u usporedbi s Hrvatskom (-5,663 TWh), Crnom Gorom (-1,293 TWh), Srbijom (-1,316 TWh), Makedonijom (-1,539 TWh) i Albanijom (-1,393 TWh) [2].

Glavni izvori energije u Bosni i Hercegovini su hidroelektrane i termoelektrane koje osiguravaju 62 % od ukupne potrošnje primarne energije. Hidro potencijal u zemlji procjenjuje se na 8.000 MW s tehnički ostvarivim potencijalom od 6.800 MW i ekonomski ostvarivim potencijalom od 5.800 MW. Proizvodni kapacitet trenutno postojećih hidroelektrana iznosi 2.100 MW, što je 53 % od ukupne proizvedene energije i samo 37 % od ukupnog ekonomski ostvarivog potencijala. S godišnjim hidro energetskim potencijalom od 99,256 TWh, BiH nalazi se na 8. mjestu u Europi [3].

Značajne prirodne resurse u BiH predstavljaju ugljen, lignit i treset, čije se zalihe procjenjuju na preko 6 milijardi tona [3]. Trenutno, u zemlji postoje četiri termoelektrane s 1.745 MW instaliranog kapaciteta. Bosna i Hercegovina ima i značajan potencijal u izvorima obnovljive energije kao što su vjetar, solarna energija, biomasa i geotermalna energija. Ovo se naročito odnosi na energetski potencijal vjetra koji se procjenjuje na 600 MW, solarnu energiju s procjenom od 67,2 PWh, te biomase, uzimajući u obzir bogate šumske resurse [3]. Navedeni pokazatelji su dobar indikator da je sektor obnovljivih izvora energije velika prilika za mnoge pozitivne promjene u Bosni i Hercegovini. Može privući vanjska ulaganja, pozitivno utjecati na brojne druge sektore poput zapošljavanja, zaštite okoliša, energetske efikasnosti i uvođenja novih tehnologija.

Kada je riječ o plinskom sektoru, prirodni plin Bosna i Hercegovina uvozi iz Rusije. Iako postoje ograničeni lokalni kapaciteti za proizvodnju nafte, tržište je skoro 100% ovisno o uvozu iz Hrvatske, Srbije, Crne Gore i Mađarske. Plinovodni sistem u BiH uključuje 191 km glavnih plinovodnih cijevi s kapacitetom od oko 1 milijarde kubnih metara. Međutim, dugoročna potreba za plinom u Bosni i Hercegovini se procjenjuje na 3 milijarde kubnih

metara, što znači da postoji veliki potencijal za razvoj distribucije i izgradnju plinovoda. Uz to, domaće rezerve nafte ne prelaze nivo zaliha potrebnih za 90 dana [3]. Analiza strukture potrošnje energije prema vrsti energenta (slika 1.) pokazuje da na ugljen (crni ugljen i lignit) otpada 45,3 %, naftu 21 %, ogrjevno drvo 20,5 %, dok na ostale energente otpada 13,1 % ukupne energetske potrošnje [3].



**Slika 1.** Struktura potrošnje energije u Bosni i Hercegovini prema vrsti energenta [3]

Domaćinstva su najveći potrošači energije s oko 52 %, industrija i transport 20 %, dok usluge i poljoprivreda pojedinačno troše 6 % i 2 % [3]. Glavni izvor energije za domaćinstva je ogrjevno drvo s 57 %, električna energija s 18,7 % i ugljen s 10 %. Električna energija kao energetska izvor u industriji prisutna je 42 %, nafta 22 %, ugljen 16 % i prirodni plin 15 %. Transportni sektor uglavnom koristi dizelsko gorivo s 57,8 % dok se benzin koristi 40,4 %. U uslužnom sektoru na električnu energiju otpada 64 % energetske potrošnje, a u poljoprivredi se najviše koristi dizelsko gorivo i to 88 % [3].

Prema istraživanju međunarodnog centra za emisiju štetnih plinova, u 2007. godini emisije  $\text{SO}_2$  u BiH bile su 427 kt, dok su emisije  $\text{CO}_2$  iznosile 16,3 Mt [5]. Energetski sektor je emitirao 52 %, građevinarstvo i poljoprivreda 16 %, transport 14 %, industrija 13 % i domaćinstva 5 %. Ovi rezultati indiciraju to da su se od 1995. godine emisije utrostručile. Povećanje od 21% dogodilo se u periodu od 2000.- 2004. godine kada je ekonomija počela s

oporavkom. Ugljen je vodeći izvor emisija sa 75 %, nakon toga naftni derivati s 21 % i prirodni plin sa 4 % [4].

Kod proizvodnje energije u BiH dolazi do gubitaka od oko 40 % zbog zastarjele opreme i tehnologije, kao i zbog neadekvatnog održavanja. Zbog ranije spomenutih organizacijskih i administrativnih nedostataka, teško je dobiti pouzdane statističke podatke, što otežava procjenu potencijala energetske efikasnosti u krajnjoj upotrebi. Također je otvoreno pitanje prihvata novih kapaciteta vjetroelektrana u sustav. Intermitentnost obnovljivih izvora energije (OIE) može se pokazati kao ograničavajući faktor u razvoju sustava koji nije dovoljno fleksibilan da prihvati veće fluktuacije u proizvodnji električne energije bez prekomjerne pojave kritičnog viška proizvedene električne energije ili na engleskom „*critical excess electricity production*“ (CEEP) [6]. Taj problem će biti istražen i u ovom radu.

Na državnom nivou, zbog složenih geopolitičkih odnosa, ne postoji zajednička strategija. Nije jasno koja institucija je zadužena za zajedničko oblikovanje energetske politike. Takva situacija rezultira neefikasnim sustavima za osmišljavanje i provođenje rješenja kao i za usklađivanje donatorskih sredstava. U takvim uvjetima, uz neefikasne institucije i slabu suradnju na svim razinama uz zastarjela zakonska rješenja, napredak i pokretanje inicijativa su vrlo otežani [3], [4]. Na nivou pojedinih entiteta, vlada Federacije Bosne i Hercegovine (FBiH) je 2000. godine usvojila Izjavu o politici električne energije, a 2005. godine je usvojila Plan za razvoj kapaciteta električne energije uz motivaciju za stvaranjem novih planova za električnu energiju. Također, na nivou entiteta postoje samo regulatorne komisije koje potvrđuju porijeklo električne energije koja se proizvodi iz obnovljivih izvora, ali ne i na nivou države. U BiH je provedeno više projekata koji su za cilj imali postizanje energetske efikasnosti i očuvanja energije. Zaključak i preporuka provedenih projekata je da se fokusira na sveukupnu politiku i regulatorni okvir koji će biti u skladu sa standardima EU.

Iz Izjave o državnoj politici u 2004. godini kada je Vijeće ministara usvojilo energetska efikasnost kao prioritet, može se izdvojiti sljedeće:

- Potrebno je poticati lokalne i vanjske investicije;
- Uspostaviti pouzdane rezerve energije vodeći se standardima i cijenama;
- Zadovoljiti interese korisnika ;
- Poticati međunarodno, otvoreno i transparentno tržište električne energije i plina ;

- Koristiti energetske resurse logično i efikasno;
- Poticati upotrebu obnovljive energije; i
- Pratiti lokalne i međunarodne okolišne politike, sporazume i konvencije uključujući Energetsku povelju.

Vezano uz učinke izgaranja fosilnih goriva na okoliš, Bosna i Hercegovina je usvojila više propisa i direktiva kako bi se reguliralo ekološke čimbenike. Tako je 2000. godine vlada ratificirala UN-ovu Okvirnu konvenciju o klimatskim promjenama (UNFCCC) i u travnju 2007. godine Kyoto protokol. Također su planirali podnošenje Prve državne komunikacije za Sekretarijat UNFCCC u 2008. godini, čime bi se uspostavio registar CO<sub>2</sub> [4].

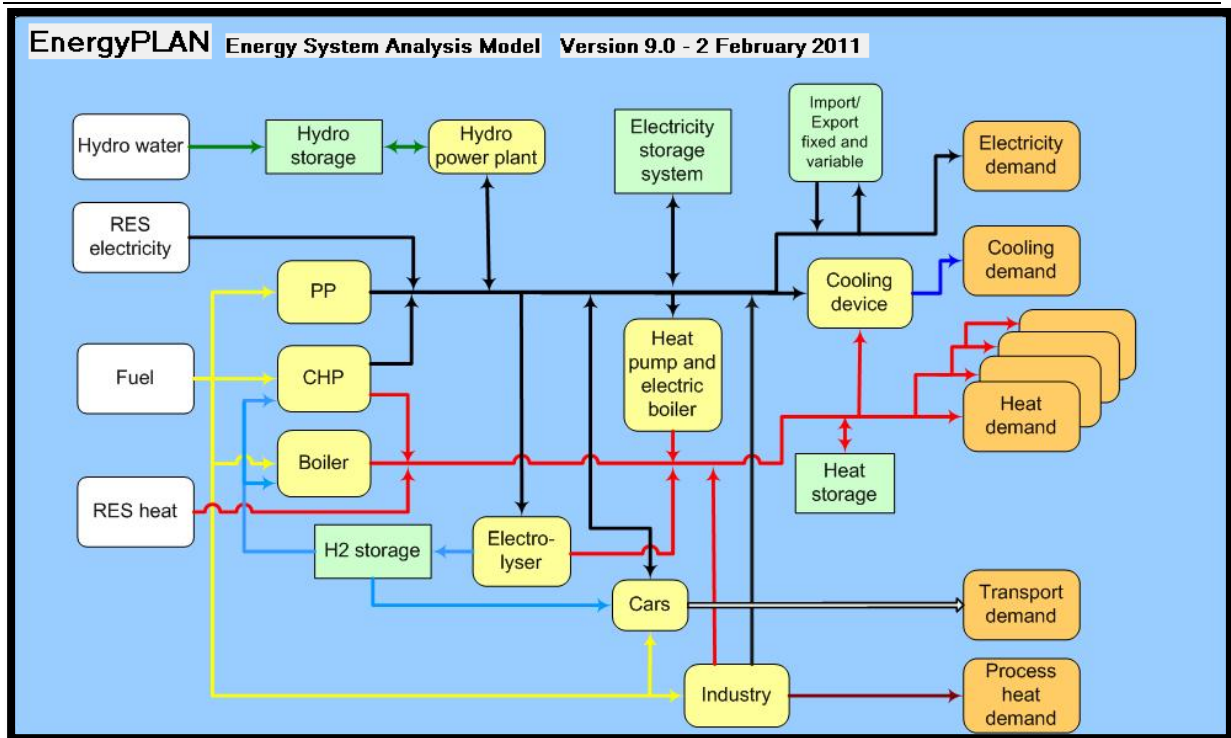
## 2. METODOLOGIJA

Pri izradi scenarija za analizu visoke penetracije obnovljivih izvora energije u energetske sustav Bosne i Hercegovine, bit će korišten računalni program EnergyPLAN (slika 2.) [7], [8]. Riječ je o ulazno/izlaznom modelu koji omogućava kreiranje energetske strategije na razini energetske sustave analizirajući ekonomske i tehničke posljedice primjene raznih tehnologija i strategija ulaganja. Osnovni korak za bilanciranje u EnergyPLAN-u je sat.

Program je već uspješno korišten za analize visokog udjela obnovljivih izvora energije u energetske sustavima ili pak kreiranje 100 % obnovljivih energetske sustave za zemlje poput Hrvatske [9], Makedonije [10], Danske [11], Portugala [12], Novog Zelanda [13], Australije [14] i Irske [15], te za energetske sustave na otocima Mljet [16], Sao Vicente [17] i Porto Santo [18].

Ulazne podatke čine potrošnje energenata raspoređene po sektorima, cijene energenata te instalirani kapaciteti raznih elektrana i tehnologija pohrane energije ili prerade pojedinih sirovina i energenata te cijene održavanja i investicija. Izlazni podaci koje daje program su količina proizvedene i potrošene energije, dakle energetska bilanca, ukupni troškovi, emisije CO<sub>2</sub>, uvoz/izvoz električne energije i višak proizvedene električne energije. Model se može, zbog svoje sveobuhvatnosti, koristiti za analize primjene visokog udjela obnovljivih, intermitentnih izvora energije [6], za različite kombinacije izvora energije povezane s tehnologijama skladištenja energije i proizvodnju u kogeneraciji.

Omogućena je analiza složenih sustava uz razne tehničke i tržišne strategije, stavljajući naglasak na toplinu i električnu energiju. Primjerice, tehnička optimizacijska strategija teži minimalnom uvozu/izvozu električne energije i traži rješenje s minimalnim utroškom goriva. Korištenje kombinacije tehničke i tržišne strategije uz naglasak na proizvodnji iz kogeneracije omogućava veliku interakciju između proizvodnje toplinske energije i električne energije [10], što je u ovom slučaju posebno značajno u pogledu fleksibilnosti rješenja.

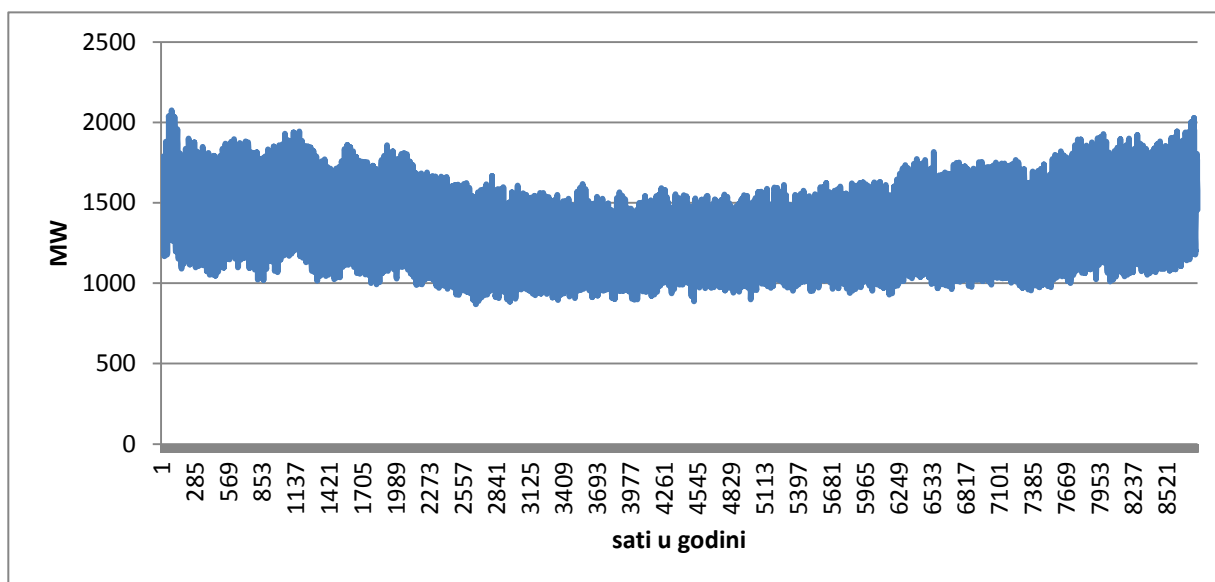


Slika 2. Dijagram toka u EnergyPLAN-u [7]

### 3. DISTRIBUCIJSKE KRIVULJE

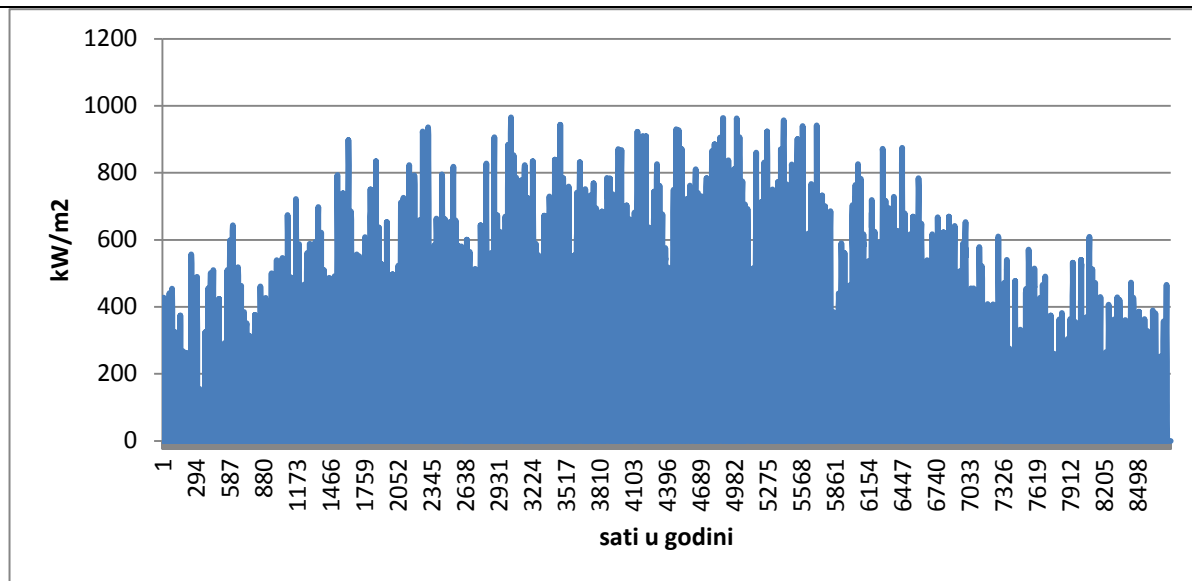
Za rad u programu EnergyPLAN potrebno je izraditi satne distribucijske krivulje toplinskog opterećenja, krivulje proizvodnje iz vjetroelektrana na osnovu brzina vjetra, krivulje proizvodnje iz solarnih kolektora, krivulje protočnih i akumulacijskih hidroelektrana i krivulja potrošnje električne energije. Krivulje su dobivene prema podacima iz METEONORM programa [19] te prema podacima ENTSO-E [20]. Krivulje se unose u EnergyPLAN pohranjene kao tekstualne datoteke i sastoje se od 8784 satnih vrijednosti.

Satna krivulja za balansiranje elektroenergetskog sustava u EnergyPLAN je prikazana na slici 2. U 2009. najviše vršno opterećenje je 2075 MW, a najniža vrijednost je 870 MW [3].



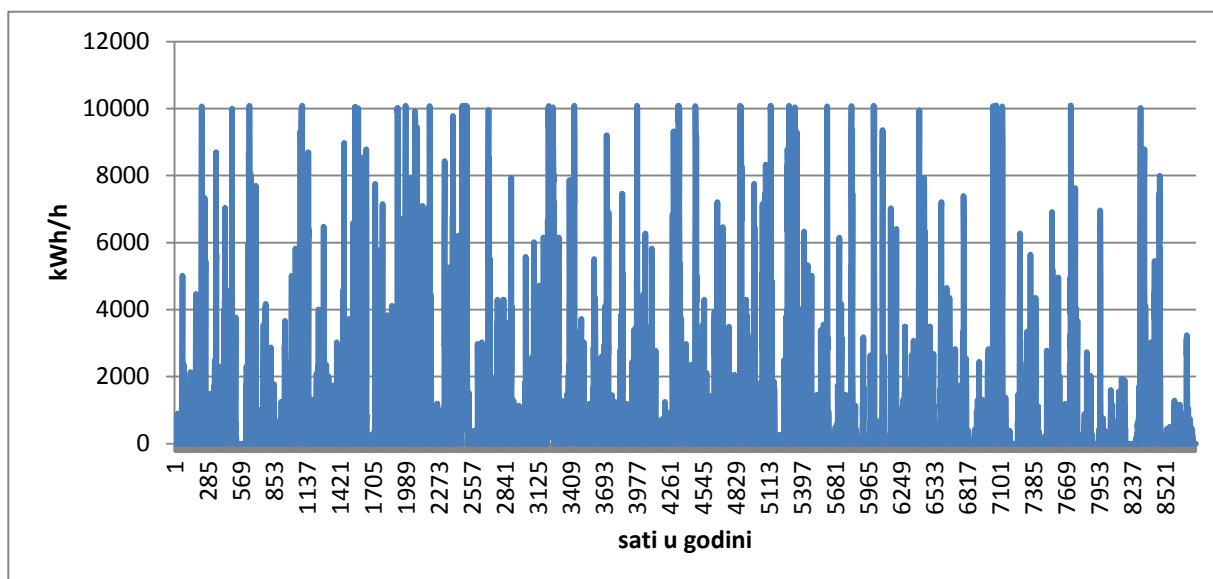
**Slika 3.** Distribucijska krivulja opterećenja elektroenergetskog sustava za Bosnu i Hercegovinu u 2009.

Satna krivulja zračenja za proizvodnju iz solarnih kolektora dobivena uzimajući u obzir globalno zračenje, 60 % vremena gledano globalno zračenje pod fiksnim kutom solarnog kolektora, 40 % vremena na horizontalnu površinu, prikazana je na slici 4.



**Slika 4.** Distribucijska krivulja dozračene energije po satima u godini za Bosnu i Hercegovinu

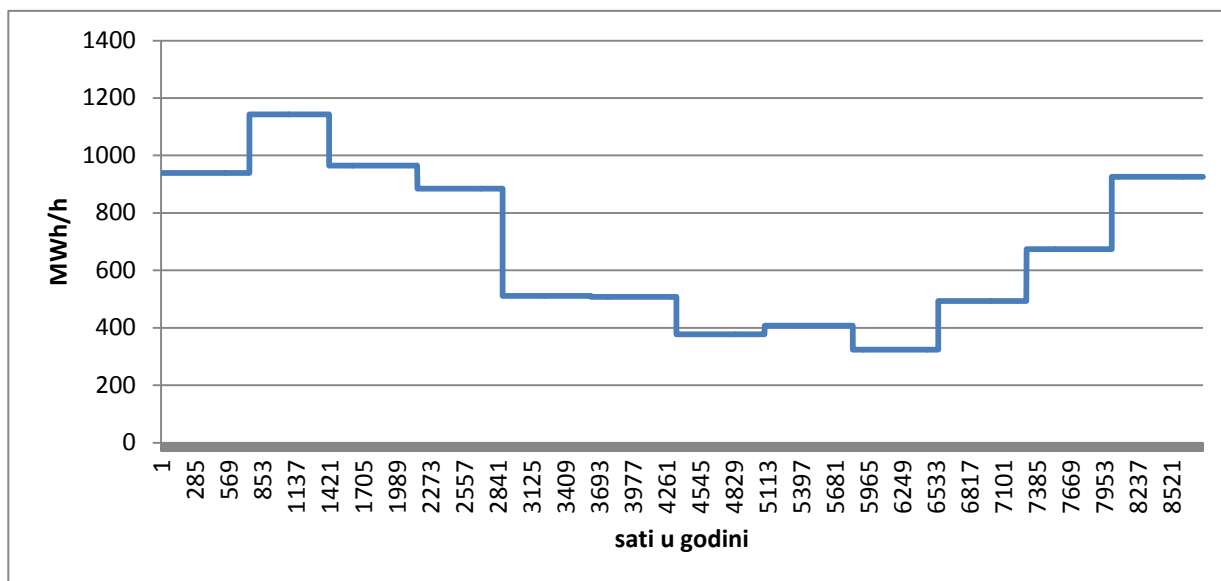
Satna krivulja proizvodnje energije iz vjetra, u referentnom vjetroparku snage 10 MW prikazana je na slici 5. Krivulja je dobivena pomoću brzina vjetra iz METEONORMA preračunatih na visinu kupole i korištenjem krivulje snage za odabrane vjetroturbine: 2 vjetroturbine ECOTECNICA snage 3 MW, 1 vjetroturbine snage 2 MW te 2 turbine snage od 1 MW.



**Slika 5.** Distribucijska krivulja za vjetroelektrane

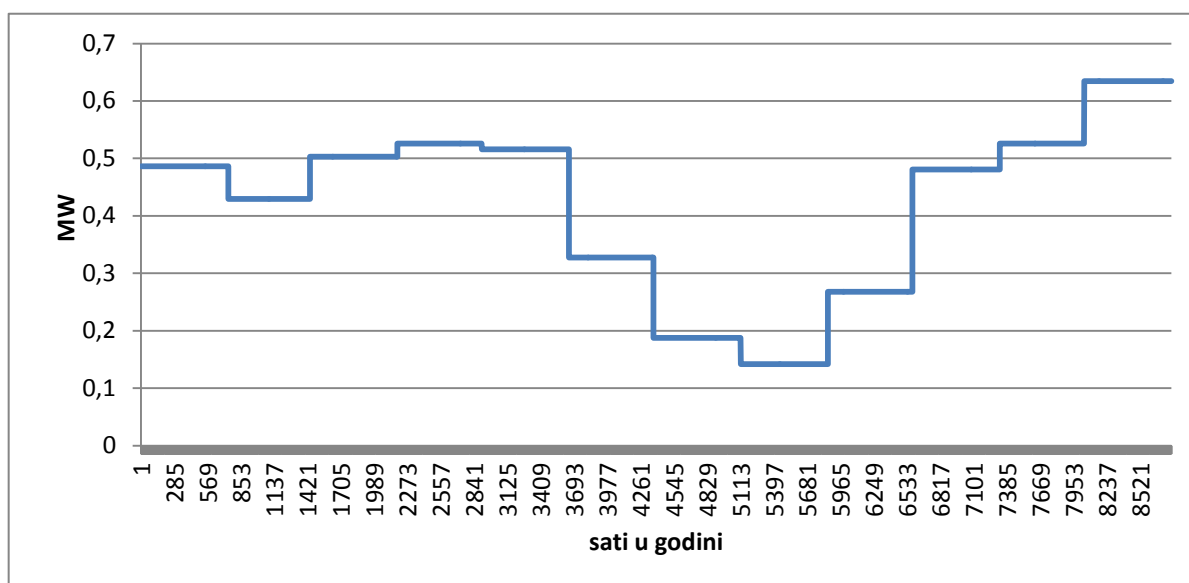


Satna krivulja potrebna za dobivanje proizvodnje iz akumulacijskih hidroelektrana dobivena je prema podacima iz dokumenata ENTSO-E [20] i prikazana je na slici 6.



**Slika 6.** Distribucijska krivulja za akumulacijske hidroelektrane za Bosnu i Hercegovinu

Satna krivulja potrebna za dobivanje proizvodnje iz protočnih hidroelektrana također je dobivena iz ENTSO-E [20] podataka. Prikazana je na slici 7.



**Slika 7.** Distribucijska krivulja za protočne hidroelektrane za Bosnu i Hercegovinu

## 4. IZRADA REFERENTNOG SCENARIJA ZA 2009. GODINU

Kako bi se izradio referentni scenarij potrošnje i dobave energije u Bosni i Hercegovini u 2009. godini bilo je potrebno prikupiti potrebne podatke i prenijeti u EnergyPLAN podatke za potrošnju energije po sektorima, instalirane proizvodne kapacitete s odgovarajućom dobavom energije i potrošnjom goriva, te satne krivulje proizvodnje. Kako je energetska sektor u BIH razjedinjen na entitete, za izvor podataka je uzeta studija energetskog sektora BIH koju je izradio EIHP, pritom se slijedilo scenarij 2 koji predstavlja srednji realni scenarij razvoja [3]. Podaci o potrošnji i indikatori važni za ovaj scenarij i energetska bilancu u 2009. godini preuzeti su od IEA [5]. U Bosni i Hercegovini ukupna potrošnja u 2009. godini je bila 15,667 TWh [3].

### 4.1. Termoelektrane

Podaci o instaliranoj snazi kod termoelektrana unose se unutar polja *Condensing* koje se nalazi pod *District Heating tab*. Instalirana snaga termoelektrana u 2009. u Bosni i Hercegovini iznosi 1.745 MW. Iskoristivost termoelektrana iznosi 29 % [21]. Unos u EnergyPLAN prikazan je na slici 8.

Condensing	1745	0,29
PP2	0	0,45

**Slika 8.** Instalirana snaga kondenzacijskih termoelektrana u BIH 2009. godine

Podaci za potrošnju goriva u termoelektranama su prikazani u polju *Distribution of fuel*. Godišnja potrošnja goriva u termoelektranama je bila (slika 9.): ugljen 37,62 TWh, nafta 0,10467 TWh i prirodni plin 1,9771 TWh [3].

Distribution of fuel	Coal	Oil	Ngas	Biomass
(TWh/year)	Variable	Variable	Variable	Variable
DHP	0,3489	0,37216	0,4652	0,03489
CHP2	0	0	0	0
CHP3	0	0	0	0
Boiler2	0	0	0	0
Boiler3	0	0	0	0
PP	37,6231	0,10467	0,19771	0
PP2	0	0	0	0

**Slika 9 Potrošnja goriva u termoelektranama u BIH u 2009. Godini**

#### 4.2. Kogeneracija i toplinska energija

U Bosni i Hercegovini u 2009. godini potrebe za toplinskom energijom pokrivala su toplane. Ukupan zahtjev za toplinskom energijom iznosio je 1,543 TWh. Godišnja potrošnja goriva u toplanama iznosila je 0,3489 TWh ugljena, 0,37216 TWh nafte, 0,4652 TWh prirodnog plina i 0,03489 TWh biomase [3].

#### 4.3. Obnovljivi izvori

Vrijednosti za obnovljive izvore energije se unose pod *Renewable Energy Tab*. Bosna i Hercegovina je u 2009. godini imala instalirano 1.578 MW akumulacijskih hidroelektrana i 125 MW protočnih hidroelektrana. Bilo je instalirano 420 MW reverzibilnih hidroelektrana. Kapacitet spremnika reverzibilnih hidroelektrana je 3,4 GWh, a kapacitet pumpe 420 MW-e [3].

#### 4.4. Potrošnja goriva

Podaci o potrošnji goriva u transportu se unose u EnergyPlan pod tabom *Transport*. Potrošnja goriva (slika 10.) za 2009. je iznosila 6,83272 TWh dizela, 3,61927 TWh benzina i 0,05972 TWh mlaznog goriva. Unos goriva u EnergyPLAN prikazan je na slici 10.

Transport:		TWh/year
JP (Jet Fuel)		0,05972
Diesel		6,83272
Petrol		3,61927
Ngas *)		0
LPG		0

**Slika 10.** Potrošnja goriva u sektoru transporta za 2009. godinu

Potrošnja goriva u sektoru industrije unosi se u tab *Industry*. Uz podatke o potrošnji goriva u industriji bilo je potrebno uključiti i vrijednosti iz sektore poljoprivrede, šumarstva i ribolova koji su uneseni zajedno u EnergyPLAN (slika 11.). Raspodjela goriva u sektoru industrije je iznosila 1,116 TWh ugljena i 0,843TWh prirodnog plina. U sektoru poljoprivrede, šumarstva i ribolova potrošnja goriva u 2009. iznosila je 1,233 TWh ugljena, 2,50 TWh nafte, 0,721 TWh prirodnog plina i 2,0934 TWh biomase.

TWh/year	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Industry	1,11648	0	0,843056	0
Various	1,23278	2,50045	0,72106	2,0934

**Slika 11.** Potrošnja goriva u sektoru industrije u 2009. godini

Raspodjela goriva za sektor kućanstva i uslužni sektor unosi se u EnergyPLAN pod tab *Individual*. Gorivo je uneseno tako da su se zbrojili podaci o potrošnji goriva u kućanstvu i u uslužnim djelatnostima: 0,76758 TWh ugljena, 0,50472 TWh prirodnog plina i 2,0934 TWh biomase [3].

#### 4.5. Troškovi i regulacija

U EnergyPLAN-u pod *Cost* tab potrebno je unijeti razne podatke o cijenama goriva, investicijskim i fiksnim troškovima pogona i održavanja, promjenjivim troškovima pogona i održavanja, te cijene CO<sub>2</sub> [22]. Podaci o troškovima goriva, vođenju te održavanju nađeni su iz različitih izvora, te su cijene unošene u EnergyPlan u eurima. Zasebno je uzeta cijena ugljena, jer Bosna i Hercegovina ima dostatne zalihe ugljena iz vlastitih rudnika te je cijena

na domaćem tržištu niža od referentne cijene na međunarodnim burzama. Kako je podatke bilo potrebno prebacivati iz različitih valuta u eure, korišten je tečaj iz 2009. godine [23]. Cijene su prikazane na slici 12.

Fuel, Taxes and CO2 costs										
	Coal	FuelOil	Diesel Gasoil	Petrol/JF	Ngas	LPG	Waste	Biomass	Dry Biomass	Wet Biomass
Fuel Price (world market prices) (EUR/GJ)	1,7875	6,184	14,8	16,2	6,2	0	+ 0	2,66	0	0

**Slika 12.** Cijene goriva u 2009. za Bosnu i Hercegovinu

Investicijski fiksni i promjenjivi troškovi pogona i održavanja uzeti su iz „*Denmark reference*” u EnergyPLAN-u.

**Tabela 1.** Promjenjivi troškovi pogona i održavanja izraženi u (€/MWh) [11]

Sustavi daljinskog grijanja i CHP sustavi			
Kotao	Dizalica topline	CHP	Električno grijanje
0,13	0,26	2,6	1,3
Elektrane		Individulano	
Hidroelektrane	Termoelektrane	Kotao	
2,4	1,95	1,3	

Cijena CO<sub>2</sub> u 2009. godini je iznosila 15 €/tCO<sub>2</sub> [22]. Sadržaj CO<sub>2</sub> u gorivu je 101 kg/GJ u ugljenu, 74 kg/GJ u nafti, te 56,7 kg/GJ u prirodnom plinu [23].

**Tabela 2.** Investicijski i fiksni troškovi pogona i održavanja [11]

Tip postrojenja	Investicija (m€jed.)	Troškovi pogona i održavanja (% investicije)
Male CHP jedinice	0,65	1,5
Dizalica topline gr.2	1,3	1
CHP toplinski spremnik	1,3	2
Velike CHP jedinice	2,6	0,2
Dizalice topline gr.3	0,13	3
Kotlovi gr. 2 i 3	1,04	2
Velike elektrane	0,52	0,5
Kotlovi (individualno)	0,26	3
Hidroelektrana	3,4	2

Odabrana regulacija u tabu *Regulation EnergyPLAN*-a je „*Balancing both heat and electricity demands*“. Tom regulacijom se pokušava izvoz energije svesti na minimum koristeći toplinske pumpe kod kogeneracijskih postrojenja. Kako se proizvodnja električne energije iz ovih postrojenja smanjuje, smanjuje se i proizvodnja toplinske energije, ali je to uravnoteženo povećanjem proizvodnje toplinske energije iz velikih toplinskih pumpi u ovim postrojenjima. Kada je potražnja za električnom energijom visoka, a za toplinskom energijom mala, velika kogeneracijska postrojenja u grupi *CHP III* rade u kondenzacijskom režimu.

Za referentni scenarij 2009. godina koristi se minimalni udio proizvodnje električne energije iz postrojenja koja mogu stabilizirati mrežu „*minimum grid stabilisation production share*“ od 30 % i taj podatak unosi se u *EnergyPLAN* [7]. Minimum termoelektrana je postavljen na 1.070 MW.

## 5. IZRADA TEMELJNIH SCENARIJA ZA 2020. i 2030. GODINU

Izrada referentnih scenarija potrošnje i dobave energije u Bosni i Hercegovini u 2020. i 2030. godinu rađena je prema podacima iz dokumenta „Studija energetskeg sektora u BiH“ [3], a koji je izradila grupa institucija/autora na čelu s EIHP. Podaci za 2020. su preuzeti iz studije, a za 2030. su dobiveni iz prethodnih podataka uz pretpostavku porasta potrošnje prema „*business as usual*“ scenariju do 2020.

Ukupna potrošnja električne energije za 2020. godinu je 17,88 TWh. Podaci su pretvoreni iz ktoe u TWh pomoću web kalkulatora [24]. Ukupna potrošnja električne energije za 2030. godinu je 22,74 TWh.

### 5.1. Termoelektrane

Instalirana snaga termoelektrana u 2020. u Bosni i Hercegovini iznosi 2.689 MW, dok iskoristivost termoelektrana iznosi 33 % [21].

Podaci za potrošnju goriva u termoelektranama su prikazani u polju *Distribution of fuel*. Godišnja potrošnja za termoelektrane u Bosni i Hercegovini iznosi ugljen 41,105 TWh, nafta 0,15 TWh i prirodni plin 0,22 TWh [3].

Instalirana snaga termoelektrana u 2030. u Bosni i Hercegovini je 3.710 MW, a iskoristivost termoelektrana je 38 % [21].

Godišnja potrošnja goriva za termoelektrane u Bosni i Hercegovini u 2030. iznosi ugljen 50 TWh, nafta 1 TWh i prirodni plin 4 TWh.

### 5.2. Kogeneracija

Instalirana snaga u kogeneraciji se dijeli na manje i veće jedinice. Ova postrojenja za proizvodnju toplinske i električne energije posebno su značajna za planiranje energetskeg sustava jer mogu pomoći pri balansiranju u regulacijskim strategijama prema potrebi radeći

kao kondenzacijske elektrane ili kao toplane. Manje jedinice se unose u grupu *CHP II* i rade samo kad ima potrebe za toplinskom energijom, a veće u grupu *CHP III*.

U 2020. Instalirane su manje jedinice s ukupno 25 MW, a potreba za toplinom energijom iznosi 0,1533 TWh. Unos u EnergyPLAN-u vidljiv je na slici 13.

Group II : District heating gr. II is meant to represent DH systems based on small CHP plants											
Demand :		0,1533	TWh/year		Solar thermal :			0	0	0	1
		Capacities		Efficiencies			Heat storage gr. 2				
		MW-e	MJ/s	elec.	Therm.	COP					
CHP		25	31	0,4	0,5		10	GWh			
Heat Pump		0	0			3	Fixed Boiler share				
Boiler			5000		0,9		0	Per cent			

**Slika 13.** Prikaz kogeneracijskih postrojenja u 2020. godini

U 2030. na velika postrojenja otpada 100 MW, a na manje jedinice 75 MW. Potreba za toplinom iznosi 0,6132 TWh za *CHP III* i 0,4599 TWh za *CHP II*. Na slici 14. mogu se vidjeti uneseni podaci u EnergyPLAN.

Group II : District heating gr. II is meant to represent DH systems based on small CHP plants												
Demand :		0,4599	TWh/year		Solar thermal :			0	0	0	1	0,00
		Capacities		Efficiencies			Heat storage gr. 2					
		MW-e	MJ/s	elec.	Therm.	COP						
CHP		75	94	0,4	0,5		10	GWh				
Heat Pump		0	0			3	Fixed Boiler share					
Boiler			5000		0,9		0	Per cent				
Group III : District heating gr. III is meant to represent DH systems based on large CHP extraction plants												
Demand :		0,6132	TWh/year		Solar thermal :			0	0	0	1	0,00
		Capacities		Efficiencies			Heat storage gr. 3					
		MW-e	MJ/s	elec.	Therm.	COP						
CHP		100	125	0,4	0,5		10	GWh				
Heat Pump		0	0			3	Fixed Boiler share					
Boiler			5000		0,9		0	Per cent				

**Slika 14.** Prikaz kogeneracijskih postrojenja u 2030. godini



U 2020. godini potrošnja goriva za male jedinice CHP je 0,5 TWh biomase. U 2030. godini potrošnja goriva za male jedinice CHP je 0,8 TWh prirodnog plina, a kod velikih CHP postrojenja je prirodni plin 0,2 TWh [3].

### 5.3. Obnovljivi izvori

Instalirani akumulacijskih elektrana iznosi 1.728 MW za 2020. godinu. U 2030. godini instalirani kapacitet akumulacijskih elektrana je 2.623 MW. Za oba scenarija kapacitet spremnika je 5,5 GWh, a kapacitet pumpe i turbina je 524 MW-e. Pretpostavljena godišnja opskrba vode je 22 TWh u 2020. godini, odnosno 25 TWh u 2030.

Instalirani snaga vjetroelektrana u Bosni i Hercegovini u 2020 je 500 MW, a u 2030. godini je 1000 MW.

Instalirana snaga fotonaponskih elektrana u Bosni i Hercegovini u 2020. godini iznosi 50 MW, dok je za 2030. godinu 150 MW.

### 5.4. Potrošnja goriva

Podaci o potrošnji goriva u transportu za 2020. iznosi 9,7114 TWh dizela, 4,4722 TWh benzina i 0,1289 TWh mlaznog goriva te 0,2592 TWh LPG.

Raspodjela goriva u sektoru industrije je iznosila 2,7191 TWh ugljena, 1,8819 TWh nafte, 6,0022 TWh prirodnog plina i 0,7372 TWh biomase. U sektoru poljoprivrede, šumarstva i ribolova potrošnja goriva u 2020. iznosi 0,5508 TWh ugljena, 0,4614 TWh nafte i 0,7661 TWh prirodnog plina.

Gorivo za sektor kućanstva i uslužni sektor je uneseno tako da su se zbrojili podaci o potrošnji goriva u kućanstvu i u uslužnim djelatnostima 1,8436 TWh ugljena, 1,0814 TWh nafte, 4,4144 TWh prirodnog plina i 13,91 TWh biomase [3].

U 2030. godini potrošnja goriva u transportu iznosi 10 TWh dizela, 5 TWh benzina i 0,2 TWh mlaznog goriva te 0,5 TWh LPG.

U industriji je potrošnja goriva sljedeća: 2,5 TWh ugljena, 0,45 TWh nafte, 7 TWh prirodnog plina i 1 TWh biomase. U sektorima poljoprivrede, šumarstva i ribolova potrošnja goriva iznosi 0,5 TWh ugljena, 0,5 TWh nafte i 1 TWh prirodnog plina te 0,3 TWh biomase. Gorivo za sektor kućanstva i uslužni sektor iznosi 1 TWh ugljena, 0,5 TWh nafte, 6,01 TWh prirodnog plina i 15 TWh biomase. Pregled potrošnje vidljiv je u tablicama 3 i 4.

**Tabela 3.** Raspodjela goriva u industrijskom sektoru u temeljnim scenarijima

TWh Godina	Ugljen	Nafta	Prirodni plin	Biomasa
2020.	2,7191	1,8819	6,0022	0,7372
2030.	2,5	0,45	7,01	1,002

**Tabela 4.:** Raspodjela goriva u sektoru domaćinstava i usluga u temeljnim scenarijima

TWh Godina	Ugljen	Nafta	Prirodni plin	Biomasa
2020.	1,8436	1,0814	4,4144	13,91
2030.	1	0,5	6,01	15

## 5.5. Troškovi

Ponovo je, kao i za prethodni scenarij, potrebno unijeti cijene goriva i emisija CO<sub>2</sub>, što je prikazano na slikama 15 i 16.

Fuel, Taxes and CO <sub>2</sub> costs										
	Coal	FuelOil	Diesel Gasoil	Petrol/JP	Ngas	LPG	Waste	Biomass	Dry Biomass	Wet Biomass
Fuel Price (world market prices) (EUR/GJ)	2,1	12,93	17,78	19,5	10,18	0	+ 0	3,26	0	0

**Slika 15.** Cijene goriva u 2020. za Bosnu i Hercegovinu

Fuel, Taxes and CO2 costs										
	Coal	FuelOil	Diesel Gasoil	Petrol/JF	Ngas	LPG	Waste	Biomass	Dry Biomass	Wet Biomass
Fuel Price (world market prices) (EUR/GJ)	2,3	17,78	22,02	25,04	12,25	0	+ 0	3,8	0	0

Slika 16. Cijene goriva u 2030. za Bosnu i Hercegovinu

Cijena CO<sub>2</sub> u 2020. godini je iznosila 25 €/tCO<sub>2</sub>, a u 2030. godini 39 €/tCO<sub>2</sub>.

Investicijski fiksni i promjenjivi troškovi pogona i održavanja uzeti su iz „Denmark reference” u EnergyPLAN-u. Iznosi su prikazani u tablicama 5. i 6.

Tabela 5. Investicijski i fiksni troškovi pogona i održavanja u 2020. i 2030. godini [11]

Tip postrojenja	Investicija (m€jed)	Troškovi pogona i održavanja (% investicije)
Male CHP jedinice	0,67	1,5
Dizalica topline gr.2	1,345	1
CHP toplinski spremnik	1,345	2
Velike CHP jedinice	2,69	0,2
Dizalice topline gr.3	0,1345	3
Kotlovi gr. 2 i 3	1,08	2
Velike elektrane	0,54	0,5
Kotlovi (individualno)	0,27	3
Hidroelektrana	3,4	2
Fotonaponske elektrane	1,009	0,25
Vjetroelektrana	1,88	1,13

**Tabela 6.** Promjenjivi troškovi pogona i održavanja u 2020. i 2030. godini, izraženi u (€/MWh) [11]

<b>Sustavi daljinskog grijanja i CHP sustavi</b>			
Kotao	Dizalica topline	CHP	Električno grijanje
0,1345	0,27	2,69	1,345
<b>Elektrane</b>		<b>Individualno</b>	
Hidroelektrane	Termoelektrane	Kotao	
2,4	2,02	1,345	

## 6. IZRADA SCENARIJA S VISOKIM UDJELOM OIE ZA 2020. I 2030. GODINU

Izrađuju se dva scenarija dobave energije s visokim udjelom OIE. Prvi scenarij je za 2020. godinu, a drugi scenarij je izrađen za 2030. godinu. Pretpostavke pri izradi scenarija temeljile su se prema zasebnim strategijama koje su donešene od strane pojedinih entiteta i elektroprivreda u Bosni i Hercegovini, proučavanjem potencijala Bosne i Hercegovine te pronalaskom podataka iz statistika o budućim planovima za 2020. Naročito se tu misli na razne popise projekata koji su u nekoj fazi provedbe, čekaju određene dozvole ili su samo potencijalni novi, ali na neki način registrirani kapaciteti [25], [26]. Potrebno je obratiti pozornost na stabilnost elektroenergetskog sustava te ubacivati tehničke i regulatorne mjere za smanjenje „kritičnog viška proizvodnje električne energije“ iz OIE. Kako bi se smanjio kritični višak električne energije, potrebno je bilo instalirati spremnike energije, pa su dodani kapaciteti reverzibilnih hidroelektrana, i uvođenje električnih vozila [27], [28], [29].

Potrošnja i distribucija goriva temelji se na istim pretpostavkama kao i u temeljnim scenarijima te je uzeto u obzir smanjenje korištenja nafte i plina i povećanja korištenja biomase.

Pretpostavka o potrošnji električne energije za scenarije s visokim udjelom OIE je zadržana kao i za temeljne scenarije za 2020. i 2030. godinu. Ukupna potrošnja električne energije za 2020. godinu je 17,88 TWh, a za 2030. godinu je 22,74 TWh [3].

### 6.1. Termoelektrane

Instalirana snaga termoelektrana u 2020. u Bosni i Hercegovini iznosi 2.389 MW. Iskoristivost termoelektrana iznosi 33 % [21].

Podaci za potrošnju goriva u termoelektranama su prikazani u polju *Distribution of fuel*. Godišnja potrošnja za termoelektrane u Bosni i Hercegovini iznosi ugljen 41,105 TWh, nafta 0,15 TWh i prirodni plin 0,2202 TWh.

---

Instalirana snaga termoelektrana u 2030. u BIH je 3.200 MW, a iskoristivost termoelektrana je 38 % [21].

Godišnja potrošnja goriva za termoelektrane u Bosni i Hercegovini u 2030. iznosi ugljen 50 TWh, nafta 1 TWh i prirodni plin 4 TWh.

## 6.2. Kogeneracija

Instalirana snaga u kogeneraciji se dijeli na manje i veće jedinice. U 2020. na velika postrojenja otpada 100 MW, a na manje jedinice 75 MW. Potreba za toplinom iznosi 0,6132 TWh za *CHP III* i 0,4599 za *CHP II*.

U 2030. na velika postrojenja otpada 200 MW, a na manje jedinice 100 MW. Potreba za toplinom iznosi 1,2644 TWh za *CHP III* i 0,6132 za *CHP II*.

Distribucija goriva, za velika postrojenja *CHP III* i za mala postrojenja *CHP II*, dobivena je na isti način kao i kod temeljnih scenarija za 2020. i 2030. godinu te je rađen prema istim pretpostavkama.

U 2020. godini potrošnja goriva za male jedinice CHP je 0,5 TWh biomase. Kod velikih CHP postrojenja 0,3 TWh na prirodni plin i na biomasu 0,3 TWh.

U 2030. godini potrošnja goriva za male jedinice CHP je 0,804 TWh biomase. Kod velikih CHP postrojenja 0,2010 TWh na prirodni plin i na biomasu 0,5003 TWh.

## 6.3. Obnovljivi izvori

Instalirani kapacitet protočnih hidroelektrana iznosi 180 MW, a akumulacijskih elektrana iznosi 2.070 MW za 2020. godinu. U 2030. godini instalirani kapacitet protočnih hidroelektrana je 1.000 MW, a akumulacijskih elektrana iznosi 2.723 MW. Kapacitet spremnika reverzibilnih hidroelektrana je 5,5 GWh za scenarij u 2020. godini, a za 2030. godinu je 11,4 GWh. Pretpostavljena godišnja opskrba vode je 40 TWh.

---

Bosna i Hercegovina ima za 2020. godini instalirano 1.350 MW snage u vjetroelektranama, a 2030. godine 3.125 MW.

Instalirana snaga fotonaponskih elektrana u Bosni i Hercegovini u 2020. godini iznosi 250 MW, dok je za 2030. godinu 350 MW [25], [26].

#### **6.4. Potrošnja goriva**

Za obnovljive scenarije uzeta je ista potrošnja goriva u svim sektorima, osim što se u transportu smanjuje potrošnja dizela i benzina na račun uvođenja električnih vozila, a o čemu će biti govora u diskusiji rezultata.

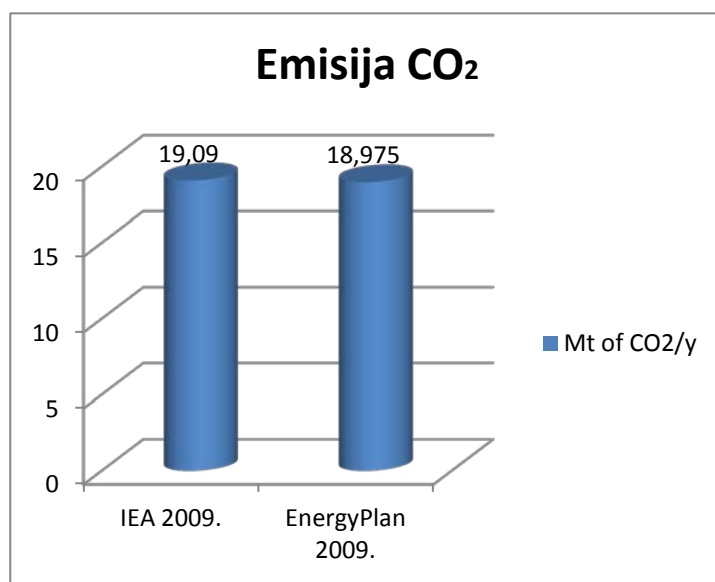
#### **6.5. Troškovi**

Predviđeni su isti troškovi održavanja i investicija kao i u referentnim scenarijima, što je prikazano u prethodnim poglavljima. Također i cijene ostaju iste kao i za referentne scenarije u 2020. i 2030. godini.

## 7. REZULTATI

U zadatku su navedeni traženi podaci o svim scenarijima koji su u ovom poglavlju prikazani i analizirani: kritični višak proizvodnje električne energije, ukupn potrošnja energije, ukupna potrošna energije bez obnovljivih izvora energije (OIE), proizvodnju energije iz OIE, uvoz i izvoz energije, emisije CO<sub>2</sub>, plaćanje uvoza i izvoza energije te ukupni trošak scenarija.

Kao mjera točnosti rezultata za temeljni scenarij poslužila je emisija CO<sub>2</sub>. Uspoređeni su dobiveni rezultati u EnergyPLAN-u s podacima koji se nalaze na stranicama IEA [5]. Usporedba je prikazana na slici 17.

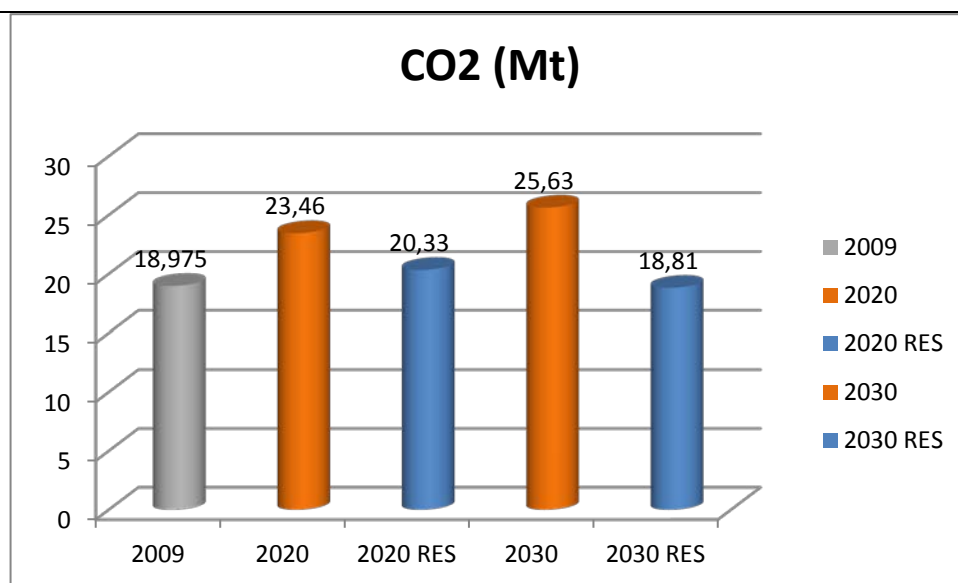


**Slika 17.** Dijagram usporedbe emisija CO<sub>2</sub> u scenarijima i prema IEA podacima

Razlika u podacima IEA i ovima dobivenima iz scenarija za 2009. godinu je 0,6 %, što pokazuje da se krivuljama dobivenim za referentni scenarij može koristiti i za analize u ostalim scenarijima.

Emisije CO<sub>2</sub> u temeljnim i scenarijima s visokim udjelom OIE prikazane su na slici 18.



Slika 18. Usporedba emisija CO<sub>2</sub> svim scenarijima

### 7.1. Temeljni scenariji

U nastavku su prikazani rezultati za referentni scenarij u tablicama 7 i 8.

Tabela 7. Rezultati referentnog scenarija za 2009. godinu u TWh/y

CEEP	Ukupna potrošnja energije	Ukupna potrošnja energije bez OIE	Proizvodnja energije iz OIE	Uvoz energije	Izvoz energije	Emisija CO <sub>2</sub> (Mt/y)
0,99	41,61	34,91	6,7	0	0,99	18,98

Tabela 8. Rezultati troškova za referentni scenarij u 2009. godini u Mil.EUR

Plaćanje uvoza energije	Naplata izvoza energije	Ukupan trošak
1	192	3370

Rezultati temeljnih scenarija u 2020. i 2030. godini su prikazani u tablicama 9, 10, 11 i 12.

**Tabela 9.** Rezultati referentnog scenarija za 2020. godinu u TWh/y

<b>CEEP</b>	<b>Ukupna potrošnja energije</b>	<b>Ukupna potrošnja energije bez OIE</b>	<b>Proizvodnja energije iz OIE</b>	<b>Uvoz energije</b>	<b>Izvoz energije</b>	<b>Emisija CO<sub>2</sub> (Mt/y)</b>
1,06	36,18	27,28	8,9	0	1,06	23,46

**Tabela 10.** Rezultati troškova za referentni scenarij u 2020. godini u Mil.EUR

<b>Plaćanje uvoza energije</b>	<b>Naplata izvoza energije</b>	<b>Ukupan trošak</b>
0	202	5239

**Tabela 11.** Rezultati referentnog scenarija za 2030. godinu u TWh/y

<b>CEEP</b>	<b>Ukupna potrošnja energije</b>	<b>Ukupna potrošnja energije bez OIE</b>	<b>Proizvodnja energije iz OIE</b>	<b>Uvoz energije</b>	<b>Izvoz energije</b>	<b>Emisija CO<sub>2</sub> (Mt/y)</b>
0,8	39,66	30,26	9,4	0	0,8	25,63

**Tabela 12.** Rezultati troškova za referentni scenarij u 2030. godini u Mil.EUR

<b>Plaćanje uvoza energije</b>	<b>Naplata izvoza energije</b>	<b>Ukupan trošak</b>
21	128	7989

U tablicama vidimo pojave kritičnog izvoza električne energije, kao i izvoz električne energije, što je karakteristično za energetski sustav Bosne i Hercegovine i danas.

## 7.2. Scenariji s visokim udjelom OIE

U rezultatima za scenarije s visokim udjelom OIE vidljivo je povećanje kritičnog viška proizvedene električne energije i utjecaj izvoza na troškove scenarija. Taj višak, CEEP, zapravo predstavlja nekontrolirani izvoz električne energije zbog intermitentnosti obnovljivih izvora energije. Način konsolidiranja stabilnosti sustava vezano na te pojave je diskutiran u idućem poglavlju. Rezultati obnovljivih scenarija prikazani su u tablicama 13, 14, 15 i 16.

**Tabela 13.** Rezultati OIE scenarija za 2020. godinu u TWh/y

<b>CEEP</b>	<b>Ukupna potrošnja energije</b>	<b>Ukupna potrošnja energije bez OIE</b>	<b>Proizvodnja energije iz OIE</b>	<b>Uvoz energije</b>	<b>Izvoz energije</b>	<b>Emisija CO<sub>2</sub> (Mt/y)</b>
1,61	45,34	31,24	14,1	0	1,61	20,33

**Tabela 14.** Rezultati troškova za OIE scenarij u 2020. godini u Mil.EUR

<b>Plaćanje uvoza energije</b>	<b>Naplata izvoza energije</b>	<b>Ukupan trošak</b>
0	349	5385

**Tabela 15.** Rezultati OIE scenarija za 2030. godinu u TWh/y

<b>CEEP</b>	<b>Ukupna potrošnja energije</b>	<b>Ukupna potrošnja energije bez OIE</b>	<b>Proizvodnja energije iz OIE</b>	<b>Uvoz energije</b>	<b>Izvoz energije</b>	<b>Emisija CO<sub>2</sub> (Mt/y)</b>
3,89	54,79	34,79	20	0	3,89	18,81

**Tabela 16.** Rezultati troškova za OIE scenarij u 2030. godini u Mil.EUR

Plaćanje uvoza energije	Naplata izvoza energije	Ukupan trošak
0	746	8205

### 7.3. Diskusija rezultata i pojave CEEP-a

U rezultatima koji su iskazani u gore navedenim tablicama vidljiva je pojava viška proizvedene električne energije, ili na engleskom „critical excess electricity production“ tj. CEEP-a. Da bi se upravljalo tom pojavom koja nastaje zbog intermitentnosti obnovljivih izvora energije, može se uvesti promjene u scenarije s visokim udjelom obnovljivih izvora energije u pogledu poboljšanja fleksibilnosti baznih elektrana na ugljen, povećanja korištenja toplinskih pumpi u sektoru kućanstva, povećanja instaliranog kapaciteta reverzibilnih hidroelektrana i uvođenjem u promet električnih vozila koja će služiti kao spremnik energije kad se njima ne prometuje [29], [30].

Za 2020.:

- Instalirane reverzibilne hidroelektrane već u 2020. dosežu 1136 MW
- Snižen je tehnički minimum termoelektrana na 850 MW u odnosu na obnovljivi scenarij u 2020. godini
- Povećanje korištenja toplinskih pumpi za 1 TWh godišnje u sektoru kućanstva
- Postotak električnih vozila se unosi na temelju prijedanih kilometara koje će proći električna vozila, a za isti iznos potrebno je smanjiti kilometražu postignutu vozilima na standardna goriva. Za 2020. godinu uvodi se 5% električnih vozila u promet.

Za 2030.:

- Instalirane reverzibilne hidroelektrane dosežu 1650 MW
- Snižen tehnički minimum termoelektrana na 920 MW u odnosu na obnovljivi scenarij u 2030. godinu
- Povećanje korištenja toplinskih pumpi za 2 TWh godišnje u sektoru kućanstva
- Postotak električnih vozila je postavljen na 12% od vozila u promet

Vezano za uvođenje električnih vozila, unosi se temelje na broju prijeđenih kilometara koje će proći električna vozila, a za isti iznos smo smanjili kilometražu postignutu vozilima na konvencionalna goriva, te smo time smanjili potrošnju goriva i udio emisije CO<sub>2</sub>.

Maksimalni udio električnih vozila koji voze tijekom sata u kojem je najveća potražnja je 20 %, a kapacitet veze mreža-baterija i baterija-mreža je 7.000 MW. Udio parkiranih vozila koji su spojeni na mrežu je 70 %, a stabilizacijski udio pametnog punjenja električnih vozila 90 %. Kapacitet baterije električnih vozila je 88 GWh.

Nakon unošenja novih pretpostavki, dobivamo rezultate prikazane u tablicama 17 i 18:

**Tabela 17.** Rezultati OIE scenarija 2 za 2020. godinu u TWh/y

<b>CEEP</b>	<b>Ukupna potrošnja energije</b>	<b>Ukupna potrošnja energije bez OIE</b>	<b>Proizvodnja energije iz OIE</b>	<b>Uvoz energije</b>	<b>Izvoz energije</b>	<b>Emisija CO<sub>2</sub> (Mt/y)</b>
0,51	44,49	30,03	14,46	0	0,51	19,28

**Tabela 18.** Rezultati OIE scenarija 2 za 2030.godinu u TWh/y

<b>CEEP</b>	<b>Ukupna potrošnja energije</b>	<b>Ukupna potrošnja energije bez OIE</b>	<b>Proizvodnja energije iz OIE</b>	<b>Uvoz energije</b>	<b>Izvoz energije</b>	<b>Emisija CO<sub>2</sub> (Mt/y)</b>
1,94	52,36	31,99	20,37	0	1,94	17,34

U ovim rezultatima se vidi značajno smanjenje CEEP-a u odnosu na prethodne. Međutim, u scenariju za 2030. godinu je CEEP još uvijek dosta visok i iznosi 3,7 % od ukupne potrošnje električne energije.

Ukupan udio OIE u proizvodnji električne energije za sve scenarije je prikazan u tablici 19.

**Tabela 19.** Udio OIE u proizvodnji električne energije

	<b>2009.</b>	<b>2020.</b>	<b>2030.</b>
<b>Referentni scenarij</b>	42%	47,70 %	36,30 %
<b>Scenarij s visokim udjelom OIE 1</b>	-	64,50 %	71,50 %
<b>Scenarij s visokim udjelom OIE 2</b>	-	71,5 %	82,3 %

## 8. ZAKLJUČAK

Zadatak rada je bio pokazati kolika je razina penetracije obnovljivih izvora energije moguća za energetski sustav na primjeru energetskog sustava Bosne i Hercegovine. Posebna pažnja je bila posvećena intermitentnosti obnovljivih izvora energije i višku proizvedene električne energije koji proizlazi iz tog svojstva te kontroli stabilnosti sustava s obzirom na poteškoće koje su vezane uz te viškove. Velikim povećanjem udjela obnovljivih izvora energije u proizvodnji električne energije, značajno se smanjuje emisija CO<sub>2</sub>, pomaže se otvaranje novih radnih mjesta i razvoj novih tehnologija. Stoga je samo povišenje udjela obnovljivih izvora energije u proizvodnji poželjno, ali se pritom mora pažljivo balansirati, ne bi li se izbjeglo nestabilnost sustava. U radu je prikazano kako vrlo veliko uključenje OIE utječe na sustav te kako se može racionalno balansirati između stabilnosti sustava i ciljeva smanjenja emisije CO<sub>2</sub> i razvoja potaknutog ovakvom strateškom orijentacijom. Metode koje pomažu stabilnosti pri uvođenju OIE u energetski sustav su povećanje kapaciteta spremnika energije, kao što su reverzibilne hidroelektrane, povećanje fleksibilnosti rada baznih elektrana i povezivanje sa sustavom transporta putem uvođenja električnih vozila koje je moguće povezati na mrežu i koristiti kao spremnik.

Da bi se postiglo veću penetraciju obnovljivih izvora energije u energetski sustav, pravo rješenje je velika fleksibilnost raznih sektora tog sustava. Za energetski sustav Bosne i Hercegovine, visoka penetracija obnovljivih izvora je ograničena velikim udjelom termoelektrana na ugljen, koje su za BIH pouzdan izvor energije zbog značajnih rezervi ugljena koje su komparativna prednost pred nekim drugim energetskim sustavima.

Bosna i Hercegovina ima za 2020. godinu instalirano 1.350 MW snage u vjetroelektranama, a 2030. godine 3.125 MW prema obnovljivim scenarijima. Pokazalo se da je za održanje stabilnosti potrebno razmjerno veliko ulaganje u poboljšanje fleksibilnosti, energetske učinkovitosti i dodatne kapacitete za spremanje električne energije, pa da sustav bude donekle stabilan. Kritični višak električne energije bilo je moguće racionalnom primjenom navedenih metoda smanjiti, ali nije postignuto njegovo potpuno balansiranje.

## 9. REFERENCE

- [1] Energy in the Western Balkans, IEA 2008.
- [2] [www.balkanenergy.com](http://www.balkanenergy.com)
- [3] Svjetska banka (2008): EIHP, Soluziona, EI Banjaluka, RI Tuzla: Studija energetskog sektora u Bosni i Hercegovini, Ministarstvo vanjske trgovine i ekonomskih odnosa, Sarajevo, BiH
- [4] Centar za Politike i Upravljanje: Izvještaj o politikama energetskog sektora u Bosni i Hercegovini, 2010.
- [5] IEA, International Energy Agency, Available at: <http://www.iea.org/>,
- [6] Lund, H., Large-scale integration of wind power into different energy systems. *Energy* 2005;30(12):2402-12
- [7] EnergyPLAN: Advanced energy system analysis computer model [internet]. Aalborg University, Denmark, Available at: [www.energy.plan.aau.dk](http://www.energy.plan.aau.dk),
- [8] Lund, H., EnergyPLAN – Advanced energy system analysis Computer model, Users Manual Documentation Version 9.0. Aalborg University, Aalborg, Denmark, 2011.
- [9] Krajačić G, Duić N, Zmijarević Z, Vad Mathiesen B, Anić Vučinić A, Carvalho MG, Planning for a 100% independent energy system based on smart energy storage for integration of renewables and CO2 emissions reduction, *Applied Thermal Engineering, Volume 31, Issue 13, September 2011, Pages 2073-2083*
- [10] Ćosić, B., Krajačić, G., Duić, N. (2012). A 100% renewable energy system in the year 2050: The case of Macedonia. *Energy*, Vol. 48, No. 1, p. 80-87.
- [11] Lund H., Mathiesen B.V., Energy system analysis of 100% renewable energy systems— The case of Denmark in years 2030 and 2050, *Energy, Volume 34, Issue 5, May 2009, Pages 524-531*
- [12] Krajačić G, Duić N, Carvalho MG, How to achieve a 100% RES electricity supply for Portugal?, *Applied Energy, Volume 88, Issue 2, February 2011, Pages 508-517*
- [13] Mason I.G., Page S.C., Williamson A.G., A 100% renewable electricity generation system for New Zealand utilising hydro, wind, geothermal and biomass resources, *Energy Policy, Volume 38, Issue 8, August 2010, Pages 3973-3984*



- [14] Elliston B, Diesendorf M, MacGill I, Simulations of scenarios with 100% renewable electricity in the Australian National Electricity Market, *Energy Policy*, Volume 45, June 2012, Pages 606-613
- [15] Connolly D., Lund H., Mathiesen B.V., Leahy M., The first step towards a 100% renewable energy-system for Ireland, *Applied Energy*, Volume 88, Issue 2, February 2011, Pages 502-507
- [16] Krajačić G., Duić N., Carvalho MG, H2RES, Energy planning tool for island energy systems – The case of the Island of Mljet, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 34, Issue 16, August 2009, Pages 7015-7026
- [17] Segurado R., Krajačić G., Duić N., Alves L., Increasing the penetration of renewable energy resources in S. Vicente, Cape Verde, *Applied Energy*, Volume 88, Issue 2, February 2011, Pages 466-472
- [18] Duić N., Carvalho MG., Increasing renewable energy sources in island energy supply: case study Porto Santo, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 8, Issue 4, August 2004, Pages 383-399
- [19] METEONORM – Global Meteorological Database for Engineers, Planners and Education [internet]. [Online]. [www.meteonorm.com/pages/en/meteonorm.php](http://www.meteonorm.com/pages/en/meteonorm.php).
- [20] ENTSO-E – European network of transmission system operators for electricity [internet], Available at: [www.entsoe.eu/db-query/country-packages/production-consumption-exchange-package/](http://www.entsoe.eu/db-query/country-packages/production-consumption-exchange-package/),
- [21] Kazagić A, Musić M, Aganović E (2012). Energetska efikasnost u EP BiH – aktuelna situacija, aktivnosti i projekcije do 2030. ENERGA - Sarajevo 2012.
- [22] European Commission: Trends to 2030\_ update 2009.
- [23] [http://www.euroconferences.info/pdf/DKK-EUR\\_Exchange\\_Rates.pdf](http://www.euroconferences.info/pdf/DKK-EUR_Exchange_Rates.pdf)
- [24] <http://www.iea.org/stats/unit.asp>
- [25] EI Hrvoje Požar, EI Banja Luka. STRATEGIJA RAZVOJA ENERGETIKE REPUBLIKE SRPSKE Pocetni izvještaj – NACRT, Zagreb/Banja Luka, septembar 2009.
- [26] INDIKATIVNI PLAN RAZVOJA PROIZVODNJE 2012. – 2021. NOS BIH , Sarajevo, juni 2011
- [27] Connolly D., Lund H., Mathiesen B.V., Pican E., Leahy M., The technical and economic implications of integrating fluctuating renewable energy using energy storage, *Renewable Energy*, Volume 43, July 2012, Pages 47-60

- 
- [28] Lund H., Large-scale integration of optimal combinations of PV, wind and wave power into the electricity supply, *Renewable Energy, Volume 31, Issue 4, April 2006, Pages 503-515*
- [29] Lund, H. and Kempton, W. (2008). Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G, *Energy Policy*, Vol. 36, No. 9, p. 3578-3587.
- [30] Hong, L., Lund, H., and Möller, B. (2012). The importance of flexible power plant operation for Jiangsu's wind integration, *Energy*, Vol. 44, No. 1, pp. 499-507.

## **PRILOZI**

I. CD-R disc