



Treći projekt obnove EES
(BHP3-ESS-TEPRP-Q-04/05 WB)

STUDIJA ENERGETSKOG SEKTORA U BiH

KONAČNI IZVJEŠTAJ

Sažetak konačnog izvještaja

PROJEKT IZVODI KONZORCIJ KOJEG ČINE:

Energetski institut Hrvoje Požar, Hrvatska
Soluziona, Španjolska
Ekonomski institut Banjaluka, BiH
Rudarski institut Tuzla, BiH

PROJEKT FINANCIRA:

Svjetska Banka

SAŽETAK KONAČNOG IZVJEŠTAJA

Naziv projekta:	Studija energetskeg sektora u BiH	
Šifra projekta:	BHP3-EES-TEPRP-Q-04/05 WB	
Zemlja:	Bosna i Hercegovina	
Konzultant:	Konzorcij: Energetski institut Hrvoje Požar, Hrvatska Soluziona, Španjolska Ekonomski institut Banjaluka, BiH Rudarski institut Tuzla, BiH	
Kontakt osobe:	Haris Boko	Davor Bajš
Telefon:	++ 385 1 6326 165	++385 1 6326 102
Fax:	++ 385 1 6040 599	++ 385 1 6040 599
e-mail:	hboko@eihp.hr	dbajš@eihp.hr

Datum izvještaja: 31. 03. 2008.

Period izvještavanja: 13. 11. 2006. - 31.03. 2008.

Vremenski plan predaje izvještaja:

- | | | |
|----|----------------------------------|---------------|
| 1. | Početni izvještaj | 21. 12. 2006. |
| 2. | Izvještaj o napretku na projektu | 31. 5. 2007. |
| 3. | Draft konačnog izvještaja | 31. 01. 2008. |
| 4. | Konačni izvještaj | 31. 03. 2008. |

Autori izvještaja: Goran Granić (voditelj tima), Mladen Zeljko (ekspert za električnu energiju), Idriz Moranjić (ekspert za ugljen), Jose Andres Martinez (ekspert za plin i naftu), Marisa Olano (ekspert za obnovljive izvore), Željko Jurić (ekspert za zaštitu okoliša)

PREDGOVOR

U skladu s potpisanim Ugovorom konzultanti su priredili finalno izvješće u 17 knjiga i jednom knjigom Sažetka, sve ukupno na oko 4200 stranica. U radu na ovoj studiji nastojali smo surađivati sa svima koji su na bilo koji način mogli pomoći u izradi studije. Ovim putem izražavamo zahvalnost svima koji su svojim radom pomogli da ova studija bude vjerodostojna i korisna za energetske sektor BiH.

U određivanju odnosa prema ovoj „Studiji razvoja energetskeg sektora BiH“ potrebno je istaknuti da:

- Studija nije strategija u kojoj institucije u BiH, izvršne ili predstavničke, donose viziju budućnosti energetike u BiH i mjere za njenu implementaciju. Međutim, Studija može poslužiti kao dobra podloga za izradu strategija entiteta i Države.
- Studija nije akcijski plan, ali rezultati studije mogu poslužiti za izradu akcijskih planova na svim razinama odlučivanja.
- Studija nije Poslovni plan pravnih osoba iz energetskeg sektora, ali može poslužiti za izradu poslovnih planova.

Projektni zadatak za ovu studiju nije napisan za BiH u realnom vremenu, već za zemlju koja u svojoj tranziciji ima puno manje problema nego BiH. Iz tog razloga autori su morali znatno proširiti projektni zadatak kako bi mogli napraviti cjelovitu studiju. Prema njihovim procjenama napravljeno je 60 posto više od predviđenog projektnim zadatkom.

Sve što se događalo u BiH, posebno u posljednja dva desetljeća, ostavilo je duboke tragove u svim sferama potrebnim za izradu ovakvog zadatka, u energetskeg statistici, kadrovima i kapacitetima za izradu ovakve razvojne studije. Nakon završetka ratnog razdoblja u Bosni i Hercegovini usvojena su pravna i organizacijska rješenja kojima se nastojalo uravnotežiti interese sva tri konstitutivna naroda, što je rezultiralo poteškoćama u provođenju reforme energetskeg sektora u skladu s direktivama EU u cilju uspostave funkcioniranja internog tržišta energije BiH integriranog u šire regionalno tržište.

Ovo je prva sveobuhvatna razvojna studija za BiH, pa su se autori suočili s mnogim preprekama u njenoj realizaciji. Autori izražavaju žaljenje što nije bilo moguće obraditi problematiku razvoja do 2030 godine usprkos svim njihovim nastojanjima, jer bi obrada razdoblja između 2020. i 2030. godine znatno doprinijela kvaliteti studije, a pomogla bi i realnijim sagledavanjima problema razvoja energetskeg sektora.

Temeljni pristup izradi studije bio je da se predlože sva rješenja koja su skladu s Ustavom i zakonima BiH i entiteta. Kako ne postoji jedinstven sustav organiziranja energetskeg sektora u Europi uzeti su minimalni (nužni) standardi za funkcioniranje otvorenog tržišta. U ovoj studiji rukovodili smo se temeljnim načelom da je u BiH potrebno izgraditi jedinstveno tržište energije, a BiH može preuzimati sve međunarodne obveze koje proizlaze iz procesa pridruživanja EU, odnosno budućeg članstva. U tom smislu u koncipiranju rješenja prednost smo dali suštini problema, a ne formi jer smo tijekom rada na studiji došli do zaključka da prebrzo definiranje forme, prije nego su se našla zadovoljavajuća rješenja za suštinu, u pravilu blokira rješenje.

Prvo pitanje na kojem smo zastali bilo je: Što je to BiH u brojkama i činjenicama u 2020. ili kasnije?. Nismo imali na raspolaganju analize gospodarskeg i sveukupnog razvoja BiH, pa smo primijenili metodologiju koju je primijenilo Svjetsko energetskeg vijeće (WEC) pri izradi studije „Scenariji razvoja do 2050. godine“ pri čemu smo procese unutar i izvan BiH

(prvenstveno u EU) povezali s odgovarajućim razvojem. Time nismo htjeli proricati budućnost, nego ukazati na međuovisnost političkih procesa, gospodarskog razvoja i potrošnje energije. Na taj način dobiven je odgovarajući raspon potrošnje u kojem će se vjerojatno odvijati buduća potrošnja energije u BiH.

Vjerodostojnost studije se temelji na čvrstoj istinitosti ulaznih podataka. Autori su koristili prije svega kvantitativne metode i računalne pakete koji se koriste u razvijenim zemljama. Iz iskustva rada na ovoj studiji proizlaze dva zaključka:

1. Potrebno je uspostaviti sustav prikupljanja i obrade podataka prema jedinstvenim metodologijama na cijelom području BiH, neovisno o tome u čijem su području odgovornosti.
2. Ovakve studije je poželjno ponavljati svake tri do četiri godine kako bi se povećavala vjerodostojnost podataka, uvažile sve promjene koje se u međuvremenu dogode, od zakonodavnih do tehnoloških i gospodarskih.

Studija je detektirala određene nekonzistentnosti u pristupu rješavanja pojedinih pitanja, a koje proizvode velike probleme u funkcioniranju energetskeg sektora ili njegovih pojedinih dijelova. Primjerice, sustav izdavanja koncesija za izgradnju postrojenja za proizvodnju električne energije nije usklađen s osnovnom činjenicom da je elektroenergetski sustav u tehnološkom smislu potpuno uređeni sustav koji ne podnosi nikakve improvizacije, te da mora postojati jasna odgovornost svih učesnika u tom sustavu. Bez obzira na distribuciju prava odlučivanja o koncesijama od strane Države, entiteta i kantona, nadležne institucije koje su određene za upravljanje elektroenergetskim sustavom i regulatori moraju biti aktivni sudionici u donošenju odluka o realizaciji projekta. K tome treba dodati da sve informacije moraju biti javno dostupne i po mogućnosti raspoložive na jednom mjestu.

Analize predviđanja potrošnje energije u BiH izrađene su temeljem analize razvojnih mogućnosti svakog energetskeg podsustava. U proizvodnji električne energije BiH ima velike ambicije i mogućnosti da izvozi električnu energiju. Izvoz električne energije je strateška poslovna odluka koja ima gospodarsku važnost, ali i poslovne rizike na otvorenom tržištu jer se za tu energiju treba naći kupac i treba ju kroz mreže susjeda dovesti do kupaca. Kod ovog je potrebno posebno upozoriti da se u vremenu horizonta ove studije očekuju velike obveze u zaštiti okoliša, što će promijeniti cjelokupni sustav planiranja. Naime, već s Protokolom iz Kyota, a još snažnije s novim protokolom koje će se definirati tijekom narednih godina, uvedene su kumulativne obveze za svaku državu u pogledu emisija stakleničkih plinova. To će posebno donijeti ograničenja u izgradnji termoelektrana na ugljen, kao i primjenu novih tehnologija izdvajanja i skladištenja CO₂. Kako su u BiH prisutna tri dominantna elektroprivredna subjekta, potrebno je donijeti i prve odluke o privatnim investitorima kako bi se utvrdila pravila igre na razini BiH, pa time i prava raspolaganja kvotama CO₂ koja ne bi uzrokovala nove nedorazume i eventualno blokirala izgradnju novih proizvodnih postrojenja.

Razvoj energetike nije moguć bez realne ekonomije. To je prvo pravilo svih daljnjih razmišljanja o budućnosti energetskeg sektora. Iz tog razloga potrebno je stvoriti sve pretpostavke da se u primjerenom roku dosegnu realne ekonomske cijene, a da se u istom roku razviju socijalni mehanizmi za ugrožene kupce energije.

Voditelj izrade studije

Dr.sc. Goran Granić

SADRŽAJ

PREDGOVOR	V
SADRŽAJ	VII
1. UVOD.....	1
2. REZULTATI PROJEKTA.....	3
2.1. Energetske rezerve, proizvodnja, potrošnja i trgovina (MODUL 1).....	3
2.1.1. Energetske rezerve i potencijali Bosne i Hercegovine	4
2.1.2. Povijesne energetske bilance (MODUL 1 – A)	5
2.1.3. Anketa o potrošnji energije (MODUL 1 – B).....	6
2.1.4. Predviđanje potrošnje energije (MODUL 1 – C).....	8
2.1.5. Energetske bilance do 2020. godine (MODUL 1 – D).....	12
2.2. Potrošnja električne energije (MODUL 2).....	13
2.3. Proizvodnja električne energije (MODUL 3).....	14
2.4. Prijenosna mreža (MODUL 4)	17
2.5. Distribucija električne energije (MODUL 5)	21
2.6. Okvir za regulaciju i restrukturiranje elektroenergetskog sektora (MODUL 6).....	25
2.7. Podrška socijalno ugroženim potrošačima električne energije (MODUL 7).	28
2.8. Rudnici uglja (MODUL 8)	30
2.9. Daljinsko grijanje (MODUL 9)	33
2.10. Prirodni plin (MODUL 10).....	35
2.11. Nafta (MODUL 11).....	38
2.12. Upravljanje potrošnjom, štednja energije i obnovljivi izvori energije (MODUL 12).....	41
2.13. Okoliš (MODUL 13).....	44
2.14. Plan investicija i opcije financiranja (MODUL 14).....	46

1. UVOD

Studija energetskeg sektora u BiH sadrži pregled i sintezu dosadašnjih studija o energetskeg sektoru BiH te nova istraživanja energetskeg sektora. **Studija** izvještava o rezultatima provedenih analiza i daje preporuke za reformu i jačanje energetskeg sektora, a sve u konačnom cilju pružanja podrške BiH u definiranju nacionalne energetske strategije.

S obzirom na navedene ciljeve definiran je niz konkretnih zadataka s obzirom na energetske bilance, elektroenergetski sektor, sektor ugljena, sektor toplinarstva, sektor prirodnog plina, sektor nafte i naftnih derivata, opcije upravljanja potrošnjom i uštede energije, utjecaj na okoliš svih oblika energije. Posebna pažnja posvećena je investicijskim aspektima tih sektora i opcijama financiranja.

U okviru projekta prikupljene su informacije o rezervama fosilnih goriva i mogućoj proizvodnji energije iz obnovljivih izvora, izrađene su povijesne energetske bilance za 1990. godinu i razdoblje 1999. – 2004. prema IEA definicijama i formatu, uspoređeni su relevantni indikatori s istim u susjednim zemljama i zemljama EU, izrađene su energetske bilance za 2010., 2015. i 2020. godinu u tri scenarija (referentni, niži i s mjerama), odnosno pripremljene su projekcije potrošnje energije za tri scenarija.

U okviru elektroenergetskog sektora napravljen je pregled postojećih hidroelektrana i termoelektrana, ispitane su potrebe revitalizacije postojećih proizvodnih jedinica, izračunate su prognoze proizvodnje električne energije iz postojećih elektrana do 2020. za tri scenarija, a potom su ispitane i tehnički izvedive opcije za buduće elektrane, njihovi investicijski i pogonski troškovi i konkurentnost na tržištu. Za nove elektrane je također izračunata proizvodnja električne energije do 2020. godine za tri scenarija. Za prienosnu mrežu procijenjene su investicije potrebne za rehabilitaciju, jačanje i/ili proširenje postojećih kapaciteta mreže kao i investicije potrebne za sistem vođenja. Za distribucijsku mrežu također je pripremljen investicijski program razvoja. U ovom je sektoru, pored prethodnog, provedena i analiza reformi te su date preporuke za buduće korake temeljem izvještaja o pregledu studije “Socijalna procjena potrošača električne energije i evaluacija pripadnih programa socijalne zaštite”.

U okviru sektora ugljena razmotreni su zaključci i preporuke studija i strategije o sektoru eksploatacije ugljena, a date su dodatne preporuke, nove prognoze potrošnje ugljena do 2020. godine za tri scenarija te investicijske potrebe za sektor eksploatacije ugljena.

U sektoru toplinarstva obavljen je pregled postojećih toplana, njihova kompetitivnost s alternativnim izvorima energije te su ispitane opcije za revitalizaciju i poboljšanja. Pored toga, prognozirana je proizvodnja i potrošnja topline iz centraliziranih sistema za tri scenarija, dati su organizacijski i finansijski pokazatelji toplana kao i preporuke za poboljšanja.

Dalje, u okviru projekta izvršen je pregled studije restrukturiranja sektora prirodnog plina BiH i studije razvoja sektora prirodnog plina BiH. U tom kontekstu, ažurirani su rezultati i preporuke ovih studija, prikazane su strukture cijena, date su usporedbe cijena, preporuke i poboljšanja te prognoze potrošnje prirodnog plina do 2020. godine za tri scenarija. Prepoznate su i odgovarajuće investicijske potrebe.

U sektoru nafte i naftnih derivata, pripremljena je analiza opskrbe i cijena te analiza zadovoljenja odgovarajućih standarda EU koji se odnose na naftni sektor, prognozu

potrošnje nafte i naftnih derivata do 2020. godine za tri scenarija. Također, izvršen je i pregled studije uvoza nafte.

Ispitane su opcije upravljanja potrošnjom i mogućnosti uštede energije, preporučene su aktivnosti za postizanje ušteda energije i procjena ušteda u tri scenarija. Analizirana je potrošnja ogrjevnog drveta i napravljene su projekcije do 2020. godine za tri scenarija.

Analizirani su potencijali za izvodivu proizvodnju iz obnovljivih izvora energije i preporučene su mjere za njihovo korištenje. Napravljene su prognoze opskrbe i potrošnje za obnovljive izvore energije do 2020. godine za treći scenarij energetske bilance i investicijske potrebe. Također, procijenjeni su finansijski troškovi opskrbe iz različitih izvora energije u grijanju kućanstava, pripremi tople vode i kuhanju. Prognozirana je potrošnja iz različitih izvora energije u grijanju kućanstava, pripremi tople vode i kuhanju, te je napravljena evaluacija strukture cijene i postojećih poreza.

U okviru projekta analizirana je BiH i međunarodna regulativa iz područja zaštite okoliša. Procijenjeni su postojeći i očekivani budući utjecaji energetskog sektora na okoliš te predložene mjere za smanjenje utjecaja na okoliš, pri čemu je posebna pozornost posvećena emisijama u zrak.

Na kraju su dati investicijski planovi za elektroenergetski sektor, sektor eksploatacije ugljena, toplinarstvo, sektor prirodnog plina, nafte, novih i obnovljivih izvora energije, za energetske efikasnost i za zaštitu okoliša. Prikazane su opcije financiranja i investicijski troškovi.

2. REZULTATI PROJEKTA

Rad na **Studiji** odvijao se u okviru 14 međusobno povezanih modula:

- Modul 1 – Energetske rezerve, proizvodnja, potrošnja i trgovina
- Modul 2 – Potrošnja električne energije
- Modul 3 – Proizvodnja električne energije
- Modul 4 – Prijenos električne energije i vođenje sistema
- Modul 5 – Distribucija električne energije
- Modul 6 – Okvir za regulaciju i restrukturiranje elektroenergetskog sektora
- Modul 7 – Podrška socijalno ugroženim potrošačima električne energije
- Modul 8 – Ugalj
- Modul 9 – Centralno grijanje
- Modul 10 – Prirodni plin
- Modul 11 – Nafta
- Modul 12 – Upravljanje potrošnjom, štednja energije i obnovljivi izvori
- Modul 13 – Okoliš
- Modul 14 – Plan investicija i opcije financiranja

U nastavku su prezentirani sažeci pojedinih modula.

2.1. Energetske rezerve, proizvodnja, potrošnja i trgovina (MODUL 1)

Energetske rezerve, proizvodnja, potrošnja i trgovina predmet su analize provedene u Modulu 1 koji je podijeljen u četiri međusobno odvojene knjige (A-D):

- Knjiga A – Energetske rezerve i povijesne energetske bilance,
- Knjiga B – Anketa o potrošnji energije,
- Knjiga C – Predviđanje potrošnje energije i
- Knjiga D – Energetske bilance do 2020. godine.

U nastavku su predstavljeni rezultati provedene analize u obliku pojedinačnih sažetaka za sve četiri knjige.

2.1.1. Energetske rezerve i potencijali Bosne i Hercegovine

Rezerve mrkog ugljena i lignita

	Bilančne	Vanbilančne	Potencijalne	Ukupne geološke	Eksploatacijske
Lignit u FBiH	1.051.874	323.944	1.339.512	2.715.330	677.851
Mrki ugljen FBiH	905.435	181.958	1.026.192	2.113.585	678.085
Ukupno ugljen u FBiH	1.957.309	505.902	2.365.704	4.828.915	1.355.936
Lignit u RS	385.761	88.159	47.141	521.061	326.742
Mrki ugljen RS	282.056	33.033	98.128	413.217	147.127
Ukupno ugljen u RS	667.817	121.192	145.269	934.278	473.869
Ukupno ugljen u BiH	2.625.126	627.094	2.510.973	5.763.193	1.829.805

Rezerve nafte

U periodu od 1963. do 1991. godine u Bosni i Hercegovini su obavljena su obimna naftno-geološka istraživanja.

Na osnovu postojećeg stupnja istraženosti sjeveroistočne Bosne, smatra se da postoje rezerve sirove nafte u iznosu oko **355 milijuna barela ili oko 50 milijuna tona sirove nafte**. Za područje Dinarida procjena rezervi nije mogla biti provedena zbog niskog stupnja istraženosti. Daljnje aktivnosti na istraživanjima geoloških rezervi obustavljene su početkom rata 1992. godine.

Rezultati istraživanja nafte i plina na prostoru BiH opravdavaju provedbu daljnjih istraživanja i ukazuju na realne mogućnosti otkrivanja komercijalnih ležišta.

Potencijal obnovljivih izvora

	Hidropotencijal GWh	Hidropotencijal za male hidroelektrane GWh	Sunce mil.GWh/ god.	Vjetar MW	Geotermalna MWt	Poljoprivredna biomasa (mahunarke) TJ
FBiH	1.726,5	313			57,08	
RS	5.604	1.500			33,12	
BiH	7.330,5	1.813	70,5	900 - 2.000	90,2	38

2.1.2. Povijesne energetske bilance (MODUL 1 – A)

Energetska bilanca države ili područja obuhvaća sve oblike energije te se njome prate energetske tokove svakog energenta od njegove pojave u energetske sistemu do njegove potrošnje. Energetske bilance Bosne i Hercegovine za proteklo razdoblje izrađene su na taj način da su najprije izrađene energetske bilance za pojedine entitete (Federacija BiH, Republika Srpska) i Distrikt Brčko, a energetska bilanca Bosne i Hercegovine predstavlja zbroj entitetskih energetske bilanci. Na taj su način izrađene energetske bilance za sve godine u razdoblju od 2000. do 2005. godine te dodatno i za 1990. godinu.

Prvi korak u izradi energetske bilanci bilo je prikupljanje svih potrebnih i raspoloživih podataka u pojedinim entitetima. Na temelju prikupljenih podataka i na temelju rezultata provedene ankete (knjiga B modula 1) za kućanstva, industriju i usluge izrađene su energetske bilance.

Jedan od osnovnih rezultata energetske bilance je ukupna potrošnja energije koja je u Bosni i Hercegovini u 2000. godini iznosila 203,65 PJ (4 864 000 ten) te je do 2005. godine povećana na 230,47 PJ (5 504 800 ten). U 1990. godini u Bosni i Hercegovini ukupno je utrošeno 365,83 PJ (8 737 700 ten). Vlastita proizvedena primarna energija sudjelovala je u ukupnoj potrošnji u 2000. godini sa 71%, odnosno u 2005. godini njezin je udio povećan na 74%. Najznačajniji oblici energije u strukturi ukupno utrošene energije su ugljen, tekuća goriva i ogrjevno drvo. U razdoblju od 2000. do 2005. godine udio ugljena povećan je od 43,6% na 45,3%, udio tekućih goriva smanjen je sa 26% na 21,1%, dok je udio ogrjevnog drva povećan sa 19,2% na 20,5%. Ostali oblici energije (hidroenergija, prirodni plin i uvozna električna energija) sudjelovali su u strukturi ukupno utrošene energije s 11,2% u 2000. godini, odnosno s 13,1% u 2005. godini. Udio Federacije BiH u ukupnoj potrošnji energije iznosio je u 2000. godini 63,8% te se do 2005. godine povećao na 65,8%. U istom razdoblju udio Republike Srpske smanjen je sa 34,8% na 32,8% dok je udio Distrikta Brčko iznosio oko 1,4%.

Najveći dio ukupne potrošnje energije odnosi se na finalnu potrošnju koja je u promatranom razdoblju sudjelovala s oko 66%. Ostatak ukupne potrošnje energije od oko 34% odnosi se na gubitke energetske transformacije, na vlastitu potrošnju energije u energetske postrojenjima, na gubitke u transportu i distribuciji energije i na ne-energetske potrošnje. Pri tome su najznačajniji gubici energetske transformacije (oko 26%) do kojih dolazi u proizvodnji transformiranih oblika energije (električna energija, toplinska energija, derivati nafte i koks) u postrojenjima za energetske transformacije (termoelektrane, industrijske elektrane, rafinerije, javne kotlovnice i koksara).

Finalna potrošnja energije u Bosni i Hercegovini iznosila je u 2000. godini 134,6 PJ (3 214 900 ten) i do 2005. godine povećana je na 156,14 PJ (3 729 200 ten). U ukupnoj finalnoj potrošnji energije Federacija BiH sudjelovala je s malo više od 66%, udio Republike Srpske bio je malo manji od 32%, dok je udio Distrikta Brčko iznosio oko 2%. Finalna potrošnja energije u energetske je bilancama podijeljena na sljedeće grupe potrošača: industrija, transport, domaćinstva, usluge i poljoprivreda. U promatranom razdoblju najveći udio u finalnoj potrošnji energije ostvarila su domaćinstva, a njihov udio iznosio je oko 52%. Udio industrije i transporta kretao se na razini od oko 20%, dok je udio usluga i poljoprivrede iznosio oko 6%, odnosno oko 2%.

U razdoblju 2000.-2005. u potrošnji energije u kućanstvima najznačajniji je energent ogrjevno drvo s prosječnim udjelom većim od 57%. Prosječni udio električne energije bio je oko 18,7%, a udio ugljena oko 10%. Najznačajniji energenti u industriji bili su električna energija (42%), tekuća goriva (22%), ugljen (16%) i prirodni plin (15%). U transportu je udio dizel

goriva povećan sa 47,4% na 57,8%, a udio motornog benzina smanjen s 50,6% na 40,4%. Najznačajniji energent u sektoru usluga bila je električna energije (64%), dok je u poljoprivredi dizel gorivo (88%).

2.1.3. Anketa o potrošnji energije (MODUL 1 – B)

Anketa o potrošnji energije u sektorima kućanstava, industrije i usluga u okviru Modula 1 provedena je s ciljem detaljne prostorne analize pojedinih skupina potrošača i njihove potrošnje energije, karakteristika prisutnih tehnologija i opreme koju koriste. Svrha ankete je nadopuniti energetske bilancu s podacima o potrošnji pojedinih energenata u navedenim sektorima jer se ovakvi podaci službeno ne prate i ne registriraju u BiH. Osim toga rezultati ankete direktno ulaze u modele potrošnje energije za baznu 2005. godinu na kojima se temelje projekcije budućih potreba. Kućanstva, industrija i usluge sudjeluju u energetske potrošnji BiH sa 80 posto i poznavanje energetske karakteristike ovih potrošača znatno doprinosi razvoju budućih smjernica energetskeg sektora.

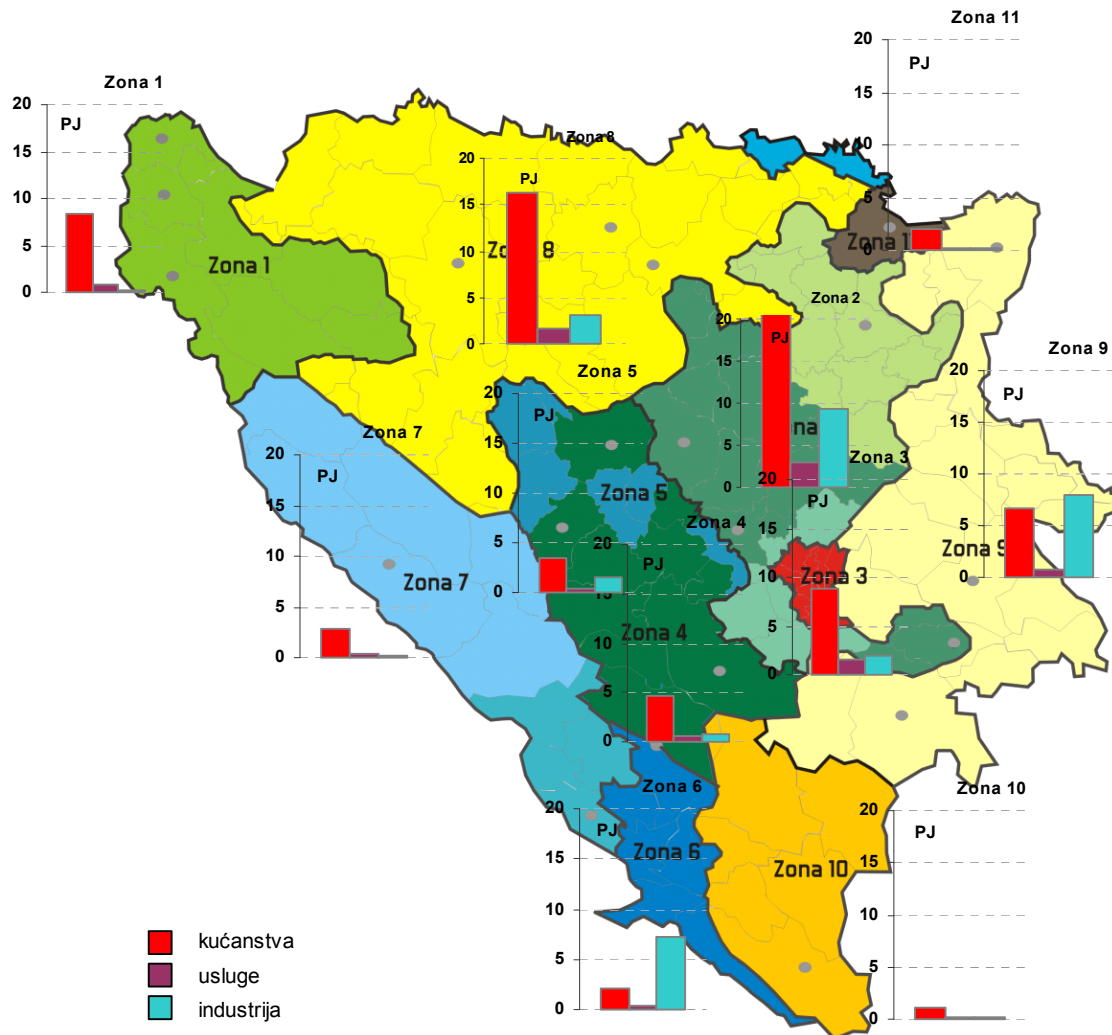
Energetske analize BiH provedene su odvojeno po entitetima i u distriktu, međutim svaka navedena cjelina promatrana je i kroz nekoliko karakterističnih zona potrošnje energije. Zone su definirane prema granicama pojedinih kantona u Federaciji BiH, odnosno prema dominantnim općinama Republike Srpske. Distrikt Brčko promatran je kao posebna zona. Važno je naglasiti da su zone definirane i prema distribucijama električne energije triju elektroprivreda u BiH. Ta područja nastojala su se razgraničiti zbog različitih načina poslovanja s potrošačima i cijene energije, budućih razvojnih opredjeljenja i drugo. Osim što se je područje razdijelilo na 11 osnovnih zona, svaka zona se je posebno razdvojila i na područja koja obuhvaćaju urbane centre te ostala poluurbana i ruralna područja, što je u konačnici rezultiralo s 21 zonom potrošnje energije. Podjela zona definirana je prema službenim procjenama broja stanovnika i domaćinstava u entitetima i distriktu.

Metodološki koncept anketiranja sličan je za sve skupine potrošača i sastoji se od nekoliko segmenata; započinje s prikupljanjem podataka i obradom svih raspoloživih informacija vezanih uz potrošnju energije, zatim se pristupa organizaciji ankete, terenskom obilasku ciljanih potrošača, unosom podataka i kreiranjem energetske baze podataka te atlasa pomoću kojih će se prikazivati dobiveni rezultati. Prikupljanje podataka o potrošnji energije putem ankete sastavni je dio koncepta integriranog energetskeg planiranja koji se temelji na tzv. kombinaciji *bottom-up* i *top-down* pristupa. Drugim riječima, na promatranom području detaljno se promatra potrošnja energije kod krajnjih potrošača koja se zatim agregira te uspoređuje i modelira s ukupnom finalnom potrošnjom koju registriraju subjekti koji se bave distribucijom energije. Na temelju rezultata ankete formiraju se projekcije budućih potreba za energijom, temeljene na unaprijed određenim makroekonomskim, ekološkim i drugim scenarijima.

Ukupne potrebe za energijom u sektorima kućanstava, usluga i industrije u 2005. godini iznosile su 121,81 PJ a raspodjela po entitetima i u Distriktu Brčko, odnosno, prema zonama, prikazana je na slici 1.

Anketa u sektoru **kućanstava** provedena je na uzorku od 4000 ispitanika, a cilj joj je bio analizirati opće informacije o domaćinstvu, stambenom objektu, karakteristikama grijanja, pripremi tople vode i hrane, ekonomskom stanju, potrebama za energijom te socijalnim aspektima potrošnje energije.

Bilanca potrošnje energije u BiH u 2005. godini pokazala je da kućanstva troše ukupno 79,49 PJ, te da je najviše zastupljeni energent u kućanstvima ogrjevno drvo koji sudjeluje u ukupnoj potrošnji s 57%. Zatim slijedi električna energija s udjelom od oko 19%, ugljen s udjelom od oko 11,3 %, toplinska energija sa 4,8% a ostali energenti imaju udio manji od 4%.



Slika 1. Ukupna potrošnja energije u kućanstvima, uslugama i industriji

Provedba ankete u **industriji** BiH organizirana je kod 739 subjekata, najvećih potrošača energije koji zajedno troše oko 95% ukupne električne energije u sektoru prerađivačke industrije a osnovni cilj je bio utvrditi toplinske i netoplinke potrebe za energijom.

Anketom je utvrđeno da ukupna potrošnja finalne energije u sektoru prerađivačke industrije u 2005. godini iznosi 32,65 PJ, od čega potrošnja u Federaciji BiH iznosi 65%, a u Republici Srpskoj 35%. Udio potrošnje u distriktu Brčko vrlo je mali i gotovo je neznan.

Ukoliko se potrošnja promatra s aspekta djelatnosti prerađivačke industrije može se zaključiti da je u BiH energetska najintenzivnija industrija metala koja troši gotovo 59% ukupne finalne energije, zatim slijedi proizvodnja osnovnih sredstava s 24% udjela, industrija polutrajnih proizvoda i ostala industrija s 14% te industrija trajnih proizvoda s 3%.

Potrošnja energije za toplinske namjene iznosi 19,98 PJ i čini 66% od ukupnih energetskih potreba. Netoplinška potrošnja, odnosno električna energija potrebna za rad elektromotora i drugih uređaja, hlađenje, rasvjetu i sl. u 2005. godini iznosila je 12,67 PJ odnosno 34% od ukupnih potreba za energijom u sektoru industrije.

Anketa u **uslugama** provedena je na uzorku od oko 550 ispitanika a specifičnost joj je ta što je odvojeno vođena po pojedinim granama uslužnih djelatnosti: turizmu i ugostiteljstvu, školstvu, trgovini, zdravstvu, upravi i administraciji te ostalim uslužnim djelatnostima.

Ukupna potrošnja finalne energije u BiH u uslužnom sektoru u 2005. godini iznosila je 9,74 PJ, od čega je 72% potrošeno u uslugama Federacije BiH, 26% u Republici Srpskoj, dok je ostatak, 2%, potrošeno u Distriktu Brčko. Kada se promotri namjena, onda proizlazi da je 55% potrošeno za toplinske namjene, 39% za netoplinску potrošnju, dok je ostala energija potrošena u svrhu hlađenja prostora. Najintenzivnija potrošnja ostvarena je u sektoru trgovine koja sudjeluje s 32% u ukupnim potrebama, 20% potrošeno je u sektoru turizma i ugostiteljstva te isto toliko u upravi i administraciji, dok je 17% potrošeno u zdravstvu. Najmanje troši sektor školstva, 4% od ukupno utrošene energije.

2.1.4. Predviđanje potrošnje energije (MODUL 1 – C)

U ovoj su studiji analizirana tri scenarija razvoja energetske potrošnje. U referentnom scenariju S2 pretpostavljen je relativno brz razvoj BDP Bosne i Hercegovine, koji bi do 2020. godine bio 2,5 puta veći nego u 2005. godini. Međutim, potrošnja finalne energije rasla bi znatno sporije, za faktor 1,63 s elastičnošću 0,52. U scenariju S3 s mjerama povećanja energetske učinkovitosti i primjene obnovljivih izvora, pretpostavljen je isti rast BDP, ali je ukupna potrošnja finalne energije u 2020. godini za 10,7% niža nego u referentnom scenariju. U nižem scenariju S1, ukupni je rast gospodarstva usporeniji, pa je potrošnja finalne energije u 2020. godini za 4 do 5 godina u kašnjenju za potrošnjom predviđenom u referentnom scenariju. Predviđeni odnosi brzine ekonomskog razvoja i potrošnje finalne energije su u okviru onih za tranzicijske zemlje, i za zemlje u regiji.

Karakteristike polazne 2005. godine su slabo razvijena industrija, pa time i relativno niska zastupljenost potrošnje prerađivačke industrije u ukupnoj potrošnji finalne energije. Putnički je promet relativno intenzivan, međutim teretni promet troši vrlo malo goriva, što je proporcionalno slaboj razvijenosti industrije, za koju teretni promet i obavlja prometne usluge.

Kućanstva su najzastupljeniji sektor energetske potrošnje, a dominantan energent je ogrjevno drvo. Anketom utvrđen standard grijanja i potrošnje električne energije je relativno visok. Karakteristika opskrbe kućanstava u velikim gradovima je relativno velika zastupljenost daljinskog grijanja. U uslužnom sektoru je toplinska potrošnja po jedinici površine vrlo niska, a dominantan energent je električna energija, što i jest tipična karakteristika uslužnog sektora i u ekonomski razvijenim i tranzicijskim zemljama. U ukupnoj potrošnji finalne energije od fosilnih goriva za toplinske namjene najzastupljeniji je ugljen, pa prirodni plin te derivati nafte.

U svim je scenarijima predviđen brži rast BDP prerađivačke industrije od ukupnog gospodarstva. Energetska intenzivnost prerađivačke industrije se naglo smanjuje, ali sve zajedno rezultira bitnim povećanjem strukturnog udjela prerađivačke industrije u ukupnoj potrošnji finalne energije. Jednako tako, s rastom mobilnosti i teretnog prometa, raste i udio prometa u potrošnji finalne energije. To vrijedi i za uslužni sektor, a jedino se znatno smanjuje udio kućanstava, iako apsolutna potrošnja kućanstava raste u svim scenarijima, pa i u scenariju s mjerama S3.

U odnosu na referentni scenarij S2, koji u sebi sadrži sve elemente općeg tehničkog napretka, koji preko uvoznih i licencnih tehnologija, prometnih sredstava i uređaja djeluje na relativno smanjenje potrošnje energije, u scenariju s mjerama S3 pretpostavljena je intervencija države u zakonskoj regulativi, institucionalno i organizacijski u cilju dodatnog povećanja energetske učinkovitosti i primjene obnovljivih izvora energije. Utvrđeno je da je najveći potencijal moguće racionalizacije potrošnje energije u poboljšanju toplinske izolacije oštrijim propisima i kontrolom u novogradnjama, a posebno dobro organiziranim mjerama smanjenja toplinskih gubitaka u postojećem stambenom fondu. Naime, u tom sektoru potrošnje nije moguć direktan utjecaj tehničkog napretka i transfera tehnologija kao u ostalim sektorima potrošnje. S obzirom da se radi o dugoročnom procesu, iz provedenih analiza je

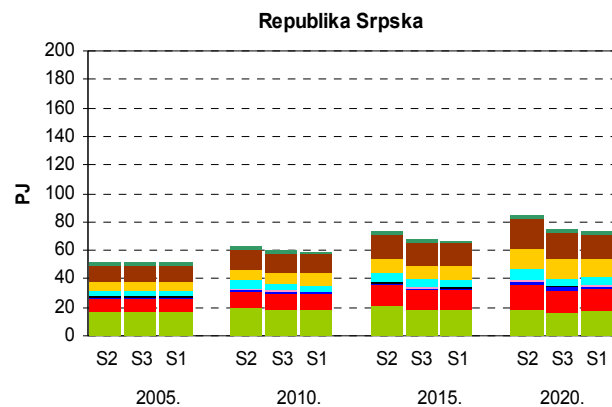
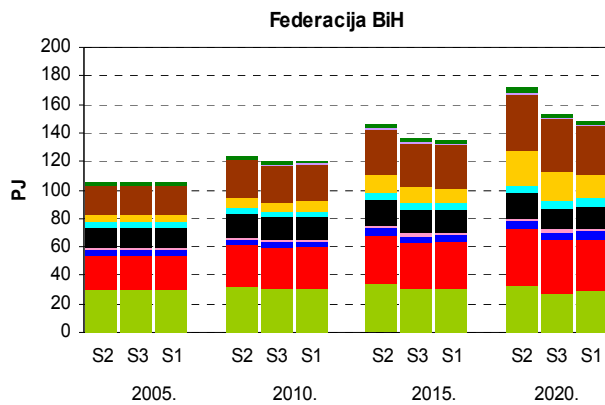
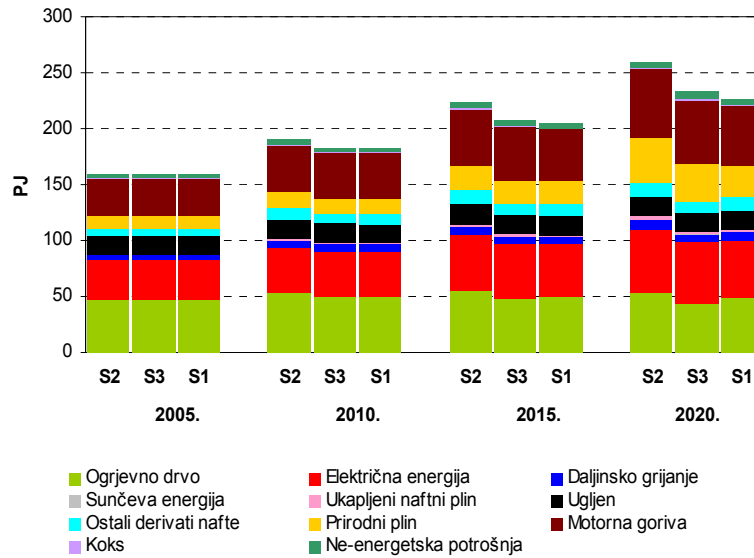
jasno da svako kašnjenje s početkom akcije pomiče i rezultate takvih akcija sve dalje i dalje na vremenskoj skali. Međutim, ostvarenje poboljšanja toplinske izolacije postojećeg stambenog fonda za 10%, kao i instalacija oko 20 000 solarnih kolektora u kućanstvima do 2020. godine neće biti moguće samo organizacijskim i promotivnim mjerama, već će za veći dio ostvarenja trebati i poticanja. Poticanje je u ovom scenariju predviđeno, kako bi se pokazalo da se i s tim mjerama treba početi što prije jer je vrijeme kumulativnog djelovanja relativno dugo.

Do 2020. godine se ne očekuje bitno povećanje današnje razine potrošnje ogrjevnog drveta, a u scenariju s mjerama ona bi se i smanjila. S rastom broja stambenih jedinica i stanova u zgradama u gradovima, daljinsko grijanje se povećava za 76% do 2020. godine, ali u scenariju s mjerama radi bolje toplinske izolacije i uvođenja mjerenja potrošnje topline po stanovima ta je potrošnja za 25% manja nego u referentnom scenariju. Potrošnja motornih goriva brzo raste, a u strukturi potrošnje dizel konstantno povećava svoj udio. Potrošnja ugljena u industriji raste, a u kućanstvima se smanjuje, a ukupno u svim scenarijima lagano raste. U svim scenarijima raste i potrošnja derivata nafte, a njihov udio u ukupnoj finalnoj potrošnji ostaje na istoj razini do 6%. Najveći porast je predviđen za prirodni plin čija bi potrošnja do 2020. godine porasla čak za 3,8 puta u referentnom scenariju, odnosno 2,6 puta u nižem scenariju. Potrošnja električne energije raste u svim scenarijima, za 64% u referentnom scenariju i za 47% u nižem.

Uz relativno dinamičan rast gospodarstva za sva tri scenarija, predviđena potrošnja finalne energije je također u stalnom rastu. Uz konzervativan pristup energetske učinkovitosti i obnovljivim izvorima u referentnom scenariju S2 i nižem scenariju S1, sporiji rast potrošnje finalne energije u nižem scenariju S1 je posljedica i sporijeg ekonomskog rasta. Međutim, energetska intenzivnost u nižem scenariju S1, mjerena kao omjer potrošnje finalne energije i ukupnog BDP-a, nešto je viša nego u referentnom scenariju (slika 2).

Za razliku od toga, u scenariju s mjerama S3, uz isti ekonomski razvoj kao i u referentnom scenariju S2, smanjena potrošnja energije je rezultat zakonodavnog okvira, institucionalnih i organizacijskih mjera, koje pokreće i organizira država. Uz smanjenja potrošnje u svim sektorima, ocijenjena je najveća mogućnost djelovanja na poboljšanje toplinske izolacije novih zgrada i obiteljskih kuća, te pogotovo postojećeg stambenog fonda. Rezultat toga je najmanja energetska intenzivnost scenarija S3 u odnosu na ostala dva (slika 3). Od 2005. do 2020. godine energetska intenzivnost je smanjena za 42%, što je ukupni rezultat dinamičnog ekonomskog rasta, općeg tehničkog napretka i posebno dobro organiziranih i provedenih mjera u državi.

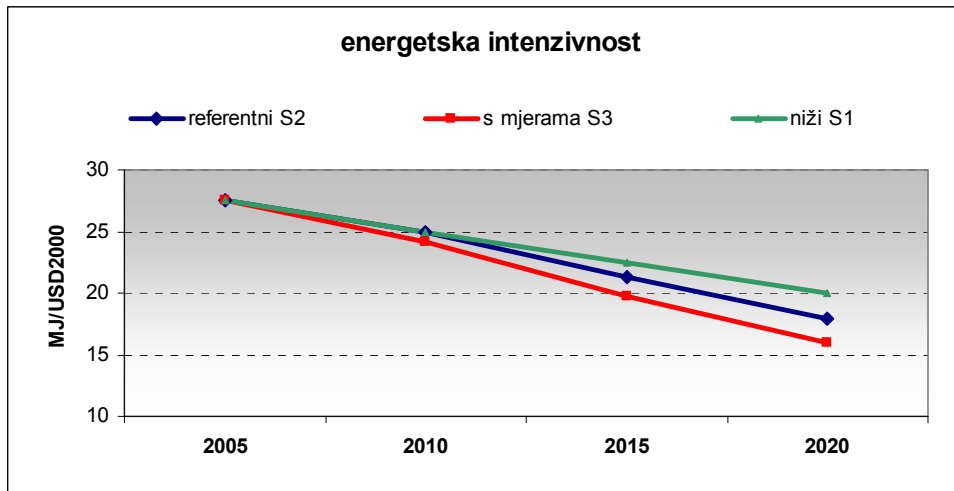
Bosna i Hercegovina



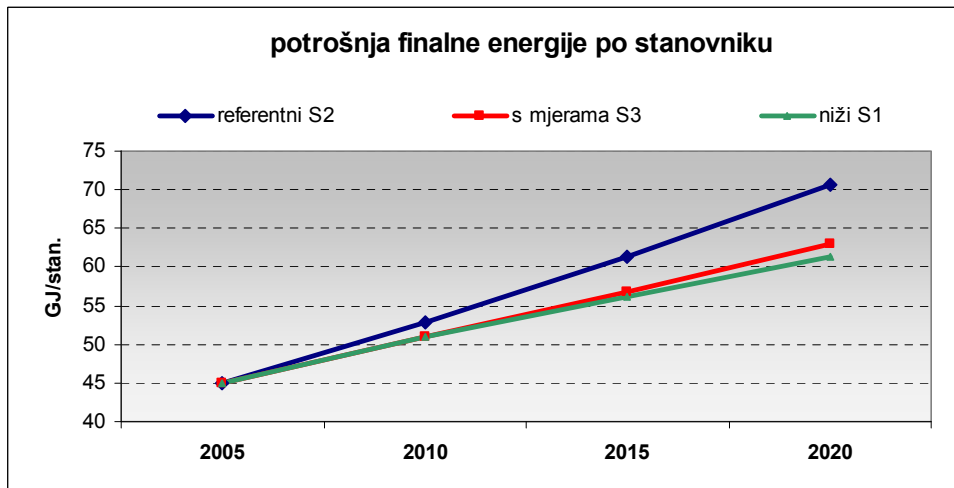
Slika 2. Ukupna potrošnja finalne energije za tri scenarija

Unatoč znatnog poboljšanja energetske intenzivnosti u sva tri scenarija, potrošnja finalne energije po stanovniku će rasti. U referentnom scenariju S2 to povećanje potrošnje finalne energije po stanovniku u petnaest godina je 57%, a za ostala dva scenarija je podjednako niže (slika 4).

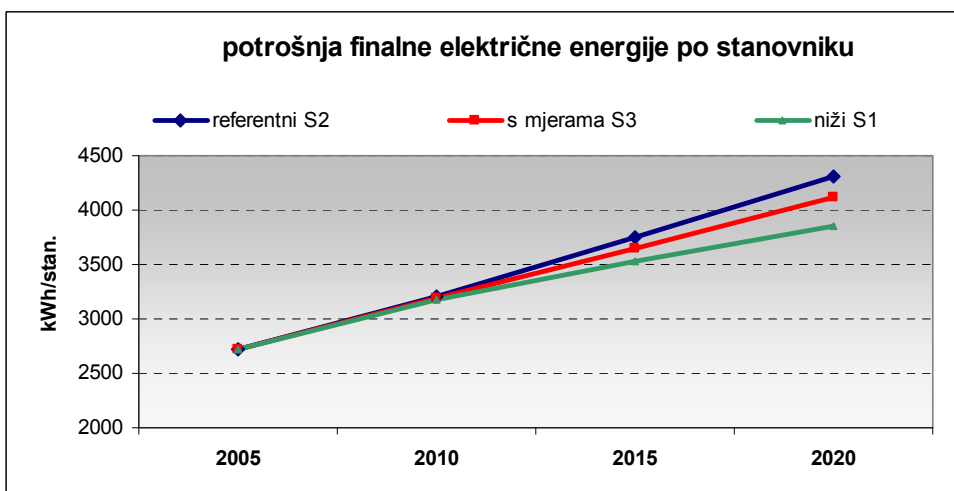
Potrošnja finalne električne energije po stanovniku će u scenariju S2 porasti sa 2723 kWh u 2005. godini na 4311 kWh u 2020. godini, što je povećanje za 58%. U scenariju s mjerama to je povećanje 51%, a u nižem scenariju S1 42% (slika 5).



Slika 3. Energetske intenzivnosti u BiH za tri scenarija



Slika 4. Potrošnja energije po stanovniku za tri scenarija



Slika 5. Potrošnja ukupne električne energije po stanovniku za tri scenarija

2.1.5. Energetske bilance do 2020. godine (MODUL 1 – D)

Energetske bilance za razdoblje do 2020. godine izrađene su korištenjem rezultata ostalih modula, a kao temeljni podaci u konstrukciji energetske bilance iskorištene su prognoze finalne potrošnje energije u svim sektorima. S obzirom na to da je prognoza finalne potrošnje energije izrađena za tri scenarija (S2 - referentni scenarij, S3 - scenarij s mjerama i S1 - niži scenarij) energetske bilance su također izrađene za ta tri scenarija za Bosnu i Hercegovinu, za Federaciju BiH, za Republiku Srpsku i za Distrikt Brčko i to za 2010., 2015. i 2020. godinu.

Ukupna potrošnja energije u Bosni i Hercegovini povećat će se do 2020. godine na 396,15 PJ (9 462 000 ten) prema referentnom scenariju S2. U dva preostala scenarija, S3 i S1, ta će potrošnja biti manja i iznositi 367,86 PJ, odnosno 361,57 PJ. Udjeli pojedinih entiteta neće se značajnije promijeniti u odnosu na proteklo razdoblje te će iznositi oko 64% za Federaciju BiH, oko 35% za Republiku Srpsku i malo više od 1% za Distrikt Brčko. Kada je riječ o potrošnji pojedinih energenata može se reći da će i do 2020. godine glavni energent ostati ugljen te će njegov udio u pojedinim scenarijima varirati od 48% do 52%. U odnosu na proteklo razdoblje povećat će se i udio tekućih goriva tako da će ona u 2020. godini sudjelovati s oko 23%. Udio obnovljivih izvora (biomasa, biodizel, energija vjetera i energija Sunca) smanjit će se u odnosu na proteklo razdoblje te će za pojedine scenarije iznositi od 13% do 14%. Suprotno tome udio prirodnog plina će se povećati i iznositi od 9% do 12% za pojedine scenarije u 2020. godini. Ostatak ukupno potrebne energije činit će hidroenergija i saldo izvoza i uvoza električne energije.

Analizom ukupne potrošnje energije prema namjenama korištenja došlo se do rezultata da će finalna potrošnja u 2020. godini u pojedinim scenarijima sudjelovati sa 62,3% do 65,2%. Ostatak ukupne potrošnje energije činit će gubici energetske transformacije, vlastita potrošnja energije u energetskim postrojenjima, gubici transporta i distribucije energije i ne-energetska potrošnja. U tim kategorijama najveći udio imat će gubici energetske transformacije, koji će u pojedinim scenarijima u 2020. godini sudjelovati s 25% do 27,5%.

Finalna će se potrošnja energije u razdoblju od 2005. do 2020. godine povećati sa 156,14 PJ (3 729 200 ten) na 258,27 PJ (6 168 600 ten) za scenarij S2. U scenarijima S3 i S1 finalna potrošnja energije bit će manja te će u 2020. godini iznositi 229,43 PJ, odnosno 225,33 PJ. Udjeli pojedinih entiteta u ukupnoj finalnoj potrošnji energije neće se u budućnosti značajnije mijenjati u odnosu na prethodno razdoblje, tako da će udio Federacije BiH biti malo manji od 67%, udio Republike Srpske malo manji od 32%, a udio Distrikta Brčko malo manji od 2%. Kada je riječ o potrošnji pojedinih energenata onda će tekuća goriva ostvariti najveći udio (oko 29%) i on će biti veći u odnosu na prethodno razdoblje. Udio električne energije u 2020. godini kretat će se za pojedine scenarije od 22% do 24%, obnovljivih izvora oko 20%, a prirodnog plina od 14% do 17%. Udio ugljena smanjit će se u odnosu na prethodno razdoblje te će iznositi od 7,5% do 8,5%, dok će udio daljinske topline (centralnog grijanja) iznositi oko 3%.

Domaćinstva će s najvećim udjelom u finalnoj potrošnji energije sudjelovati i u budućnosti, ali će se njihov udio smanjiti u odnosu na proteklo razdoblje te će iznositi od 38,5% do 42,3% u 2020. godini. Najveća potrošnja energije ostvarit će se u referentnom scenariju S2 te će u 2020. godini iznositi 104,25 PJ (2 489 900 ten). Najveći udio u potrošnji energije ostvarit će obnovljivi izvori (46,9 % do 49,2 %), električna energija (18,5 do 21,3%) i prirodni plin (10,1% do 15,2%).

Industrija će u finalnoj potrošnji energije sudjelovati sa 27,7% do 29,2%, a prema scenariju S2 ta će potrošnja iznositi 74,72 PJ (1 748 600 ten). Najznačajniji oblici energije ostvarit će

sljedeće udjele u pojedinim scenarijima: električna energija (33,6% do 36,2%), plinovita goriva (31,6% do 34,4%) i ugljen (14,5% do 15,2%).

Udio transporta u finalnoj potrošnji energije kretat će se od 20,6% do 21,6%, a potrošnja energije prema S2 će u 2020. godini iznositi 53,47 PJ (1 277 100 ten). Udio motornih goriva će u pojedinim scenarijima varirati od 90,8% do 96,5%.

Potrošnja energije u sektoru usluga i poljoprivredi za S2 će u 2020. godini iznositi 19,5 PJ (465 800 ten), odnosno 6,33 PJ (151 300 ten). Udio ova dva sektora u finalnoj potrošnji energije iznositi će od 7 % do 7,9 %, odnosno od 2,4% do 2,8%.

2.2. Potrošnja električne energije (MODUL 2)

U okviru Modula 2 (Potrošnja električne energije) određena je ukupna potrošnja električne energije na mreži prijenosa (GWh) i vršno opterećenje sustava (MW) za svaku godinu planskog razdoblja od 2008. do 2020. godine za tri scenarija potrošnje – S2-referentni, S3-s mjerama i S1-niži. Ukupna potrošnja električne energije dobivena je na osnovu predviđanja finalne potrošnje električne energija prikazane u Modulu 1 (Knjiga C). Određena je potrošnja električne energije po naponskim razinama i kategorijama kupaca za Bosnu i Hercegovinu, Federaciju BiH, Elektroprivredu BiH, Elektroprivredu HZHB, Republiku Srpsku, Elektroprivredu RS i za Distrikt Brčko. Analizom povijesnih satnih opterećenja određene su normalizirane mjesečne krivulje trajanja opterećenja za razdoblje do 2020. godine. Krivulje su određene za sljedeća područja: Bosna i Hercegovina, Federacija BiH, EP HZHB, EP BiH i Republika Srpska. Krivulje trajanja opterećenja koriste se kao ulazni podatak za Modul 3 (Proizvodnja električne energije).

Prilikom predviđanja finalne potrošnje električne energije pretpostavljeno je da će dio postojeće potrošnje koji se bilancira kao netehnički gubitak prijeći u mjerenu potrošnju, a da će dio ove potrošnje nestati kao rezultat provođenja mjera protiv neovlaštene potrošnje. Pretpostavka je da će tehnički gubici distribucije biti na razini od 6%, te da će postojati udio netehničkih gubitaka na razini do 2%. U razdoblju do 2015. godine pretpostavljeno je postupno smanjenje gubitaka u svim distribucijama na prosječnu razinu od 8%. **U razdoblju do 2015. godine smanjenje gubitaka u distribucijskim mrežama bit će jedan od glavnih zadataka na područjima EP HZHB, ERS i u Distriktu Brčko.**

U sljedećoj tablici prikazana je ukupna potrošnja električne energije na ulazu u prijenosnu mrežu i očekivane stope porasta po scenarijima za sve promatrane razine (država, entitet, elektroprivreda). Za područje EP HZHB analiziran je i scenarij potrošnje s proširenjem tvornice aluminija (S2-referentni_ALx2). Ukupna potrošnja električne energije na ulazu u prijenosnu mrežu u ovom slučaju predstavlja potrošnju koju je potrebno pokriti proizvodnjom domaćih elektrana (dakle energija na pragu elektrane) i/ili uvozom iz drugih sustava. Drugim riječima ova potrošnja sadrži u sebi sve gubitke (u prijenosu i distribuciji) i potrošnju svih kupaca (uključujući vlastitu potrošnju ili potrošnju za pogon rudnika), ali ne sadrži vlastitu potrošnju hidro i termo elektrana.

Ukupna potrošnja električne energije na ulazu u prijenosnu mrežu ¹						
Scenarij	GWh				%	%/god
	2005.	2010.	2015.	2020.	Ukupni porast 2020./2005.	Godišnja stopa porasta 2020./2005.
Elektroenergetski sustav BiH						
S2-referentni	11343,4	13112,0	15467,9	17878,6	57	3,1
S3-s mjerama	11343,4	13017,7	15098,6	17110,8	50	2,8
S1-niži	11343,4	12970,9	14562,1	16008,6	41	2,3
Federacija BiH						
S2-referentni	7641,7	9050,7	10561,5	12089,1	58	3,1
S3-s mjerama	7641,7	8987,8	10303,6	11548,1	51	2,8
S1-niži	7641,7	9093,0	10010,5	10865,1	42	2,4
Elektroprivreda BiH						
S2-referentni	4189,7	5274,7	6411,7	7748,0	84	4,2
S3-s mjerama	4189,7	5228,2	6259,6	7407,0	76	3,9
S1-niži	4189,7	5361,1	6014,8	6653,0	58	3,1
Elektroprivreda HZHB						
S2-referentni	3452,0	3776,1	4149,8	4341,2	25	1,5
S3-s mjerama	3452,0	3759,7	4044,0	4141,1	20	1,2
S1-niži	3452,0	3731,9	4074,2	4277,5	24	1,4
S2-referentni_ALx2	3452,0	4203,0	6288,5	6482,1	87	4,3
Republika Srpska						
S2-referentni	3454,4	3813,6	4654,5	5513,1	59	3,2
S3-s mjerama	3454,4	3786,6	4551,4	5299,2	53	2,9
S1-niži	3454,4	3634,5	4229,0	4819,6	39	2,2
Distrikt Brčko						
S2-referentni	237,5	238,0	242,1	266,6	12	0,8
S3-s mjerama	237,5	234,0	234,3	253,5	7	0,4
S1-niži	237,5	234,1	236,9	250,4	5,4	0,35
Elektroprivreda RS (zbroj RS i DB)						
S2-referentni	3701,6	4061,3	4906,4	5789,5	56	3,0
S3-s mjerama	3701,6	4029,9	4795,0	5562,7	50	2,8
S1-niži	3701,6	3877,9	4475,2	5079,9	37	2,1

2.3. Proizvodnja električne energije (MODUL 3)

U Modulu 3 predložen je plan razvoja (Master plan) proizvodnje električne energije za Bosnu i Hercegovinu do 2020. godine. Na području BiH postoje tri elektroprivredne tvrtke (Elektroprivreda BiH, Elektroprivreda HZHB i Elektroprivreda RS) koje su nezavisne u izgradnji novih elektrana i odgovorne su za opskrbu kupaca na području koje pokrivaju. Tri elektroprivrede su u većinskom vlasništvu pojedinih entiteta (Federacija BiH i Republika Srpska). Osim toga, postoje i druge tvrtke i inicijative za izgradnju novih elektrana. Problematika se promatra u svjetlu otvaranja tržišta na području BiH i na području jugoistočne Europe. Postojeće stanje u elektroenergetskom sustavu BiH je takvo da je BiH

¹ Za područje Distrikta Brčko prikazana je potrošnja na ulazu u distribucijsku mrežu.

neto izvoznik električne energije, ali postoje značajne razlike u zatvaranju bilance unutar pojedinih elektroprivrednih tvrtki.

Za određivanje Master plana proizvodnje korišten je programski paket WASP-IV. WASP model određuje optimalni plan izgradnje po načelu najmanjeg troška. Ulazni podaci o tehničkim i ekonomskim karakteristikama postojećih elektrana, revitalizacijama postojećih elektrana i elektranama kandidatima prikupljeni su od elektroprivrednih tvrtki. Na području BiH postoji određeni broj projekata koji se mogu realizirati u suradnji sa susjednim državama. Ti projekti nisu razmatrani kao ozbiljni kandidati za izgradnju s obzirom da trenutno nisu definirani odnosi između zainteresiranih strana. Cijene domaćeg ugljena i uvoznog prirodnog plina za proizvodnju električne energije do 2020. godine su pretpostavljene temeljem postojećih cijena u BiH, na regionalnom tržištu i očekivanom razvoju cijena. Predviđena je mogućnost uvoza električne energije uz cijenu 55 €/MWh. Iz Modula 2 preuzeta je potrošnja električne energije na mreži prijenosa za sva tri scenarija (S2 - referentni, S3 - s mjerama i S1 - niži). Optimizacija izgradnje rađena je na razini BiH, na razini dva entiteta i na razini tri elektroprivrede.

Za područje Bosne i Hercegovine u slučaju slobodne izgradnje, tj. slobodne konkurencije među elektranama, za S2 – referentni scenarij potrošnje električne energije rezultati optimizacije ukazuju da prvi veći proizvodni objekt (izuzev HE Mostarsko Blato u izgradnji za koju se očekuje da će ući u pogon 2010. godine) ulazi u pogon 2013. godine (TE Stanari, 389 MW na pragu). Sljedeća elektrana koja ulazi u pogon je TE Tuzla 7 (411 MW na pragu) u 2018. godini i zatim TE Gacko 2 (300 MW na pragu) u 2019. godini. Za slučaj kada postojeće i nove termoelektrane rade s povećanim brojem sati moguće je ostvariti izvoz električne energije u prosječnom iznosu od 2250 GWh/god. Za ovaj scenarij urađena je i analiza osjetljivosti na cijene ugljena. Prema rezultatima te analize u pogon do 2020. godine ulaze termoelektrane Stanari, Tuzla 7 i Kakanj 8. Analiziran je i slučaj u kojem TE Stanari proizvode električnu energiju samo za izvoz. Tada je u razdoblju 2013./2015. potrebno izgraditi drugu elektranu za potrebe kupaca u BiH. U takvom scenariju u pogon do 2020. godine ulaze elektrane Gacko 2, Kongora (jedan blok) i Tuzla 7. Za slučaj razvoja potrošnje električne energije prema scenarijima S3 – s mjerama i S1 – niži u pogon ulazi jedna termoelektrana manje odnosu na scenarij S2 – referentni.

Na razini entiteta Federacija BiH u scenariju S2 - referentni u pogon ulazi određeni broj hidroelektrana i vjetroelektrana. Od termoenergetskih objekata u pogon ulaze TE Kongora (2013., 265 MW na pragu), TE Kakanj 8 (2016., 230 MW) TE Tuzla 7 (2018., 411 MW). Mogućnosti izvoza su na razini 1200 GWh/god. Na području RS postoji potreba za termoelektranom u ili nakon 2017. godine (TE Stanari, 389 MW na pragu). Mogućnosti izvoza su 2260 GWh. U slučaju realizacije projekta TE Stanari u 2013. godini na području RS do 2020. godine treba izgraditi još jednu hidroelektranu.

Tvrtke EP BiH i ERS su neto izvoznici električne energije, dok je EP HZHB neto uvoznik električne energije. Uz pretpostavku pravovremene revitalizacije postojećih proizvodnih jedinica ove dvije tvrtke posjeduju dovoljne proizvodne kapacitete za zadovoljenje potrošnje vlastitih kupaca i zadržavaju povoljnu tržišnu poziciju sa stanovišta mogućnosti izvoza u druge sustave. U obje elektroprivrede postoji potreba za izgradnjom većih termoenergetskih objekata od 2018. godine. U slučaju EP BiH optimalnim se pokazuje izgradnja zamjenskih blokova na lokacijama TE Tuzla 7 (411 MW na pragu) u 2018. godini i Kakanja 8 (230 MW) u 2020. godini. Mogućnosti izvoza su 1900 GWh/god. Na području EP BiH konkurentnost pojedinih projekata umnogome ovisi o politici cijena ugljena u narednom razdoblju. Na području ERS optimalno rješenje sadrži TE Ugljevik 2 (380 MW na pragu) u 2017. godini. Mogućnosti izvoza su 2250 GWh/god. Elektroprivreda HZHB uvozi oko pola od ukupno potrebne električne energije i nema termoelektrane u proizvodnom portfelju. Uz pretpostavku da se izgradnja sustava proizvodnje EP HZHB optimizira s ciljem zadovoljenja ukupne potrošnje na području koje pokriva ova elektroprivreda (dakle uzimajući u obzir i postojeću

potrošnju tvornice aluminija) prvi značajan termoenergetskih objekt ulazi u pogon 2013. godine - TE Kongora - 1 blok, 265 MW na pragu. Nakon izgradnje ovog objekta mogućnosti izvoza su 550 GWh/god. U promatranom razdoblju moguće je izgraditi i određeni broj vjetroelektrana čije lokacije su ispitane ili su u fazi istraživanja. U slučaju povećanja potrošnje proširenjem tvornice aluminija na drugu fazu elektrolize (200 MW) opravdana je izgradnja i drugog bloka u TE Kongora.

Treba imati u vidu da je ulazak u pogon bilo koje elektrane (osim HE Mostarsko Blato u izgradnji) do 2013. godine optimističan cilj s obzirom na vrijeme potrebno za izgradnju hidro i termoelektrana uzimajući u obzir sve potrebne pregradnje. Sa stanovišta EES-a BiH rezultati simulacija ukazuju da u razdoblju do 2013.-2015. (ovisno o scenariju potrošnje) postoji potreba za izgradnjom većeg termoenergetskog objekta reda 300 do 400 MW, ali će realizacija takvog objekta u promatranom razdoblju ovisiti u velikoj mjeri o sposobnostima investitora i pripremljenosti šireg administrativnog sustava.

Provedene analize ukazuju da zajedničko i koordinirano planiranje izgradnje elektrana znači manji ukupni trošak izgradnje. Koordiniranim pogonom sustava moguće je povećati iskoristivost proizvodnih kapaciteta. Osim toga, uz pretpostavljene cijene uvoznog prirodnog plina, plinske elektrane u konkurenciji s domaćim ugljenom ne predstavljaju opciju za proizvodnju električne energije u razdoblju do 2020. godine. Postoji mogućnost izvoza električne energije. Izgradnja elektrana za izvoz električne energije u tržišnim uvjetima je rizična odluka. Osobito je važno sagledavanje budućih obveza BiH u smanjenju emisije ugljikovog dioksida i utjecaj tih odluka na pojedine projekte i djelatnost proizvodnje električne energije u cjelini.

Tablica 1. Pregled troškova pogona i izgradnje u scenariju S2 – referentni za različite razine optimizacije (BiH, entiteti, elektroprivrede) u razdoblju 2008.-2020.

Područje	Vrsta troška milijuni €					Funkcija cilja milijuni €	
	Gorivo	Pogon i održavanje	Izgradnja	Uvoz	Ukupno	FC 2020.	FC 2030.
EES BiH	2374,9	2176,1	2025,7	47,6	6624,3	3656,2	5349,3
Fed BIH	1973,5	992,2	1776,4	90,6	4832,7	2748,4	3857,0
RS	332,3	1107,6	1233,1	0,0	2673,0	1493,8	1961,1
Zbroj po entitetima	2305,8	2099,8	3009,5	90,6	7505,7	4242,2	5818,1
EP BiH	1335,8	677,8	1487,9	0,0	3501,5	1864,9	2709,2
EP HZHB	147,0	288,8	1029,2	497,9	1962,9	1347,5	1528,9
ERS	348,1	1104,2	1229,1	0,0	2681,4	1497,8	1993,1
Zbroj po EP	1830,9	2070,8	3746,2	497,9	8145,8	4710,2	6231,3

Tablica 2. Pregled novoizgrađenih proizvodnih kapaciteta, mogućnosti izvoza, potrošnje ugljena i emisije CO₂ u scenariju S2 – referentni za različite razine optimizacije (BiH, entiteti, elektroprivrede) u razdoblju 2008.-2020.

Područje	Snaga novih elektrana MW				Mogućnosti izvoza GWh/god	Potrošnja ugljena milijun tona		Emisija CO ₂ milijun tona	
	HE	TE	VE	Ukupno		Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom
EES BiH	60	1030	0	1090	1920	124,4	152,8	124,4	151,9
Fed BiH	136	906	50	1092	1190	87,8	104,2	91,3	107,8
RS	273	389	0	662	2265	25,4	58,3	21,5	50,9
Zbroj po entitetima	409	1295	50	1754	3455	113,2	162,5	112,8	158,7
EP BiH	254	641	0	895	1890	55,1	81,8	60,2	88,4
EP HZHB	231	265	300	796	555	13,1	18,7	9,6	13,7
ERS	273	380	0	653	2250	23,7	48,3	22,1	50,9
Zbroj po EP	758	1286	300	2344	4695	92,0	148,9	92,0	153,0

2.4. Prijenosna mreža (MODUL 4)

U sklopu ovog modula pripremljen je plan ulaganja u prienosnu mrežu za 13-godišnje razdoblje (2007. – 2020.) te su sagledane dodatne investicije potrebne za vođenje sistema.

Plan razvoja prienosne mreže temelji se na kriterijima definiranim unutar Mrežnog kodeksa, a izrađen je u skladu s optimalnim planom izgradnje novih elektrana na području BiH, referentnim scenarijem potrošnje električne energije i opterećenja EES, te planom razvoja distribucijske mreže. Planirana konfiguracija prienosne mreže provjerena je s obzirom na nesigurnosti koje predstavljaju izrazito utjecajan faktor u dimenzioniranju prienosne mreže i izazivaju značajan rizik za pojedine investicije.

Prema optimalnom scenariju ulaska u pogon novih elektrana unutar BiH, u razmatranom razdoblju do 2020. godine planirana je gradnja HE Mostarsko Blato, TE Stanari i TE Gacko 2. Prognozirana vršna opterećenja EES za razmatrane vremenske presjeke u referentnom scenariju iznose 2196 MW u 2010. godini, 2537 MW u 2015. godini, te 2958 MW u 2020. godini. Na temelju zabilježenog stanja karakterističnog po vršnom opterećenju BiH 2006. godine postavljen je model sistema u PSS/E formatu koji je poslužio za daljnje proračune.

Za izgradnju i revitalizaciju prienosne mreže BiH, te u sistem vođenja, trebat će u razmatranom razdoblju do 2020. godine uložiti oko 279 mil. €, od čega oko 59 % u razvoj i izgradnju (164 mil. €), oko 38 % u revitalizaciju (107 mil. €), te 3 % u sistem vođenja (8 mil. €) (tablica 5). Najveći dio sredstava namijenjenih za razvoj i revitalizaciju odnosi se na 110 kV mrežu. U razdoblju do 2020. godine trebati će izgraditi oko 550 km novih vodova 110 kV, revitalizirati oko 1282 km vodova 110 kV te 95 km vodova 220 kV. Investicije u 400 kV mrežu bit će zanemarive, a odnose se samo na priključak novih proizvodnih postrojenja (uvod/izvod postojećih vodova, nova polja 400 kV, nove TS 400/110 kV). Razvoj 220 kV mreže će stagnirati, a eventualno će trebati formirati ili pojačavati pojedine transformacije 220/110 kV (CHE Čapljin, Zenica 2).

Tablica 3. Zaključci modula 4

Rb	Zaključci
1.	Na sadašnjoj razini izgrađenosti prijenosne mreže BiH sigurnost pogona je nezadovoljavajuća unutar 110 kV mreže Hercegovine, 110 kV mreže banjalučkog područja, te 110 kV mreža Sarajeva i Tuzle.
2.	S aspekta naponskih prilika izgrađenost mreže 110 kV je nezadovoljavajuća u Hercegovini, a naponski problemi mogu se očekivati i na području Goražda, Foče i Pala radi trenutne neraspoloživosti transformatora 400/110 kV u Višegradu.
3.	Radi isključenosti voda 110 kV Bijeljina – Lešnica između BiH i Srbije smanjena je sigurnost napajanja područja Bijeljine i Brčkog pa je poželjno postići dogovor s EMS o trajnom pogonu tog voda.
4.	U situaciji pune raspoloživosti svih vodova i transformatora isti su relativno slabo opterećeni, te postoji dovoljno rezerve za daljnji porast opterećenja i prijenos električne energije.
5.	Unutar današnje konfiguracije prijenosne mreže BiH postoji dvadesetak radialno napajanih TS 110/x kV sa strane 110 kV mreže. U budućnosti je potrebno osigurati dvostrano napajanje svih TS 110/x kV.
6.	Unutar današnje konfiguracije prijenosne mreže BiH postoji nekoliko krutih točaka koje smanjuju pouzdanost i sigurnost napajanja potrošača. U budućnosti je iste potrebno otklanjati.
7.	U razdoblju do 2010. godine potrebno je provoditi aktivnosti na sanaciji ratnih šteta (110 kV mreža Hercegovine, Sarajeva i dr.), priključiti HE Mostarsko Blato na EES, dovršiti izgradnju DV 110 kV trenutno u fazi gradnje ili pripreme gradnje (uvod DV 110 kV Tomislavgrad – Livno i Tomislavgrad – Rama u TS Tomislavgrad, Kotor Varoš – Ukrina, Ugljevik – Brčko 2, Nevesinje – Gacko i dr.), izgraditi i priključiti na 110 kV mrežu nove TS 110/x kV, priključiti po principu ulaz/izlaz eventualno nove vjetroelektrane u Hercegovini, te provoditi aktivnosti na revitalizaciji vodova i transformatorskih stanica.
8.	Radi priključka razmatranih VE na području Hercegovine po principu ulaz/izlaz na postojeće 110 kV vodove (VE Mesihovina, VE Borova Glava, VE Velika Vlačina, VE Kamena) nije potrebno dodatno pojačavati mrežu, a iste povoljno djeluju na rasterećenja kritičnih vodova 110 kV i transformacije 220/110 kV u Mostar 4.
9.	U razdoblju između 2010. i 2015. godine potrebno je formirati TS 400/110 kV Stanari1-Doboj, te je priključiti na DV 400 kV Banja Luka 6 – Tuzla neovisno o dinamici izgradnje TE Stanari.
10.	Radi manjih investicija u pojačanja i revitalizaciju mreže u razmatranom je razdoblju između 2010. i 2015. godine povoljno uložiti novčana sredstva za osiguravanje dvostranog napajanja svih TS 110/x kV sa strane 110 kV mreže, te rješavanje problematike krutih spojeva u mreži.
11.	U razdoblju između 2015. i 2020. godine potrebno je mrežu pojačati 110 kV vodovima TE Tuzla – Lukavac (3) i Banja Luka 1 – Banja Luka 6 (3), formirati TS 220/110 kV CHE Čapljina (1x150 MVA), te ugraditi treći transformator 220/110 kV u TS Zenica 2.
12.	Ukoliko se s EMS ne postigne sporazum o trajnom pogonu voda Bijeljina 4 – Lešnica u razdoblju 2015. – 2020. godine potrebno je ugraditi drugi transformator 400/110 kV u TE Ugljevik i sagraditi drugi vod 110 kV Ugljevik – Brčko 2 (2).
13.	Na temelju izvršenih proračuna ocjenjujemo da 400 kV mrežu neće trebati posebno pojačavati u odnosu na današnje stanje. Značaj novih interkonektivnih dalekovoda DV 400 kV Banja Luka 6 – Tumbri i Višegrad – Pljevlja nije prepoznat u studiji razvoja regionalne prijenosne mreže u sklopu GIS projekta, a isto vrijedi i za proračune izvršene unutar ove studije. Takav zaključak ne treba spriječiti mjerodavne institucije da i dalje rade na projektima izgradnje novih 400 kV vodova, no za svaki projekt potrebno je studijom izvodljivosti dokazati njegovu tehno-ekonomsku opravdanost.
14.	Ovisno o izgradnji novih elektrana u BiH, planirana konfiguracija prijenosne mreže omogućava značajan izvoz električne energije bez dodatnih pojačanja 400 kV mreže.

15.	Planirana konfiguracija prijenosne mreže, predviđena ovom studijom, omogućava priključak većih elektrana unutar BiH i njihovo sudjelovanje na regionalnom tržištu električne energije.
16.	U slučaju izgradnje velikih termoenergetskih objekata izuzev onih uključenih u optimalan plan izgradnje elektrana (TE Stanari, TE Gacko 2) poput TE Ugljevik 2, TE Kongora, TE Bugojno, TE Tuzla 7, TE Kakanj 8, biti će potrebno formirati nove veze 400 kV unutar BiH prvenstveno radi priključka tih elektrana (odnosi se na TE Bugojno i TE Kongoru), te dodatno pojačati instalirane snage transformacije TS 400/(220)/110 kV i dijelove 110 kV mreže.
17.	U razmatranom razdoblju između 2007. i 2020. godine biti će potrebno osigurati rezervu primarne P/f regulacije u rasponu od 15 MW do 21 MW, sekundarne P/f regulacije u rasponu od 61 MW do 78 MW, te tercijarne P/f regulacije u rasponu od 280 MW do 390 MW.
18.	Unutar EES BiH postoje dovoljne mogućnosti Q/U regulacije koristeći sinkrone generatore i mrežne transformatore pa neće biti potrebno ugrađivati dodatne kompenzacijske uređaje.
19.	Radi osiguravanja dovoljnih rezervi P/f i Q/U regulacije potrebno je uvesti naknadu proizvođačima za pružanje takvih pomoćnih usluga koja će ih stimulirati da iskazuju stvarne mogućnosti svojih generatora za sudjelovanje u pomoćnim uslugama, a isto vrijedi i za ostale pomoćne usluge (npr. crni start).
20.	U razdoblju do 2020. godine biti će potrebno uložiti oko 8 mil. € u sistem vođenja, prvenstveno u izgradnju back-up dispečerskog centra, projekt očitavanja brojila te hardware-sku i software-sku opremu za potrebe vođenja sistema u uvjetima tržišta električnom energijom.
21.	Ukupne investicije potrebne za razvoj i revitalizaciju prijenosne mreže do 2020. godine te sistem vođenja procjenjuju se na oko 279 mil. €, od čega će za razvoj trebati uložiti oko 59 % tog iznosa (164 mil. €), u revitalizaciju 38 % tog iznosa (107 mil. €), te 3 % u sistem vođenja (8 mil. €).
22.	Ukoliko se investicije u razvoj i revitalizaciju prijenosne mreže te sistem vođenja ravnomjerno rasporede po petogodištima, u razdoblju do 2010. godine trebati će ulagati oko 31 mil. €/godišnje, u razdoblju između 2010. i 2015. godine oko 21 mil. €/godišnje, dok će u razdoblju između 2015. i 2020. godine trebati ulagati oko 16 mil. €/godišnje.
23.	Novčana sredstva potrebna za razvoj i revitalizaciju prijenosne mreže potrebno je osigurati iz naknada za prijenos električne energije, a dijelom i iz sredstava prikupljenih od alokacije prekograničnih kapaciteta i tranzita za potrebe trećih strana, te eventualno kreditnim zaduživanjem.

Tablica 4. Preporuke modula 4

Preporuka	Nadležna institucija	Rok provedbe
Provesti aktivnosti na sanaciji preostalih ratnih šteta.	Elektroprijenos BiH	2008.
Uvesti naknade za pružanje pomoćnih usluga sistemu.	DERK	2008.
Provesti projekt očitavanja brojila.	NOS BiH	2008.
Formirati back-up dispečerski centar.	NOS BiH	2009. – 2010.
Nabaviti hardware i software za potrebe vođenja sistema u tržišnim uvjetima.	NOS BiH	2009. – 2012.
Obnoviti 110 kV mrežu u Hercegovini.	Elektroprijenos BiH	2008.
Povećati prijenosne moći DV 110 kV u Hercegovini, Banja Luci, Tuzli.	Elektroprijenos BiH	2008.
Osigurati dovoljnu rezervu P/f regulacije.	NOS BiH	do 2020.
Formirati TS 400/110 kV Stanari ili Doboj 4.	Elektroprijenos BiH	2010. – 2015.
Rješavati dvostrano napajanje TS 110/x kV sa strane 110 kV mreže.	Elektroprijenos BiH	2010. – 2015.
Rješavati krute spojeve u mreži.	Elektroprijenos BiH	2010. – 2015.
Formirati TS 220/110 kV CHE Čapljina (1x150 MVA)	Elektroprijenos BiH	2015. – 2020.
Pojačati 110 kV mrežu Tuzle i Banja Luke.	Elektroprijenos BiH	2015. – 2020.
Ugraditi treći transformator 220/110 kV u TS 220/110 kV Zenica 2.	Elektroprijenos BiH	2015. – 2020.
Ugraditi drugi transformator 400/110 kV u Ugljeviku i sagraditi drugi vod 110 kV od Ugljevika prema Brčkom.	Elektroprijenos BiH	2015. – 2020.
Izvršiti update i nadogradnju opreme za potrebe vođenja sistema u tržišnim uvjetima.	NOS BiH	2013. – 2020.

Tablica 5. Pregled ulaganja u prijenosnu mrežu u 000 € (modul 4)

	do 2010.	2011.- 2015.	do 2020.
Sistem vođenja (prvenstveno izgradnja back-up dispečerskog centra, projekt očitavanja brojila te HW i SW oprema za potrebe vođenja)		8 000	
Razvoj i revitalizacija prijenosne mreže	31 000/god.	21 000/god.	16 000/god.
UKUPNO (sistem vođenja 8%, razvoj 59%, revitalizacija 38%)		279 000	

2.5. Distribucija električne energije (MODUL 5)

U okviru ovog modula razmatrana je djelatnost distribucije električne energije koju u elektroenergetskom sustavu BiH obavlja osam operatera distribucijskog sustava: Elektroprivreda Bosne i Hercegovine (EPBiH), Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg Bosne (EPHZHB), Elektrodistribucija Distrikta Brčko (EDBD) i pet korisnika dozvole za distribuciju električne energije u vlasništvu Elektroprivrede Republike Srpske (ERS): Elektrokrajina, Elektro Doboj, Elektro Bijeljina, Elektrodistribucija Pale i Elektrohercegovina. Od ukupno 1.331.000 kupaca električne energije, EPBiH opskrbljuje 48%, EPHZHB 13%, ERS 37% i EDBD 2%. Ukupna bruto potrošnja (s uključenim gubicima) električne energije na razini distribucije Bosne i Hercegovine je 3.632 GWh, sa sljedećim udjelima pojedinih operatera distribucijskog sustava: EPBiH 44%, EPHZHB 15%, ERS 38% i EDBD 3%. Pritom su gubici i neregistrirana potrošnja električne energije na prihvatljivoj razini samo u EPBiH, dok su u slučaju ostalih operatera mreže dva ili više puta veći od prihvatljive razine.

Na području Bosne i Hercegovine u pogonu je 121 TS 110/SN u vlasništvu Elektroprijenosa BiH, preko kojih se opskrbljuju kupci na 35 kV, 10(20) kV i niskom naponu te 7 industrijskih u vlasništvu kupaca na 110 kV. U vlasništvu (punom ili djelomičnom) operatera distribucijske mreže je 179 TS 35/SN te preko 2.000 km vodova 35 kV. Izravna transformacija prevladava na području Elektrokrajine (ERS) i ED Sarajevo (EPBiH), a u velikoj mjeri je prisutna u DP Jug i DP Centar (EPHZHB) te ED Bihać (EPBiH). Mreža 35 kV je izrazito razvijena u ED Tuzla (EPBiH) i Elektro Doboj (ERS). Ukupna duljina mreže 10(20) kV na području Bosne i Hercegovine je 21.930 km, mreže niskog napona 62.400 km, a transformaciju SN/NN čini 19.540 transformatorskih stanica ukupne ugrađene snage 5.340 MVA. U pogonu na naponskoj razini 20 kV je 4% transformacije u EPBiH i 24% u ERS, što daje udio oko 12% na razini Bosne i Hercegovine. Ostatak transformacije je u pogonu na 10 kV, a udio ugrađenih preklopivih transformatora 10(20)/0,4 kV je 28% u EPBiH i 5% u ERS, odnosno 12% na razini Bosne i Hercegovine. U mreži niskog napona relativno visoki je udio nadzemne mreže izvedene samonosivim kabelskim snopom, što upućuje na zaključak da je provedena značajna obnova mreže niskog napona, ali je unatoč tome još uvijek gotovo 30% mreže vrlo malog presjeka (Al/Fe 25 mm² ili manjeg). Prosječna duljina mreže niskog napona po transformatorskoj stanici SN/NN je od 2,7 km u EPHZHB, preko 3,0 km u EPBiH, 3,7 u EDBD do 3,9 u ERS, što daje prosjek 3,4 km na razini Bosne i Hercegovine. To je vrlo velika

duljina u usporedbi s prosjekom u drugim zemljama, primjerice u Francuskoj 1 km i Hrvatskoj 2,6 km (podaci za 1996. godinu).

Razvoj sustava distribucije električne energije temelji se na nekoliko jednostavnih načela. Na razini srednjeg napona cilj je postojeći sustav, temeljen na dva stupnja transformacije (110/35 kV i 35/10 kV) i dvije mreže srednjeg napona (35 kV i 10 kV) transformirati u sustav s jednom razinom srednjeg napona (20 kV) i jednom izravnom transformacijom (110/20 kV). Dakle, preporučena je primjena dva djelomično povezana načela: postupna zamjena naponske razine 10 kV sa 20 kV i postupno uvođenje izravne transformacije 110/10(20) kV te ukidanje mreže 35 kV. Radi se o dugoročnom i nejednolikom procesu, koji u nadzemnoj vangradskoj mreži započinje zamjenom naponske razine 10 kV sa 20 kV, a u gradovima uvođenjem izravne transformacije 110/10 kV. Pitanje smisla obnove postojeće i moguće izgradnje nove mreže 35 kV i transformacije 35/10(20) kV u vangradskim područjima je sljedeća faza, koja mora uzeti u obzir sve bitne lokalne osobine distribucijske mreže. Čitav proces završava prijelazom gradske kabelske mreže na pogon na naponskoj razini 20 kV.

Razvoj mreže niskog napona usmjeren prema strukturi postignutoj u razvijenim sustavima treba temeljiti na sljedećim načelima: kratki izvodi niskog napona i pojednostavnjene TS 10(20)/0,4 s transformatorima relativno male nazivne snage. U skladu s takvim ciljevima, nisu planirana veća ulaganja u vodove niskog napona, već rješavanje opskrbe povećanog opterećenja kroz povećanje broja izvoda niskog napona, što se postiže ugradnjom novih TS 10(20)/0,4 kV u postojeću mrežu.

Pri planiranju razvoja složenog sustava kakav je distribucija električne energije potrebno je planirati stalnu modernizaciju, odnosno postupnu zamjenu pojedinih uređaja novim i modernijim te ugradnju suvremenih uređaja koji doprinose pouzdanijem pogonu distribucijske mreže i kvalitetnijem napajanju njenih korisnika. Tu se u prvom redu misli na dugoročne strateške projekte, na primjer smanjenje gubitaka električne energije i snage, smanjenje neovlaštene potrošnje rekonstrukcijom priključaka i postavljanjem mjernih mjesta na fasadu ili granicu vlasništva posjeda, automatizaciju i daljinsko upravljanje mrežom, ugradnju elektroničkih brojila električne energije, omogućavanje daljinskog očitavanja i upravljanja potrošnjom i slično.

Glavne preporuke za razvoj djelatnosti distribucije električne energije su sažete u slijedećoj preglednoj tablici.

Tablica 6. Preporuke za razvoj djelatnosti distribucije električne energije do 2020. godine

PODRUČJE DJELOVANJA	PREPORUKA
Transformacija VN/SN	Postupni prijelaz na izravnu transformaciju 110/10(20) kV; u gradovima 110/10 kV, u vangradskim mrežama 110/20 kV
	Tipizirati pojednostavnjene jednotransformatorske TS 110/10(20) kV s transformatorom male snage (8 ili 10 MVA)
	Primjena plinom izoliranih postrojenja s vakuumskim prekidačima i integriranom numeričkom zaštitom na srednjem naponu

Mreža 35 kV	Postupno ukidanje naponske razine 35 kV; dinamika ovisi o lokalnim specifičnostima distribucijske mreže
	Korištenje na naponskoj razini 20 kV
Transformacija 35/SN	Postupno ukidanje i zamjena izravnom transformacijom 110/10(20) kV
	U slučaju izgradnje novih ili obnove postojećih ugrađivati 20 kV opremu i po potrebi planirati buduću dogradnju u TS 110/10(20) kV
Mreža 10(20) kV	Primjena plinom izoliranih postrojenja s vakuumskim prekidačima i integriranom numeričkom zaštitom na srednjem naponu
	Postupna zamjena naponske razine 10 kV sa 20 kV; dugoročni proces koji započinje u vangradskim mrežama, a završava u gradskim kabelskim
	Novi nadzemni vodovi na betonskim ili drvenim stupovima
	Tipski vodiči nadzemnog voda Al/Fe 95 mm ² , a kabelskog Al 150 mm ² ili Al 185 mm ²
	Kvalitetu električne energije održavati na definiranoj razini primjenom indikatora kvarova, prekidača ili daljinski upravljanih rastavljača na stupovima vodova 10(20) kV i automatskih regulatora napona u posebnim slučajevima dugačkih izvoda 10(20) kV
Između bliskih izvoda 10(20) kV graditi povezne 10(20) kV vodove; osobito korisno u mrežama 20 kV	
TS 10(20)/0,4 kV	Primjenjivati plinom izolirana postrojenja (RMU) u KTS SN/NN
	Na područjima na kojima se planira prijelaz na 20 kV ugrađivati preklopive ili prespojive transformatore
	Ugrađivati transformatore sa smanjenim gubicima nakon definiranja primjerenih optimalnih parametara
	U vangradskim mrežama koristiti transformatore male snage (50 MVA i manje)
Mreža niskog napona	Ugradnja većeg broja pojednostavnjenih TS 10(20)/0,4 kV male snage u postojeću mrežu radi skraćivanja izvoda niskog napona
	Primjena samonosivih kabelskih snopova u nadzemnim mrežama
Upravljanje mrežom	Opremanje distribucijskih dispečerskih centara za automatsko i daljinsko upravljanje mrežom srednjeg napona
	MTU sustav, optička komunikacija, PLC
Uređenje priključaka	Premještanje mjernih mjesta na fasadu ili granicu posjeda i/ili ugradnja brojila s daljinskim očitanjem i upravljanjem

Daljnja specijalistička istraživanja	Parametri transformatora 10(20)/0,4 kV sa smanjenim gubicima
	Procjena gubitaka električne energije
	Preporuke za smanjenje gubitaka i neregistrirane potrošnje električne energije
	Strategija zamjene brojila za pojedine kategorije kupaca

Na temelju navedenih kriterija dobiven je potrebn i iznos i dinamika ulaganja u distribucijsku djelatnost na području Bosne i Hercegovine, koji je po operatorima distribucijskog sustava i po entitetima prikazan u slijedećoj tablici. Udjeli pojedinih operatora distribucijske mreže u ukupnim troškovima distribucijske djelatnosti na razini BiH su: EPBiH 40%, EPHZHB 12%, ERS 46% i EDBD 2%.

Tablica 7. Pregled ulaganja u distribucijsku djelatnost u 000 € (modul 5)

	do 2010.	od 2011. do 2015.	od 2016. do 2020.	UKUPNO
Bosna i Hercegovina	332.420	312.023	272.960	917.403
Federacija Bosne i Hercegovine	169.083	164.683	143.739	477.505
Elektroprivreda Republike Srpske	157.351	141.017	124.652	423.020
Elektrodistribucija Distrikta Brčko	5.986	6.323	4.569	16.878
Elektroprivreda Bosne i Hercegovine	129.011	124.595	109.147	362.753
Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg Bosne	40.073	40.089	34.593	114.755

Navedena ulaganja odgovaraju procjenama temeljenim na zadanim kriterijima i u prvom redu omogućavaju zadovoljavajuću kvalitetu opskrbe električnom energijom u pogledu potreba djelatnosti distribucije električne energije, odnosno svojevrsne minimalne potrebe za zadovoljavajuće obavljanje djelatnosti distribucije električne energije. Njihov mogući ograničavajući utjecaj na ostale aktivnosti elektroprivrednih kompanija ne treba ni u kojem slučaju promatrati kao konačan ili obvezujući, jer predloženi plan ne sprječava dodatna ulaganja u skladu s ambicioznijom poslovnom politikom elektroprivrednih kompanija. Osim toga, kako je distribucija električne energije djelatnost lokalnog karaktera, planove izgradnje pojedinačnih većih objekata (TS 110/SN, vodova 35 kV, TS 35/SN) ne treba u dugoročnom razdoblju smatrati konačnim, već je uvijek moguća potreba većeg ili manjeg dodatnog usklađenja s detaljnijim lokalnim razvojnim planovima.

2.6. Okvir za regulaciju i restrukturiranje elektroenergetskog sektora (MODUL 6)

U ovom modulu daje se pregled dokumenata EU relevantnih za elektroenergetsku politiku BiH, analiziraju preuzete međunarodne obveze BiH, prikazuje pravni, regulatorni i institucionalni okvir elektroenergetskog sektora BiH te navode osnovne karakteristike domaćeg i regionalnog tržišta električne energije. Nadalje, iznose se uočeni problemi u provedbi reforme elektroenergetskog sektora u EU27, u zemljama regije te u BiH i predlaže tridesetak normativnih i organizacijskih aktivnosti za otklanjanje uočenih barijera.

Nakon završetka ratnog razdoblja u BiH usvojena su pravna i organizacijska rješenja kojima se nastojalo uravnotežiti interese sva tri konstitutivna naroda, što je rezultiralo poteškoćama u provođenju reforme elektroenergetskog sektora u skladu s direktivama EU. Proces reforme elektroenergetskog sektora u BiH iniciran je 2000. godine, pa se nakon sedmogodišnjeg razdoblja reforme, više od šezdeset usvojenih akata, pet osnovanih novih institucija/subjekata te više od pedeset izdanih licenci, može konstatirati da je planirani učinak izostao jer: 1) tržište električne energije u BiH praktično nije započelo s radom, 2) praktično nema novih aktivnih komercijalnih elektroenergetskih kompanija, 3) nema tržišnog formiranja cijena, 4) nema promjene opskrbljivača, 5) sve tri elektroprivrede u BiH i dalje imaju tržišnu moć na svom području i nema međusobnog preuzimanja tržišta, odnosno ulaska na druga tržišta, 6) nije došlo do razdvajanja djelatnosti proizvodnje i distribucije elektroenergetskih kompanija u FBiH, kao ni razdvajanja djelatnosti distribucije i opskrbe u BiH, 7) nije došlo do restrukturiranja sektora ugljena u FBiH, 8) nisu definirane i usuglašene efikasne i transparentne procedure za izbor novih proizvodnih objekata u BiH, 9) nije uspostavljen zadovoljavajući sustav zaštite socijalno ugroženih kategorija kupaca, itd.

Kao prepreke razvoju tržišta električne energije u BiH uočeni su: 1) nedovršenost pravnog okvira elektroenergetskog sektora, 2) nepotpuno definiranje modela tržišta, 3) poteškoće u funkcioniranju tržišta, 4) problem održavanja sigurnosti opskrbe, 5) problem regulacije javne usluge i zaštite socijalno ugroženih kategorija kupaca te 6) niska cijena električne energije i tarifa za regulirane djelatnosti.

Jedan od osnovnih prijedloga za uklanjanje barijera u reformi sektora je prijedlog za usporednom izradom strategija razvoja energetskeg sektora BiH i entiteta. Pri tom autori smatraju da, s jedne strane, strategija BiH ne bi trebala predstavljati sumu strategija entiteta, niti je, s druge strane, u ovom trenutku, moguće izraditi strategiju BiH bez uvažavanja ustavnih nadležnosti entiteta za energetiku. Istodoban rad na strategijama harmonizirao bi aktivnosti u cilju formiranja jedinstvenog tržišta BiH te ispunjenja preuzetih međunarodnih obveza.

Uz izradu strategija razvoja energetskeg sektora, predlaže se i izrada energetskeg zakona na državnoj razini. Njime bi se, kao temeljnim aktom za područje energetike BiH, definirala odnosno detaljnije razradila sljedeća pitanja važna za uspostavu jedinstvenog tržišta BiH: 1) planiranje energetskeg razvoja BiH (izrada i provedba strategije i drugih razvojnih dokumenata), 2) donošenje dugoročnih i godišnjih energetskeg bilanci za BiH, 3) sigurnost opskrbe energijom u BiH, 4) uspostava modela poticanja proizvodnje električne energije iz postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije i kogeneracijskih postrojenja te provedba mjera učinkovitog korištenja energije, 5) transport energije umreženim sustavima, 6) cjelovito definiranje obaveze javne usluge, 7) licenciranje energetskeg djelatnosti (jedinstveni kriteriji, uvjeti i rokovi licenciranja, važenje na cijelom teritoriju BiH), 8) jedinstvena metodologija tarifiranja reguliranih djelatnosti u BiH, 9) jedinstvena dinamika i uvjeti otvaranja tržišta energije u BiH (promjena opskrbljivača), 10) pravni status operatora tržišta energije i 11) odgovornost za koordinaciju procesa reforme sektora u BiH.

Energetski zakon BiH temeljio bi se na načelu funkcioniranja jedinstvenog energetskeg tržišta BiH odnosno: 1) načelu jedinstvenog funkcioniranja, vođenja i regulacije transporta energije umreženim sustavima u BiH (dakle elektroenergetskog i plinskog sustava), 2) načelu pravnog i funkcionalnog razdvajanja djelatnosti transporta energije od ostalih djelatnosti, 3) načelu jedinstvene metodologije tarifiranja za regulirane djelatnosti na cijelom teritoriju BiH, 4) načelu jedinstvenog sustava licenciranja te 5) načelu jedinstvene dinamike otvaranja tržišta i uvjeta promjene opskrbljivača. Predložena načela ne zadiru u postojeće zakonske i vlasničke odnose nad energetskeim sektorom i njihova provedba ne prejudicira eventualne promjene vlasničke strukture u budućem razdoblju.

Nadalje, autori predlažu da se u razradi predloženog načela jedinstvene regulacije ustraje na sadržaju jedinstvene regulacije, a ne na njezinoj formi (na broju regulatornih komisija), što bi unutar važećih ustavnih rješenja i organizacije vlasti u BiH zasigurno skrenulo pozornost s bitnih aspekata jedinstvene regulacije te izazvalo zastoje u cijelom procesu reforme. Predložen pristup u konačnici bi mogao rezultirati i osnivanjem jedne regulatorne komisije na državnoj razini, što u ovom trenutku nije nužno odrediti kao prioritet reforme.

U ovom radu autori su razmotrili i postojeći organizacijski model prijenosne djelatnosti te zaključili da postojeće rješenje s dva razdvojena subjekta (NOS BiH i Elektroprijenos-Elektroprenos) nije u suprotnosti s pravnom stečevinom EU, niti je barijera u funkcioniranju elektroenergetskog sustava i razvoju tržišta. Stoga, uvažavajući složenost organizacije elektroenergetskog sektora u BiH autori smatraju da bi otvaranje pitanja integriranja navedenih dvaju subjekata vjerojatno dodatno usporilo reformu sektora, pa predlažu zadržavanje postojećeg modela.

Značajniju barijeru razvoju tržišta predstavlja i postupak izgradnje novih proizvodnih objekata koji nije dovoljno koordiniran i transparentan u oba entiteta te nije u potpunosti sukladan direktivama EU. Stoga autori predlažu usvajanje jedinstvenog dokumenta kojim bi se definirala politika izgradnje proizvodnih objekata u BiH usklađena s Direktivom 2003/54/EZ, kao i detaljni uvjeti i kriteriji odgovarajućeg natječajnog postupka. Također, autori sugeriraju uspostavu jedinstvenog servisa na razini BiH u kojem bi potencijalni investitori mogli dobiti informacije o svim radnjama i dokumentima potrebnim za izgradnju proizvodnog objekta (po načelu „one-stop-shop“).

S aspekta razdvajanja elektroenergetskih djelatnosti neophodno je nastaviti aktivnosti na provođenju računovodstvenog, funkcionalnog i pravnog razdvajanja djelatnosti, posebice distribucijske od proizvodne djelatnosti (što je već provedeno u RS, ali ne i u FBiH) te razdvajanje distribucijske djelatnosti na distribucijsku mrežu i opskrbu električnom energijom. Ukoliko se zadrži vertikalna struktura elektroprivrednih tvrtki, važan budući korak je i upravljačko razdvajanje koje podrazumijeva da osoba odgovorna za rukovođenje vertikalno integriranog (holding) poduzeća ne smije sudjelovati u rukovođenju ovisnih društava, odnosno da uprava operatora distribucijskog sustava mora djelovati neovisno o djelatnosti proizvodnje i opskrbe električnom energijom. Vladajuće društvo u vertikalno integriranom poduzeću može odobravati godišnje financijske planove ovisnih društava, ali ne i davati upute i naloge ovisnim društvima o svakodnevnom poslovanju.

Jedan od značajnih problema u stvarnom otvaranju tržišta je i niska razina reguliranih cijena električne energije zbog koje kvalificirani kupci nastoje zadržati status tarifnog kupca, a čime tržište praktično gubi smisao. Potpuno je neodrživo da na temelju niske, socijalno definirane cijene električne energije industrijski potrošači ostvaruju dobit, uz istodobne gubitke elektroprivrednih kompanija. Time se izravno ugrožava i sigurnost opskrbe tarifnih kupaca. Stoga, autori predlažu rješenje unutar kojega jedino domaćinstva i malo poduzetništvo mogu uživati jamstvo javnih usluga u pogledu reguliranih cijena, a srednji i veliki kvalificirani kupci

trebaju potražiti električnu energiju na otvorenom tržištu. Ukoliko država ocijeni da postoje određene kategorije kupaca od posebnog državnog interesa, potrebno je njihov status regulirati na nedvosmislen i transparentan način te mimo zadiranja u poslovanje elektroprivrednih kompanija osigurati sredstva kojima će se omogućiti financiranje, odnosno subvencioniranje takvih kupaca, vodeći pri tom računa da preuzeta pravna stečevina EU ne dopušta bilo kakvu javnu pomoć koja davanjem prednosti određenim poduzećima može narušiti tržišno natjecanje.

Poseban problem u reformi elektroenergetskog sektora predstavlja planirana integracija rudnika ugljena u EP BiH. Autori predlažu da se u elektroprivredu integrira dio rudnika koji nije opterećen kadrovskim i finansijskim problemima, a da se postojeći socijalni problemi riješe izvan elektroprivrede. Ovakvim pristupom izbjegla bi se moguća destabilizacija EP BiH zbog problema rudnika, odnosno omogućio bi se razvoj rudnika i elektroprivrede. Autori sugeriraju da se ovaj projekt realizira na način da EP BiH otkupi imovinu rudnika i preuzme njihove zaposlenike koji će nastaviti raditi u okviru EP BiH, a da se sredstva od te transakcije upotrijebe za socijalno zbrinjavanje preostalih zaposlenika rudnika.

Konačno, u slijedećoj tablici navode se značajnije preporučene normativne aktivnosti.

Tablica 8. Značajnije preporučene normativne aktivnosti

Preporuka	Nadležna institucija	Rok provedbe
Energetski zakon na državnoj razini	Parlamentarna skupština BiH	tijekom 2008.
Energetska strategija na državnoj i entitetskim razinama	Savjet ministara BiH, Vlada FBiH, Vlada RS	9-12 mjeseci nakon izrade ove studije
<ul style="list-style-type: none"> • Pravilnik o priključcima na distribucijsku mrežu • Cjenik troškova priključka na distribucijsku mrežu • Procedure za rješavanje prigovora krajnjih kupaca 	JP EP BiH, JP EP HZ HB	u roku od 4 mjeseca od dana stupanja na snagu Općih uvjeta za isporuku električne energije
Opći uvjeti za isporuku električne energije FBiH	FERK	prva polovica 2008.
Mjerna pravila elektroenergetskog sustava FBiH	FERK	prva polovica 2008.
Mrežna pravila za distribucijsku mrežu	FERK	prva polovica 2008.
Unaprijeđena Pravila o dodjeli prekograničnih prijenosnih kapaciteta	DERK	prvi kvartal 2008.
Pravila, procedure i troškove priključka na prijenosnu mrežu	DERK	prvi kvartal 2008.
Propisi o poticanju obnovljivih izvora energije i energetske efikasne kogeneracije	Vlada FBiH, Vlada RS, FERK, RERS	do kraja 2008.

2.7. Podrška socijalno ugroženim potrošačima električne energije (MODUL 7)

U radu na ovom modulu projekta obavljena su sva predviđena istraživanja i njihovi rezultati se iznose u ovom izvještaju.

Rezime obavljenih aktivnosti, zaključaka i preporuka se daje kako slijedi:

- Izvršen je pregled studije "**Socijalna procjena potrošača električne energije i vrednovanje mehanizama socijalne zaštite**", koja je osnova za izradu ovog modula. Studija je izvršila: identifikaciju ključnih nosilaca reformi u oblasti električne energije, uključujući njihove karakteristike, njihov interes u reformskim programima, procjenu kako će na njih reforme uticati i procjenu koliko su oni važni za sprovođenje reformi; socijalnu procjenu potrošača električne energije u servisnoj oblasti svake od tri elektroprivrede i identifikaciju socijalnih grupa koje bi bile posebno ugrožene povećanjem tarifa; evaluaciju (vrednovanje) mehanizama socijalne zaštite i kvantitativnu ocjenu potrošača električne energije, na osnovu kojih su izvedeni zaključci i date preporuke;
- Bosna i Hercegovina je složena državna tvorevina u kojoj su energetske i socijalne sektori u nadležnosti njenih entiteta. Nadležnosti u socijalnom sektoru u Federaciji BiH su podijeljene između Federacije, kantona i opština. Preporuka je da se zakonodavna (regulatorna) nadležnost zadrži na nivou Federacije, a operativne nadležnosti podijele između kantona i opština. U Republici Srpskoj zakonska (regulatorna) nadležnost u socijalnom sektoru je već na nivou Republike, a operativne nadležnosti su podijeljene između entiteta i opština;
- Identifikovane su aktivnosti koje su preduzele Vlade Federacije i RS u implementaciji preporuka Studije. U tom cilju obavljeno je 16 intervjua sa zainteresovanim stranama u kojima je učešće uzeo veliki broj ključnih osoba. Preporuke Studije nisu provedene, a nema ni saznanja da se provode ili da je izabran neki model. Realizacija preporuka Studije u analiziranom periodu je izostala zbog nedostatka inicijative i koordinacije. Preporučuje se da inicijativu može pokrenuti svaka od zainteresovanih strana, ali je najlogičnije da je u svojim rukama imaju ministarstva nadležna za socijalnu zaštitu. S obzirom da je veliki broj zainteresovanih strana za zaštitu najugroženijih potrošača energenata, sa različitim nadležnostima, koordinaciju ovih aktivnosti mogu uspješno da ostvaruju samo odgovarajuće vlade (entiteti, kantoni).;
- Identifikovane su promjene cijena el. energije za domaćinstva od momenta kada je Studija dostavljena elektroprivrednim kompanijama do datuma izrade studije. Potrebni podaci su prikupljeni u razgovorima sa regulatorima i elektroprivrednim (distributivnim) kompanijama. U cjelini je izostalo usklađivanje cijena električne energije sa okruženjem i širim tržištem, pa ni posljedice na socijalno ugrožene potrošače električne energije nisu drastične, ali se to sigurno negativno odražava na energetske sektore (gubici, niska profitabilnost i reproduktivna sposobnost, zaostajanje u razvoju). Neki tarifni postupci su u toku, pa se može očekivati dalji rast cijena, što će dodatno pogoršati socijalni položaj potrošača koji su i inače ugroženi;
- Analiza dosadašnjih rezultata implementacije Studije izvršena na osnovu navedenih obavljenih intervjua, dopunjena je anketom kojom je obuhvaćeno 3,873 potrošača električne energije i drugih energenata. Mada konkretnih rezultata implementacije studije nema, postoje mjestimični (Kanton Sarajevo) i sporadični slučajevi subvencioniranja najugroženijih potrošača energenata (prema rezultatima ankete 3.25% potrošača). Po broju korisnika najviše je subvencionirana el. energija, ali i drugi energenti. Najčešći izvor sredstava za subvencioniranje su budžeti lokalnih

zajednica, koji za ove potrebe raspolažu skromnim budžetima. Socijalno ugroženi potrošači su neravnopravni, jer subvencioniranje potrošnje više zavisi od lokalne zajednice u kojoj žive nego od njihovog socijalnog položaja. Zbog toga se preporučuje da se kriteriji za dodjelu subvencija i potrebna sredstva za subvencioniranje određuju na nivou entiteta, a operativne aktivnosti sprovede na nižim nivoima (kantoni, opštine);

- Razmotrene su mogućnosti za proširenje mehanizama zaštite socijalno ugroženih potrošača el. energije na potrošače ostale energije u BiH na bazi obavljenih intervjua i ankete. Osnovna pitanja u programima subvencioniranja su: (a) korisnici prava na subvencije, (b) nivo subvencionirane potrošnje, (c) izvori sredstava i (d) model subvencioniranja. Za potrebe subvencioniranja najugroženijih potrošača električne energije, odgovori na ova pitanja su dati u prethodnoj Studiji, a u većoj mjeri se mogu primijeniti i na druge energente. Predviđeni nivo subvencionirane potrošnje električne energije bi za početak trebalo zadržati, a za svaki od drugih energenata bi se morao posebno procijeniti. Ova aktivnost je neophodna da bi se mogla predvidjeti potrebna sredstva za subvencioniranje drugih energenata. Dok se za subvencioniranje najugroženijih potrošača električne energije mogu koristiti alternativni izvor finansiranja (budžet ili tarife), za druge energente bi prikupljanje sredstava za subvencioniranje preko tarifa bilo teško (plin, centralno grijanje) ili nemoguće (čvrsto i tečno gorivo). Zbog toga, a i zbog izbjegavanja unakrsnog subvencioniranja, preporučuje se finansiranje subvencioniranja svih energenata iz budžeta prema modelu opisanom u poglavlju 4.2.i ili sličnom modelu;
- Mehanizam namjenskih novčanih davanja je mehanizam koji je ocijenjen najvišom ocjenom za subvencioniranje ugroženih potrošača električne energije. Nema razloga da ovaj mehanizam ne bude primjenljiv i za subvencioniranje drugih energenata, ukoliko se sredstva za njihove subvencije obezbjeđuju iz budžeta vlada. Detaljnija primjena mehanizma, proširena i na druge energente, prikazana je u dijagramu u poglavlju 4.2. Izmjene u mehanizmu ne bi bile velike:
 - a) predviđena odluka o subvencioniranju električne energije, koju donose entitetske vlade, može da se proširi i na druge energente,
 - b) kriteriji o subvencioniranju ugroženih potrošača električne energije mogu se primijeniti/proširiti i na druge oblike energije;
 - c) potrošači dokazuju ispunjavanje kriterija (podobnost) za korištenje subvencija za električnu, odnosno druge oblike energije;
 - d) centri za socijalni rad provjeravaju dokaze i utvrđuju korisnike subvencija za električnu energiju i/ili druge energente;
 - e) uloga ministarstava finansija i trezora se proširuje i na druge oblike energije;
 - f) pored elektroprivrednih kompanija u dijagramu se pojavljuju i dobavljači drugih energenata, a njihova uloga je ista.

Predloženi mehanizam bi mogao uspješno obuhvatiti, kako električnu, tako i druge oblike energije. Jednogodišnje iskustvo u primjeni mehanizma će omogućiti da se izvrši njegova analiza i unapređenje za naredni period.

- Obavljenim aktivnostima na modulu prikupljeni su potrebni podaci i informacije i stvoreni uslovi za davanje preporuka za dalje aktivnosti na zaštiti socijalno ugroženih potrošača električne energije i mogućnost proširenja predloženih mehanizama na subvencioniranje drugih energenata, vodeći računa o interesima energetskog sektora.

Tablica 9. Preporuke modula 7

Preporuka	Nadležna institucija	Rok provedbe
Donijeti strategije razvoja energetske sektora BiH, odnosno FBiH i RS	Savjet ministara BiH, Vlada FBiH i Vlada RS	Devet-dvanast mjeseci nakon izrade ove studije
Usvojiti Program zaštite socijalno najugroženijih potrošača energenata	Vlada FBiH/Vlade kantona i Vlada RS	Tri mjeseca nakon donošenja strategije
Usvojiti Plan aktivnosti za sprovođenje Programa zaštite socijalno najugroženijih potrošača energenata	Vlada FBiH/Vlade kantona i Vlada RS	Jedan mjesec nakon usvajanja Programa
Provesti aktivnosti iz plana	Institucije imenovane u planu	Rokovi utvrđeni u planu
Izvršiti analizu realizacije Programa zaštite socijalno najugroženijih potrošača energenata i njegovo inoviranje	Vlada FBiH/Vlade kantona i Vlada RS	Jedna godina nakon usvajanja Programa

Realizacijom ovih preporuka olakšalo bi se provođenje strategije razvoja energetskog sektora, odnosno ublažile bi se negativne posljedice na socijalno najugroženije potrošače energenata.

2.8. Rudnici uglja (MODUL 8)

Unutar ovog modula izvršena je analiza ugljarskog sektora u Bosni i Hercegovini te projekcije njegova budućeg razvoja.

Ukupne geološke rezerve uglja u BiH iznose oko 5,763 milijardi tona (4,828 mil. t u F BiH i 0,934 mil t u RS), a od čega je bilansnih 2,625 milijardi tona i to 1,437 milijarde lignita i 1,187 milijardi mrkog uglja. Iz ovoga se vidi da su potrebna daljnja ulaganja u istraživanja da bi se potencijalne rezerve istražile i prevele u bilansne. Bilansnih rezervi je svega 45,0 %, vanbilansnih 11,0% i 44,0 % potencijalnih, a što navodi na nizak stepen istraženosti.

Mrki uglja je relativno dobrog kvaliteta prosječna toplotna vrijednost čistog mrkog uglja u Bosni i Hercegovini iznosi oko 16.750 kJ/kg, Medjutim, sadrži znatne količine ukupnog sumpora (2-6 %), pepela (10-45%) i vlage (10-25 %), što mu sužava područje upotrebe, naročito kada su u pitanju dug transport i zaštita životne sredine. Kod gradnje novih termoelektrana, koje bi upotrebljavale ovaj ugalj, morat će se računati i na odsumporavanje. Lignit je visokokvalitetan, čist, toplotna je vrijednost; 7500-12600 kJ/kg, sadrži 0,2-1,0 % ukupnog sumpora, rijetko više, pepela 5-9 % i vlage 35-53 %. Ovakav kvalitet mu određuje široko područje primjene, a ekonomika eksploatacije i konačna cijena opravdavaju su do sada duži transport lignita.

Najznačajnije rezerve mrkog uglja se nalaze u slijedećim basenima: Srednjobosanskom (ležišta: Kakanj, Zenica, Breza i Bila), Banovičkom-Đurđevićkom (Seona, Centralni basen, Đurdjevik), Ugljevičkom (Bogutovo Selo, Ugljevik-Istok, Glinje, Mezgraja, Tobut-Peljave), Miljevina i Kamengradskom, a lignita u basenima Kreka, Gacko, Stanari, Bugojno, Livno i Duvno. Ovi baseni predstavljaju sadašnji i budući potencijal za termoenergetske potrebe.

Rezerve energetskog uglja skoncentrisane u nekoliko ugljenih basena, i to kod mrkog uglja u samo četiri, a kod lignita u šest ugljenih basena.

Svi ostali baseni (Mostar, Miljevina, Tušnica, Kotor-Vareš, Lješljanski, Teslički, Žepačko-Šeherski, Mesički, Drvarski, Cazinski i dr.) imaju svega cca 5,0 % bilansnih rezervi, odnosno ukupnih rezervi svega 6,3 %, te za buduće energetske objekte ne predstavljaju potencijal.

Ugljarska aktivnost u Bosni i Hercegovini se danas realizuje u 12 različitim horizontalno i vertikalno integrisanih te tržišno i infrastrukturno nepovezanih preduzeća pri čemu neka od njih upravljaju sa više ugljenokopa. Ugljarski kapaciteti u Ugljeviku i Gacku su od početka inkorporirani u sukcesijske termoelektrane dok su ostali rudnici organizacijski odvojeni od njih odnosno posluju isključivo kao rudnici uglja.

U rudnicima uglja u BiH je 2005. godine proizvedeno cca 9,2 miliona tona uglja (od čega cca 5,8 miliona tona otpada na rudnike FBiH, a cca 3,4 miliona tona na rudnike RS) što predstavlja tek oko 50% ostvarene proizvodnje uglja u 1990. godini. Efektivna tražnja termoelektrana je dobrim dijelom regulator proizvodnje ugljarskog sektora obzirom da ona apsorbira cca 85% ukupno proizvedenog uglja. Ostatak se realizuje u industriji i širokoj potrošnji dok se neznatne količine izvoze.

Proizvodni proces se u rudnicima uglja u BiH u 2005. godini realizovao sa stalnim sredstvima po sadašnjoj vrijednosti od cca 1,64 milijarde KM krajem te godine. Podaci u ekonomskoj analizi bosanskohercegovačkog ugljarstva ukazuju na veoma visoki stepen otpisa odnosno starost raspoloživih osnovnih sredstava. Primjera radi, stepen otpisa opreme u rudnicima uglja FBiH iznosio je čak 93% krajem 2005. godine.

Bosanskohercegovačko ugljarstvo zapošljavalo je krajem 2005. godine 16.185 radnika (od čega 13.668 otpada na radnike u FBiH a 2.517 na radnike RS). Zajedničke karakteristike radne snage u svim bosanskohercegovačkim rudnicima su prije svega visoka starosna struktura, nepovoljna struktura zaposlenih prema radnom stažu, veliki broj invalida rada, itd. Produktivnost rada u rudnicima uglja u BiH je u komparaciji sa globalnim ugljarskim normativima veoma niska mada među njima postoje značajne razlike.

Analizirajući troškovnu strukturu proizvodnje uglja u BiH uočilo se da su tu dominantni troškovi radne snage (preko 40%) a zatim slijede energenti, amortizacija, itd. To su osnovni troškovi o kojima se obavezno mora voditi računa kada se definišu aktivnosti na sniženju cijene koštanja proizvodnog uglja. Inače, sadašnje cijene koštanja uglja (2005.) su kod većine rudnika u FBiH (izuzetak su Rudnik «Gračanica», Rudnik «Banovići» i Rudnik «Đurđevik») znatno više od prodajne cijene uglja (4,5 KM/GJ) i kreću se 4,69 KM/GJ (Rudnik «Kakanj») do 8,11KM/GJ (Rudnik «Breza»). Cijene koštanja uglja u istom periodu (prema podacima stručnih službi termoelektrana) u Ugljeviku i Gacku su znatno niže od ovih i kao što je već navedeno direktno su inkorporirane u cijene koštanja elektroenergije.

Pored direktnih i indirektnih troškova poslovanja, na poslovnu situaciju bosanskohercegovačkih rudnika veoma utiče i visoki nivo zaduženosti u kome dominiraju neizmirene obaveze po doprinosima (PIO, zdravstvo, itd.) i obaveze prema bankama. Rješenje ovog problema je jedan od ključnih zadataka u budućem procesu restrukturiranja ugljarstva u BiH.

Iz svega naprijed navedenog i onog šire prezentiranog u ekonomskoj analizi ugljarskog sektora u BiH proizilazi da je današnja situacija u bosanskohercegovačkom ugljarstvu veoma kompleksna i da je karakterišu ekonomska i ekološka neracionalnost koja se uočava prije svega kroz:

- tehnološko zaostajanje i kontinuirani pad produktivnosti,

- nekonkurentnost u komparaciji sa svjetskim ugljarskim standardima,
- kontinuirani gubitci u poslovanju,
- hroničan nedostatak kapitala za investicije,
- nepovoljna struktura zaposlenosti, itd.

Navedena ekonomska analiza potvrđuje da je posljednjih godina preduzeto veoma malo da se ovakva situacija popravi i ulagalo se uglavnom na tekuće održavanje kapaciteta. Višegodišnji kumulirani problemi u funkcionisanju ugljarskog sektora još stoje i krajnje je vrijeme da se priđe restrukturiranju tog sektora u BiH.

Kako će se razvijati bosanskohercegovačko ugljarstvo do 2020. godine danas je naravno teško predvidjeti obzirom da će to najvećim dijelom ovisiti od dinamike ukupne društvene i ekonomske strukture u BiH. U modulu 8 se pri ocjeni proizvodnje uglja u 2020. godini pošlo od procijenjene potrošnje uglja kao energenta u proizvodnji neophodne količine termoenergije pri čemu su sva tri razvojna scenarija data na približnom nivou.

Prema referentnom scenariju S2 u Bosni i Hercegovini bi trebalo očekivati slijedeću dinamiku proizvodnje uglja:

	Nivo proizvodnje uglja (u 000 tona/po godinama)			
	2005.	2010.	2015.	2020.
FBiH	5 762,4	7 245,	10 108,0	10 249,6
RS	3 388,0	4 025,5	8 913,3	8 939,2
BiH	9 150,4	11 270,5	19 021,3	20 894,8

Uočljivo je da bi se po ovom scenariju 2015. godine premašila proizvodnja uglja iz 1990. godine i neznatno bi porasla do kraja analiziranog perioda. Pri ovakvoj procjeni pošlo se prije svega od pretpostavke da će restrukturiranje ugljarskih kapaciteta biti dovršeno iza 2010. godine. Krajnji ciljevi procesa restrukturiranja industrije uglja u BiH bi rezultirali prije svega:

- ostvarenje ekonomski održive proizvodnje,
- rast konkurentnosti domaćeg uglja u odnosu na uvozni i druge energente,
- redukciju proizvodne cijene uglja ispod 2,0 €/GJ,
- redukciju broja zaposlenih sa 16000 na cca 12000 ljudi uz rješavanje socijalnog statusa viška zaposlenih,
- dostizanje većeg stepena sigurnosti na radu, itd.

Za realizaciju ovih, okvirno definisanih ciljeva u ugljarskim kapacitetima BiH treba naravno donijeti i realizovati ambiciozni plan razvojnih aktivnosti. Po tom planu u rudnicima uglja u BiH treba, kako se procjenjuje investirati najvećim dijelom u novu opremu i revitalizaciju

postojeće te u ostale projekte slijedeći obim kapitala (planirane investicije za FBiH u narednoj tabeli ne sadrže investicije za nove objekte – površinske kopove TE Bugojno i TE Kongora):

Tablica 10. Investicije u sektor ugljarstva u 000 €

Period				Ukupno
	2005-2010.	2010-2015.	2015-2020.	
FBiH	115247	119388	86307	320942
RS	93568	204520	92034	390122
BiH	208815	323908	178341	711064

*Iznosi u eurima su izračunati prema srednjem tečaju 1€=1,9558KM

Za realizaciju procijenjenog investicijskog ciklusa biće neophodno obezbijediti politički, ekonomski i ekološki prihvatljiva «pravila igre» na nivou zemlje i entiteta i odgovarajuće preduslove a prije svega adekvatne finansijske izvore. Tek na taj način moći će se realizovati programirani obim proizvodnje, sniziti cijene koštanja uglja i reducirati zaposlenost u bosanskohercegovačkim ugljarskim kapacitetima.

2.9. Daljinsko grijanje (MODUL 9)

U okviru ovog Modula dan je pregled postojećih postrojenja i sustava područnog grijanja, njihove konkurentnosti s alternativnim izvorima proizvodnje toplinske energije, i opcija za rekonstrukcije, poboljšanja i povećanja energetske efikasnosti. Nadalje su dane projekcije razvoja daljinskog grijanja u Bosni i Hercegovini za naredno 15-godišnje razdoblje.

Prvenstveno je razmotreno stanje daljinskog grijanja prema područjima BiH i u relevantnim toplinarskim poduzećima. Prikupljeni su podaci od šest najznačajnijih toplinarskih poduzeća iz Federacije BiH i četiri iz Republike Srpske. Za svako od ovih poduzeća dan je detaljniji opis u smislu vlasničkih odnosa, mjerenja potrošnje, proizvodnje, karakteristika transportnog i distribucijskog sustava, dosadašnjeg i očekivanog razvoja, i karakteristika poslovanja. Za promatranu 2005. godinu su dani iskazani rezultati poslovanja.

Na temelju obrađenih podataka uočene su opće i specifične karakteristike situacije u toplinarstvu u Bosni i Hercegovini.

U Federaciji BiH većina toplinarstava kao toplinski agregat nema vlastita kotlovska postrojenja, već su oslonjena na lokalna termoenergetska postrojenja – termoelektrane i željezaru. To je uvjetovano predratnim razvojem kada su se bogata nalazišta domaćih energenata – mrkog ugljena i lignita – koristila za izgradnju teške industrije, te je višak toplinskih kapaciteta bio povoljan za izgradnju i širenje komunalnih mreža područnog grijanja. Ratna zbivanja su uzrokovala velike teškoće u radu toplinarskih poduzeća, kako tehničke tako i ekonomske, što je najveća prepreka oporavku toplinarstva. Do poratnog oporavka je međutim došlo, kroz procese restrukturiranja i ponovne uspostave realnijih tržišnih odnosa. Postotak naplate usluga koji se danas ostvaruje je u porastu, no i dalje uglavnom dolazi do kumulacije gubitaka koji su glavna prepreka tržišnom poslovanju i

investiranju u kvalitetan razvoj. Tamo gdje je otežana naplata usluga od fizičkih osoba, javni i privredni subjekti (u prvom redu objekti područne, kantonalne i državne uprave) su glavni oslonac ekonomskoj održivosti toplinarstva.

Toplinarstva u RS su oslonjena na vlastita kotlovska postrojenja. Temeljna goriva su mazut i ugljen. Poslovanje i mogućnosti ulaganja u rekonstrukciju i razvoj i ovdje ovise o postotku naplate usluga, koji je varijabilan. Nabava mazuta kao uvoznog energenta predstavlja opterećenje jer svako toplinarsko poduzeće samostalno provodi proceduru nabave, te je izražena inicijativa da se u ovu proceduru uključe državne institucije.

Karakteristično je da se kod svih toplinarstava na području BiH toplina koristi gotovo isključivo za grijanje prostora (u vrlo rijetkim slučajevima kao procesna toplina za industriju) a ne i za pripremu potrošne tople vode.

U razmatranjima zakonodavnog okvira koji bi regulirao položaj daljinskog grijanja u Bosni i Hercegovini, ustanovljeno je da je postojeća zakonska regulativa trenutno za ovo područje vrlo nerazvijena i dan je pregled relevantnog regulativnog okvira na razini Europske unije, te kao primjer razvoja legislativne problematike toplinarstva u sličnim tranzicijskim uvjetima, pregled legislativnog okvira u Republici Hrvatskoj.

U pogledu mogućnosti rekonstrukcija i poboljšanja djelovanja daljinskog grijanja u Bosni i Hercegovini, razmatrane su skupine mjera s primarnim ciljem povećanja energetske efikasnosti te poboljšanja funkcioniranja, poslovanja i konkurentnosti toplinarskih poduzeća. Razmotrene mjere se odnose na djelovanja sa strane proizvodnje i distribucije i sa strane potrošnje toplinske energije.

Projekcije razvoja daljinskog grijanja u Bosni i Hercegovini izvedene su na temelju tri razvojna scenarija, postavljena za cijelu studiju energetskog razvoja BiH. To su S2 - referentni scenarij potrošnje energije, S3 - scenarij potrošnje energije s mjerama smanjenja potrošnje, i S1 - niži scenarij potrošnje energije (ekonomskog rasta).

Pritom su toplinarstva grupirana prema odgovarajućim zonama, prema kojima su rađeni scenariji.

Kod scenarija su razmatrana urbana područja u svakoj zoni, i potrošači topline u stanovima i obiteljskim kućama, te u uslužnom sektoru koji obuhvaća i privredne te javne objekte. Opći polazni podaci su bili stopa ekonomskog rasta i porast stanovništva u pojedinoj zoni, te kretanje udjela urbanih područja u ukupnom stanovništvu, koji bilježe osjetan rast u svim slučajevima. Projekcije ukazuju na veliki utjecaj primjene mjera racionalnije potrošnje toplinske energije, gdje čak i uz viši ekonomski rast i povećanje toplinskog komfora stopa potrošnje energije ima bitno manji rast nego po drugim scenarijima, pogotovo tijekom duljeg razdoblja.

Na temelju pokazatelja iz scenarija je izvedena procjena ulaganja u razvoj daljinskog grijanja u svim promatranim zonama BiH. Pretpostavljeno je da će se u promatranom periodu poduzimati ulaganja u razvoj daljinskog grijanja, u skladu s rastom potrošnje i širenjem toplinskih mreža. Pritom su promatrane investicije u stambenom sektoru – kućama i stanovima s centralnim grijanjem, te kod privrednih subjekata – javnom i uslužnom sektoru. U osnovi se pretpostavlja uvođenje mjerenja potrošnje i ugradnje odgovarajuće opreme kod svih novih priključenih potrošača, te je za to izvedena određena razina ulaganja. Projekcije investicija su dane za svaku od četiri promatrane zone BiH, unutar svakog od tri scenarija.

2.10. Prirodni plin (MODUL 10)

U okviru ovog modula provedene su sljedeće aktivnosti:

- Sagledane su i ažurirane preporuke i rezultati dviju postojećih studija (NERA i RAMBOL),
- Definirane su preporuke o strukturi cijena plina,
- Prognozirani su porast potrošnje prirodnog plina do 2020. godine,
- Procijenjena su potrebna ulaganja u sektor prirodnog plina i
- Date su preporuke o opskrbi plinom s obzirom na količine i sigurnost.

Regulacija – Predlažemo da se sukladno regulaciji električne energije definira funkcija regulatora transportnog plinskog sustava na razini BiH na način da se DERK-u prošire ovlasti na regulaciju transporta plina. Predlažemo da se na razini BiH osnuje neovisni operator transportnog sustava (ne ulazeći u vlasničke odnose i prava na postojećoj transportnoj mreži) u konceptu jedinstvene funkcije transporta plina. Pravno razdvajanje djelatnosti transporta plina od trgovine plinom potrebno je provesti u primjerenom roku. Regulatori na entitetskoj razini obavljali bi regulaciju distributivnog sustava.

Potrebno je odrediti otvaranje tržišta sukladno Ugovoru o energetske zajednici.

Potrošnja - Prema referentnom scenariju S2 predviđa se porast potrošnje prirodnog plina do 2020. godine do 863 mil. m³ u FBiH, 519 mil. m³ u RS i 25,2 mil. m³ u Distriktu Brčko. Ukupna prognozirana potrošnja plina u BiH će rasti do 1407,3 mil. m³. Pojedinačno su analizirani neki istaknuti događaji, kao što su:

- Postrojenje kombiniranog ciklusa od 300 MW - uz pretpostavljene specifične investicije i očekivane cijene prirodnog plina plinske elektrane nisu optimirana opcija.
- Prelazak nekih postrojenja za daljinsko grijanje na prirodni plin i kogeneraciju.- relativno niski udjeli u ukupno predviđenoj potrošnji,
- Potrošnja u rafinerijama nafte – bez značajnije potrebe za prirodnim plinom, u slučaju značajnije potrošnje, položaj rafinerija, koje se nalaze na početku plinovodnog sustava B.Brod-Zenica, garantira sigurnu opskrbu.

Tarifna politika - S obzirom da je tržište, odnosno plinski sustav BiH relativno malen i tek se očekuje značajniji razvoj, sugeriramo primjenu tarifnog sustava poštanske marke. Potrebno je osigurati snažniju neovisnu regulaciju plinskog sektora, kako bi se osigurala efikasnost razvoja sustava (osigurao razvoj sustava temeljen na odnosu najmanjeg troška i najveće potrošnje - umanjio utjecaj politike na definiranje budućih pravaca razvoja sustava). Isto tako predlažemo metodologiju maksimalnog dozvoljenog prihoda ("revenue cap") umjesto maksimalne dozvoljene prodajne cijene prirodnog plina ("price cap").

Cijene moraju biti takve da se njima pokrivaju svi troškovi – fiksni, varijabilni i kapitalni uz razuman prinos iz ulaganja i da, naravno, uključuju poreze. Tarifnim sustavom je potrebno jasno razgraničiti djelatnosti u plinskom lancu (dobava (veleprodaja), skladište, transport, distribucija, opskrba (maloprodaja)).

Dobava (veleprodaja) plinom se u otvorenom tržištu (gdje postoji tržišna regulacija – međusobna konkurencija više dobavljača korigira cijene) se u potpunosti organizira kao tržišna djelatnost, bez regulacije i tarifnog sustava. U slučaju BiH, gdje postoji samo jedan dobavljač plina potrebno je osigurati zaštitu kupaca od monopolističkog položaja regulacijom

cijene. Kada se stvore formalni uvjeti (organizacija tržišta sukladno EU direktivama) regulacija cijene dobave se treba prilagoditi uvjetima na tržištu..

Infrastruktura -



Slika 6. Pregled prioriteta proširenja mreže prirodnog plina

Rezultati ukazuju da je podzemno skladište plina u plinskom sustavu BiH potrebno. Podzemno skladište plina omogućuje povećanje sigurnosti dobave, smanjuje sezonski efekt i smanjuje trošak dobave plina u zimskim mjesecima. Djelatnost skladištenja plina je regulirana djelatnost, kao i djelatnosti transporta i distribucije plina. Prije donošenja odluke o izgradnji skladišta potrebno je izraditi sve navedene tarifne sustave temeljem kojih će se stvoriti preduvjeti za odluku o izgradnji podzemnog skladišta plina.

Tablica 11. Sažetak preporuka o aktivnostima – regulatorni i zakonski aspekti

Preporuke	Nadležno tijelo	Period provedbe (početak i završetak)
Zakon o plinu na državnoj razini	Parlamentarna skupština BiH	tijekom 2008.
Imenovanje regulatora i operatora transportnog sustava	Parlamentarna skupština BiH	Odmah nakon usvajanja Zakona o plinu
Opći propisi organizacije sektora Organizacija, definicija i upravljanje djelatnostima Razdvajanje, zakonsko i vlasničko, transport, distribucija i komercijalne djelatnosti Otvoren pristup treće strane transportnoj mreži i distribuciji Liberalizacije tržišta	Vijeće Ministara Vlade FBiH, RS	Odmah nakon imenovanja regulatora
Izrada tarifne metodologije i revizija tarifa	Regulatori tržišta	Odmah nakon usvajanja Zakona o plinu

Tablica 12. Sažetak preporuka o aktivnostima – razvoj sustava

Preporuke	Nadležno tijelo	Period provedbe (početak i završetak)
B. Brod - Zenica Modriča – Derventa – Banja Luka	OTS	2008. – 2010.
Kladanj – Tuzla Šepak – Bijeljina Zenica - Travnik	OTS	2010. – 2012.
RH – Mostar L. Jesenice-Cazin, Bihać, B. Krupa	OTS	do 2015.
Bijeljina – Brčko Laktaši – B. Gradiška B. Luka - Prijedor	OTS	do 2015.

Tablica 13. Investicije u novu plinsku transportnu infrastrukturu

Prioritet	Projekt	Duljina (km)	Promjer (inch)	Investicija (mil. EUR)
1 A	B. Brod - Zenica	130	20	57
1 B	Modriča - Derвента - Banja Luka	110	16	35
2 A	Kladanj - Tuzla	55	16	19
2 B	Šepak - Bjeljina	32	16	10
	Zenica - Travnik	40	16	13
3	RH - Mostar	35	20	14
	L. Jesenice - Cazin, Bihać, B. Krupa	82	16	28
4	Bijeljina - Brčko	33	16	11
	Laktaši - B Gradiška	30	6	4
	B. Luka - Prijedor	45	16	14

2.11. Nafta (MODUL 11)

U okviru ovog modula analiziran je sektora nafte, odnosno naftne privrede u Bosni i Hercegovini. Prve aktivnosti prilikom izrade ovog Modula bile su vezane na pregled trenutnog stanja naftnog sektora i njegovu detaljnu analizu. U tu svrhu su posjećene Rafinerija nafte AD Bosanski Brod i Rafinerija ulja u Modriči. Rafinerijska postrojenja u Bosanskom Brodu podijeljena su u dvije tehnološke linije ukupnog kapaciteta 4 320 000 tona godišnje, a prezentiran je detaljni pregled tehnoloških karakteristika obje proizvodne linije. Stara linija je trenutno u potpunosti operativna (s kapacitetom od 1 320 000 t/god), no u proteklom razdoblju je, zbog nedostatka financijskih sredstava proizvodnja bila diskontinuirana odnosno linija je radila s vrlo niskim iskorištenjem kapaciteta. Nova linija za preradu nafte, planiranog kapaciteta od 3 000 000 t/god izgrađena je 1991. godine te puštena u probni rad. Početak ratnih zbivanja onemogućio je puštanje nove linije u rad što je nakon rata također bilo spriječeno uslijed razaranja i nedostatka financijskih sredstava. S privatizacijom Rafinerije od strane ruske kompanije NefteGazInKor započeli su pripremni radovi na obnovi kontinuirane proizvodnje. S druge strane, u Rafineriji ulja Modriča proizvodnja je kontinuirana, no s relativno niskim iskorištenjem kapaciteta što je u velikoj mjeri posljedica nedostatka sirovine iz Rafinerije nafte u Bosanskom Brodu.

Tržište naftnih derivata u BiH gotovo je potpuno ovisno o uvozu što je bio jedan od bitnih aspekata analize. Prema raspoloživim podacima potrošnja derivata u Bosni i Hercegovini kretala se od 800 000 t u 2000. godini do 1,3 milijuna tona u 2005. godini. Uvoz naftnih derivata vršio se najvećim dijelom iz Hrvatske, Srbije, Crne Gore i Mađarske. Prema strukturi potrošnje najveći udio u finalnoj potrošnji naftnih derivata zauzima promet (gotovo 70%), zatim slijedi industrija s 12%, kućanstva s 10%, poljoprivreda s 8% te sektor usluga sa svega 2%. Struktura potrošača pojedinih vrsta derivata određena je temeljem ankete koja je provedena u oba entiteta i u Brčko Distriktu te na osnovi podataka prikupljenih od nadležnih institucija.

U Bosni i Hercegovini posluje preko 800 benzinskih stanica što se u smislu konkurentnosti može smatrati prihvatljivim, no u smislu ekonomičnosti zasigurno se radi o neracionalnim investicijama pa se već i sada poslovanje izvjesnog broja benzinskih postaja odvija na

granici rentabilnosti, a neke se i zatvaraju. Kao i u periodu prije rata, najveći udio na tržištu zauzima INA d.d. Zagreb kroz tvrtke kćeri Holdina d.o.o. Sarajevo i Interina d.o.o. Mostar te Energopetrol d.d. Sarajevo.

Značajnija geološka istraživanja rezervi nafte i plina vršena su od 60-tih do početka 90-tih godina 20. stoljeća od strane Energoinvesta iz Sarajeva, INA-Naftaplina iz Zagreba te stranih kompanija AMOCO, EXLOG, GECO, ECL i dr. Provedena su obimna geokemijska, geomagnetska, geoelektrična istraživanja kao i reflektivna seizmička ispitivanja i magnetno telursko sondiranje. Na osnovi postojećeg stupnja istraženosti, smatra se da postoje rezerve procijenjene na oko 50 milijuna tona sirove nafte.

Nadalje je analizirana zakonska regulativa sa stanovišta formiranja maloprodajnih cijena derivata, kvalitete naftnih derivata i zaštite okoliša. Bitno je istaknuti da je u Bosni i Hercegovini na snazi tzv. slobodno formiranje cijena. Usporedbom strukture cijena vidljivo je da je udio trošarina i PDV-a znatno veći u zemljama zapadne Europe nego što je to slučaj u BiH, Hrvatskoj i Crnoj Gori. Također je tzv. neto cijena nešto veća u BiH nego u ostalim zemljama. Iz toga se može zaključiti da, bez obzira na velik broj sudionika na tržištu sama konkurencija nije dovoljna da bi se postigla minimalna cijena za krajnjeg potrošača. Poseban osvrt načinjen je na zakonske propise vezane za kvalitetu tekućih naftnih goriva u Europskoj Uniji, Republici Hrvatskoj i Republici Bosni i Hercegovini. Republika BiH propisala je standarde za kvalitetu tekućih naftnih goriva koje je uskladila sa standardima EU, pri čemu, goriva proizvedena u BiH u određenom vremenskom razdoblju (bezolovni motorni benzin do 30.06.2010., motorni benzin s olovom do 31.12.2009., dizel gorivo i ekstralako lož ulje do 30.06.2008. godine) mogu kvalitetom odstupati od standarda propisanih u EU.

Pitanje sigurnosti opskrbe naftnim derivatima obrađeno je s gledišta obveznih zaliha nafte i naftnih derivata prema propisima važećima u Europskoj Uniji, ali i sustava obveznih zaliha za zemlje članice IEA. Uz detaljan prikaz zakonske regulative EU i RH, prikazani su različiti sustavi obveznih zaliha u pojedinim zemljama Europe te dana preporuka za uspostavljanje Agencije za obvezne zalihe u BiH koja bi bila nadležna za izgradnju skladišta i formiranje zaliha u određenom vremenskom periodu.

Prijedlozi u cilju daljnjeg razvoja naftnog sektora kao bitnog gospodarskog čimbenika Bosne i Hercegovine predloženi su u sljedećim tablicama.

Tablica 14. Preporuke modula 11

Preporuka	Nadležna institucija	Rok provedbe
Donošenje zakonske regulative o sustavu obveznih zaliha nafte i naftnih derivata	Vlade: BiH, FBiH, RS	Od 2008.
Zakonsko reguliranje maloprodajnih cijena naftnih derivata uvođenjem mehanizma indeksiranja prema promjenama cijena na svjetskom tržištu	Vlade: BiH, FBiH, RS	Tijekom 2008.
Urbanističkim i prostornim planovima definirati mogućnosti otvaranja novih benzinskih stanica	Vlade: BiH, FBiH, RS i lokalne uprave	2008. - 2010.
Ustanovljavanje Agencije za obvezne zalihe	Vlade: BiH, FBiH, RS	2008. - 2010.
Smanjenje trošarina na ekstralako loživo ulje	Vlada BiH	Tijekom 2008.

Tablica 15. Investicije u Rafineriju nafte A.D. Bosanski Brod, Rafineriju ulja Modriča i distributivnu mrežu Petrol Banja Luka u 000 € (privatni sektor)

Projekt	Vrijednost projekta	Razdoblje ulaganja
Modernizacija Rafinerije nafte A.D. Bosanski Brod	153 000	2007. – 2010.
Modernizacija Rafinerije ulja Modriča	35 200	2007. – 2010.
Izgradnja željezničke pruge Bosanski Brod-Modriča	59 000	2007. – 2010.
Modernizacija distributivne mreže Petrol Banja Luka	32 000	2007. – 2010.
Ukupno	279 200	2007. – 2010.

Tablica 16. Investicije u terminale za skladištenje obveznih zaliha nafte i naftnih derivata BiH u 000 € (državni sektor)

Skladišni kapaciteti za obvezne zalihe	Vrijednost projekta	Razdoblje ulaganja
Motorni benzin	18 700	2010. – 2020.
Dizel gorivo i ekstralako loživo ulje	53 500	2010. – 2020.
Mlazno gorivo i petrolej	575	2010. – 2020.
Loživo ulje	13 825	2010. – 2020.
Sirova nafta	99 225	2010. – 2020.
Ukupno	185 825	2010. – 2020.

2.12. Upravljanje potrošnjom, štednja energije i obnovljivi izvori energije (MODUL 12)

Osnovni cilj modula 12: *Upravljanje potrošnjom, štednja energije i obnovljivi izvori energije* je na osnovu pregleda zatečenog stanja u Bosni i Hercegovini za područje energetske efikasnosti u sektorima zgradarstva (stambeni + nestambeni sektor), prometa i industrije te obnovljivih izvora energije dati konkretne preporuke kako s jedne strane poboljšati energetske efikasnosti u navedenim sektorima a s druge povećati udio korištenja obnovljivih izvora energije.

U dijelu modula koji se bavi energetske efikasnošću i štednjom energije sagledana je sadašnja situacija u sektorima zgradarstva (sektor stambene i nestambene namjene), prometa i industrije u Bosni i Hercegovini, te su na osnovu prikupljenih saznanja identificirane konkretne mjere za povećanje energetske efikasnosti u:

1. Zgradarstvu:

- pregled osnovnih načela energetske efikasnosti u zgradama;
- mjere povećanja EE arhitektonsko-građevinskih dijelova zgrade;
- mjere povećanja EE sustava grijanja, ventilacije i klimatizacije;
- mjere povećanja EE sustava rasvjete i energetskih trošila;
- provedba energetskog pregleda (audita) zgrade;
- uloga infracrvene termografije u kontroli potrošnje energije u zgradama;
- kako bi se postiglo smanjenje potrošnje energije u kućanstvima od 60% do 2020. godine treba primijeniti gore navedene mjere EE na ukupno 154.437 stambenih jedinica, odnosno oko 14,65 milijuna m² stambene površine.

2. Prometu:

- za prometni sektor Bosne i Hercegovine odabrano je 14 potencijalnih mjera, koje su podijeljene u šest kategorija: legislativno–normativne, legislativno–informativne, financijske, fiskalne, informacijsko–edukativne, infrastrukturne i organizacijske;
- pravovremenim uvođenjem mjera, procijenjen je potencijal ušteda u potrošnji goriva od 8,1% do 2020. godine u odnosu na potrošnju iz 2005. godine.
- najdjelotvornije mjere, čijim uvođenjem se očekuju najveće uštede u potrošnji goriva te istovremeno najmanje emisije ugljičnog dioksida su: 1. zamjena konvencionalnih goriva biogorivima i drugim alternativnim gorivima (stlačeni prirodni plin, ukapljeni naftni plin i biodizel u prvoj fazi), koja spada u infrastrukturnu te 2. uvođenje poreza na emisiju CO₂ s izuzećem za čišća vozila i vozila pogonjena biogorivima, odnosno alternativnim gorivima, koja pripada kategoriji fiskalnih mjera. Procijenjeni investicijski troškovi za provedbu 1. mjere iznose: 3 000 000 Eura za 7 575 758 m³ stlačenog prirodnog plina (8 punionica); 385 000 Eura za 2 350 t ukapljenog naftnog plina (11 punionica) i 3 600 000 Eura za proizvodnju ciljane količine biodizela od 5 420 tona.
- veliki doprinos povećanju energetske efikasnosti očekuje se poticanjem intermodalnosti, poglavito u urbanim sredinama, subvencijama za kupnju energetski prihvatljivijih vozila te poticanjem proizvodnje biogoriva.

3. Industriji:

- osnivanje Mreže industrijske energetske efikasnosti čiji bi glavni ciljevi obuhvaćali:
 - racionalizaciju toplinske i električne energije u prvenstveno industrijskom sektoru;

- ostvarenje neposrednijeg kontakta između industrijskih tvrtki, proizvođača energije, konzultantskih organizacija i stručnjaka te državnih, entitetskih i lokalnih institucija sa zajedničkom interesom povećanja energetske efikasnosti;
- koordinaciju između sektora industrije, usluga i dijela javnog sektora (bolnice itd.)
- uključivanje projekatana iz oblasti vezanih za energetiku, njihovo uvođenje u informiranje i obuku putem seminara, i davanje veće uloge u odlučivanju o pitanjima energetske efikasnosti
- povezivanje znanstveno-stručnih ustanova (instituti, fakulteti itd.) iz različitih sektora oko pitanja energetike na čitavom prostoru BiH
- međunarodnu suradnja i uključivanje stručnjaka iz BiH u rad europskih mreža industrijske energetske efikasnosti.

Osnovni cilj dijela modula koji tretira korištenje obnovljivih izvora energije je identificirati potencijale, prepreke i mogućnosti korištenja slijedećih obnovljivih izvora energije na državnoj i entitetskim razinama u BiH:

- **Biomase;**

Biomasa u obliku ogrjevnog drveta i drvenog ugljena je trenutno rastući izvor energije u Bosni i Hercegovini, čija potrošnja se procjenjuje na 1.464.400 tona u 2003. godini. Ovdje je izuzetno važno naglasiti da se biomasa može tretirati kao obnovljivi izvor energije jedino pod uvjetom da se koristi na održiv način, što u slučaju ogrjevnog drveta znači da sječa šume mora biti usklađena s prirastom drvne mase. Kako bi se mogao procijeniti udio od ukupne količine ogrjevnog drva koji se koristi u BiH koji se može smatrati obnovljivim izvorom energije, potrebni su detaljni podaci o godišnjem prirastu svih šuma na području BiH, kao i pouzdani podaci o količinama posječenog drva po pojedinim šumama. Određivanje udjela biomase koji se smatra održivim treba definirati u sklopu Strategije šumarskog gospodarstva. Za potrebe ove studije ukupna količina ogrjevnog drveta potrošena za grijanje u BiH smatra se obnovljivim izvorom energije (Modul 1, knjiga C). Samo donošenjem i provedbom Strategije šumarskog gospodarstva doći će se do potrebnih podataka koliko se od ukupno potrošenog ogrjevnog drveta u BiH može smatrati biomasom u smislu obnovljivog izvora energije.

- **Vjetra;**

Prema sadašnjim saznanjima, može se procijeniti da ukupan potencijal izgradnje vjetroelektrana na 18 promatranih lokacija, na kojima je zabilježen interes i aktivnost nositelja projekata, iznosi oko 900 MW. Procjena je da bi moguća ukupna proizvodnja električne energije na ovim lokacijama mogla iznositi do oko 2,4 TWh/godinu uz prosječan faktor iskorištenja od oko 30% što predstavlja gornju granicu proizvodnosti čak i u europskim razmjerima. Ovdje je važno naglasiti da je gore navedena brojka u domeni pretpostavke i da ju je potrebno potvrditi detaljnijim analizama.

Ukupan tehnički potencijal za korištenje energije vjetra Bosne i Hercegovine procjenjuje se na cca 2000 MW, pri čemu treba istaknuti da je spomenuti iznos proizašao iz sagledavanja raspoloživosti prikladnih prostora za vjetroelektrane na prostoru BiH ne uzimajući u obzir eventualna ograničenja (priključak na mrežu, zaštita okoliša i dr.).

- **Sunca;**

Iz svih prikupljenih podataka i provedenih analiza može se zaključiti da postoji značajan potencijal primjene Sunčeve energije na području Bosne i Hercegovine, koji iznosi 70,5 milijuna GWh dozračene energije ukupnog Sunčevog zračenja godišnje. Zbog relativno visoke cijene fotonaponskih sustava ne može se očekivati značajnija primjena ukoliko državna i entitetske uprave ne uvedu sustav poticanja i to kroz garanciju minimalne poticane cijene ali i razdoblja poticanja ne manjeg od 12 godina.

- **Geotermalne energije;**

Ukupni mogući instalirani kapacitet geotermalnih izvora na 28 lokacija na kojima je prema postavljenim kriterijima moguća toplinska eksploatacija u Federaciji Bosne i Hercegovine iznosi 7,15 MWt ako se promatra samo mogućnost grijanja prostora

(smanjenje temperature do 50°C), odnosno 57,08 MWt ako se promatra geotermalna energija za grijanje prostora i rekreativne i balneološke potrebe (kupanje) (smanjenje temperature do 20°C).

Ukupni mogući instalirani kapacitet geotermalnih izvora na 16 lokacija na kojima je prema postavljenim kriterijima moguća toplinska eksploatacija u Republici Srpskoj je 2,09 MWt ako se promatra samo mogućnost grijanja prostora, odnosno 33,12 MWt ako se promatra geotermalna energija za grijanje prostora i rekreativne i balneološke potrebe (kupanje).

- **Malih hidroelektrana;**

U sklopu EP BiH planirana ukupna instalirana snaga u malim hidroelektranama kandidatima iznosi oko 34 MW, a planirana prosječna godišnja proizvodnja oko 127 GWh. Trenutačno su u sklopu EP BiH u pogonu male hidroelektrane ukupne instalirane snage 23,7 MW.

Za područje EP HZHB planirana ukupna instalirana snaga u malim hidroelektranama kandidatima iznosi oko 40 MW, a planirana prosječna godišnja proizvodnja oko 186 GWh.

U sklopu ERS planirana ukupna instalirana snaga u malim hidroelektranama kandidatima iznosi oko 212 MW, a planirana prosječna godišnja proizvodnja oko 650 GWh. Međutim, ukupni hidroenergetski potencijal u području snaga 0,5 do 10 MW procjenjuje se na oko 1500 GWh godišnje. U ovom trenutku na području pod nadležnošću ERS u pogonu su male hidroelektrane ukupne instalirane snage 14 MW. Također, ERS je dobila koncesije za izgradnju malih hidroelektrana ukupne snage 62 MW.

Zbog specifičnosti obnovljivih izvora energije i kogeneracije i njihovog nerazvijenog tržišnog statusa u BiH biti će potreban značajan napor entitetskih vlasti kao i politička volja za poticanje novih i čistih tehnologija te ovaj podsektor može zaživjeti samo u reguliranim uvjetima uređenih odnosa, uređenog sustava u pogledu cijene i trajanja otkupa energije, uklonjenih administrativnih barijera i dr.

Analiza konkurentnosti korištenja raznih oblika energije (potrošnje energije) u kućanstvima BiH provedena je za obiteljske kuće s različitim sustavima grijanja (centralno i lokalno) i klimatskih zona (hladna i topla zona). Pri tome je korišten model ukupnog troška proizvodnje korisne energije za grijanje, PTV i kuhanje, koji je sastavni dio simulacijskog modela ENPEP.

Za određivanje potencijala smanjenja emisije CO₂ primijenjena je IPCC metodologija, odnosno metodologijom preporučene vrijednosti faktora emisije CO₂ za različita fosilna goriva. Međutim, za izračun smanjenja emisija trebalo je uštedenu električnu ili toplinsku energiju pretvoriti u gorivo, a isto tako potrebno je poznavati udio lignita i mrkog ugljena u uštedenom ugljenu te udio pojedinih tekućih goriva u ostalim derivatima nafte. Analizom strukture izgaranog goriva za daljinsko grijanje iz energetske bilanci za razdoblje od 2000. do 2005. godine, kao i ugljena i tekućih goriva izgaranih u industriji, kućanstvima i uslugama, određeni su za proračun potrebni prosječni faktori emisije CO₂.

U posljednjoj godini promatranog razdoblja (2020. godini), najveći potencijal smanjenja emisije CO₂ imaju mjere u industriji (741 kt), a zatim mjere u kućanstvima (567 kt) i prometu (408 kt) kako je prikazano sljedećom tablicom:

CO ₂ (kt)	2010.	2015.	2020.
Industrija	101,3	386,6	741,0
Promet	102,9	219,3	408,1
Kućanstva	100,6	313,0	566,6
Usluge	36,8	106,3	175,0
Ukupno	341,7	1025,2	1890,7

2.13. Okoliš (MODUL 13)

Zakonski okvir za područje okoliša u Bosni i Hercegovini postavljen je donošenjem zakona i većeg dijela podzakonskih akata koji se odnose na sve sastavnice okoliša. Donošenje ostalih podzakonskih akata očekuje se u nadolazećem razdoblju.

U okviru ovog modula, izrađen je proračun emisija u zrak najznačajnijih stakleničkih plinova (CO₂, CH₄ i N₂O) i ostalih značajnih onečišćujućih tvari (SO₂, NO_x, CO, NMVOC i čestice) za 1990. godinu i razdoblje od 2000. do 2005. godine. Emisije u zrak su detaljno analizirane za elektroenergetski sektor, temeljem prikupljenih podataka iz elektroprivreda. Uz elektroenergetiku određene su i emisije iz ostalih postrojenja za proizvodnju i transformaciju energije, industrije i građevinarstva, malih ložišta u kućanstvima, uslugama i poljoprivredi/šumarstvu/akvakulturi; kao i cestovnog i vancestovnog prometa. Emisije su izračunate za Bosnu i Hercegovinu, Federaciju Bosne i Hercegovine, Republiku Srpsku i Distrikt Brčko, primjenom IPCC i EMEP/CORINAIR metodologija. Ostali utjecaji analizirani su za sve termoelektrane, hidroelektrane, rudnike i rafinerije u Bosni i Hercegovini, temeljem prikupljenih podataka o postojanju i provedbi sustava zaštite okoliša, o količinama i vrsti te načinu privremenog skladištenja i konačnog zbrinjavanja otpada, kao i o karakteristikama otpadnih voda i njihovoj obradi.

Razvoj energetskog sektora i povećana potrošnja energije mogu uzrokovati negativne utjecaje na okoliš. Stoga je izrađena tehno-ekonomska analiza mjera za smanjenje emisije u zrak iz termoelektrana. Odabrane su najbolje raspoložive tehnologije za smanjenje emisije SO₂, NO_x i čestica, koje bi trebale osigurati smanjenje koncentracija onečišćujućih tvari u dimnim plinovima na prihvatljivu razinu. Investicijski troškovi pojedinih tehnologija za smanjenje emisije u zrak prikazani su u sljedećoj tablici. Investicijski troškovi su preuzeti iz Planova aktivnosti dobivenih iz Elektroprivrede BiH, te informacija prikupljenih iz Elektroprivrede RS, dok su za TE Gacko korišteni podaci objavljeni u GIS studiji.

Tablica 17 Planirane investicije u tehnologije za smanjenje emisija u zrak

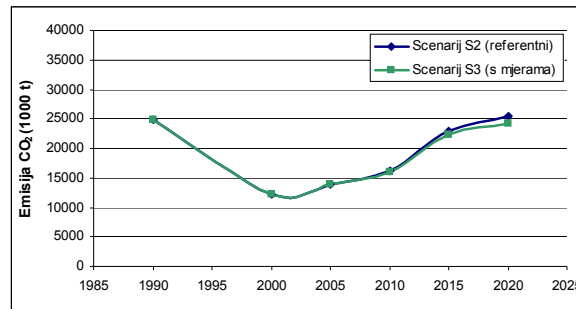
Termoelektrana	Investicijski troškovi (milijuna EUR)			
	Čestice	NO _x	SO ₂	Ukupno
TE Gacko	6,3	10,4	21,0	37,6
TE Ugljevik			63,2	63,2
Ukupno EP RS	6,3	10,4	84,2	100,8
TE Tuzla 4*			13,3	13,3
TE Tuzla 5*			13,3	13,3
TE Tuzla 6	3,5	7,8	16,0	27,2
TE Kakanj 7		15,9	18,1	34,0
Ukupno EP BiH	3,5	23,6	60,7	87,8

** - za TE Tuzla 4 i 5 je predviđena ukupna investicija za odsumporavanje od 26,6 milijuna EUR

Očekivano smanjenje emisije primjenom odabranih tehnologija uključeno je u izradu projekcija emisija. U modulu su razmatrane i tehnologije za izdvajanje i skladištenje CO₂

(engl. Carbon Capture and Storage), čija se šira komercijalna primjena očekuje iza 2020. godine.

Obzirom na probleme koje emisije stakleničkih plinova izazivaju na globalnoj razini (zatopljenje i klimatske promjene), ali i očekivane obveze koje će Republika Bosna i Hercegovina vrlo vjerojatno preuzeti u okviru novog sporazuma o smanjenju emisije stakleničkih plinova za razdoblje nakon 2012. godine (tzv. post Kyotsko razdoblje), važno je poznavati projekcije emisija CO₂ (slika 7) iz stacionarnih i mobilnih energetske izvora.

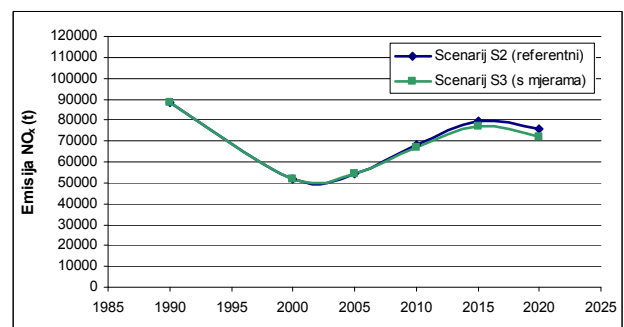
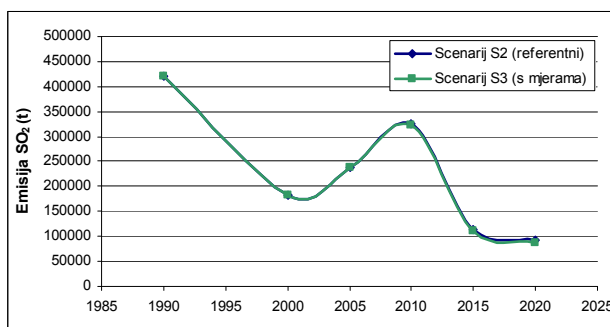


Slika 7. Projekcija emisije CO₂ iz stacionarnih i mobilnih energetske izvora, BiH

Porast emisije CO₂ prema referentnom scenariju (S2) i prema scenariju s mjerama (S3) je značajan. Nakon znatnog smanjenja emisije u ranim 90-im godinama emisija CO₂ raste u skladu s porastom energetske potrošnje. Sukladno referentnom scenariju (S2), očekivana emisija CO₂ u 2020. godini je dvostruko veća od razine emisije iz 2000. godine, ali i 2 posto veća od razine emisije iz 1990. godine. Kao što je očekivano, trend porasta emisija CO₂ prema scenariju s mjerama (S3) je nešto blaži.

Zaključke o mogućnosti ispunjavanja očekivanih obveza smanjenja ukupnih emisija stakleničkih plinova moguće je donijeti tek nakon što se s jedne strane obveze definiraju, a s druge strane izradi detaljan i potpun inventar stakleničkih plinova sukladno uputama IPCC metodologije. Uz emisije CO₂ iz energetske izvora, potrebno je izraditi proračun emisija svih antropogenih stakleničkih plinova za povijesno i buduće razdoblje, iz svih energetske i ne-energetske izvora na teritoriju Bosne i Hercegovine te poznavati doprinos uklanjanja CO₂ u ponorima (uglavnom šume). Prvi korak je izrada kompletnog inventara i projekcija stakleničkih plinova, koja je u tijeku u okviru izrade Prvog nacionalnog izvješća Bosne i Hercegovine prema Okvirnoj konvenciji UN o promjeni klime.

Zbog svog utjecaja na zakiseljavanje potrebno je pratiti trend emisija SO₂, a značajno je odrediti i emisije NO_x koje nepovoljno utječu kako na zakiseljavanje tako i na eutrofikaciju i stvaranje troposferskog ozona (slika 8).



Slika 8. Projekcija emisije SO₂ i NO_x iz stacionarnih i mobilnih energetske izvora, BiH

Sukladno razmatranim energetske scenarijima (S2 i S3), emisija SO₂ ima opadajući trend nakon 2010. godine, kada se očekuje uvođenje odsumporavanja u termoelektranama i smanjenje sadržaja sumpora u derivatima nafte. U usporedbi s emisijom iz 2005. godine, emisija SO₂ u 2020. godini bi po scenariju S3 bila manja za 64 posto, dok bi prema S2 scenariju bila manja za 61 posto. Za razliku od emisije SO₂, emisija NO_x ima rastući trend do 2015. godine. Očekuje se da bi ukupna emisija NO_x u 2020. godini po scenariju S3 bila veća za 32 posto, a prema scenariju S2 bila veća za 39 posto u odnosu na 2005. godinu, ali 14-18 posto manja u odnosu na razinu emisije iz 1990. godine (ovisno o scenariju).

Budući da utjecaji na vodu, tlo, korištenje zemljišta i ekosustave ovise o lokaciji energetskog postrojenja i stanju okoliša u okolici, na temelju identificiranih najznačajnijih utjecaja na te elemente okoliša, dane su preporuke za mjere smanjenja utjecaja za termoelektrane, hidroelektrane, rudnike ugljena te rafinerije nafte i ulja.

Provedenim analizama je ustanovljeno da administrativna potpora praćenju stanja okoliša u Bosni i Hercegovini još uvijek nije na zadovoljavajućoj razini. Stoga je u narednom razdoblju potrebno uložiti organizacijske i financijske napore kako bi se na razini države i/ili entiteta uspostavio kvalitetan sustav praćenja stanja okoliša (monitoring svih sastavnica okoliša), sustav prikupljanja podataka o emisijama u okoliš (katastar emisija u okoliš) i osnovati instituciju putem koje će se poticati programi i projekti za zaštitu okoliša (Fond za zaštitu okoliša/životne sredine), za što zakonodavne pretpostavke već postoje. Najznačajnije preporuke su prikazane u sljedećoj tablici, zajedno s nadležnim institucijama i predviđenom dinamikom implementacije preporuka.

Tablica 18. Preporuke, nadležne institucije i rokovi provedbe

Preporuka	Nadležna institucija	Rok provedbe
Uspostaviti sustav prikupljanja podataka o emisijama u okoliš iz stacionarnih izvora onečišćenja (katastar emisija u okoliš) i nominirati nadležnu instituciju (ili institucije)	Vlada BiH, odnosno Vlade FBiH, RS i lokalne uprave	2008. - 2010.
Unaprijediti sustav praćenja stanja okoliša (monitoring svih sastavnica okoliša)	Vlade: BiH, FBiH, RS i lokalne uprave	2008. - 2010.
Uspostaviti integrirani okolišni informacijski sustav	Vlade: BiH, FBiH, RS i lokalne uprave	2008. - 2012.
Uskladiti BiH regulativu iz područja zaštite okoliša s EU smjernicama	Vlade: BiH, FBiH, RS	do 2012.

2.14. Plan investicija i opcije financiranja (MODUL 14)

U razvoju svakog gospodarskog subjekta investicije zauzimaju važno mjesto, budući su one osnovni uvjet ostvarivanja razvojnih ciljeva svakog investitora. Naime, namjera je investitora da izgradnjom i opremanjem pogona za proizvodnju, prijenos i distribuciju oblika energije, stvori osnovne materijalne pretpostavke za ostvarivanje razvojnih ciljeva svakog trgovačkog društva u energetske sektoru.

Temeljna struktura ekonomsko financijske analize investicijskih projekata, u pripremi programa dugoročnog razvoja energetskog sektora Bosne i Hercegovine od 2007. do 2020. godine, podrazumijeva izradu informacijske osnove koju među ostalim čine investicije u izgradnju novih, te revitalizaciju postojećih objekata i postrojenja energetskog sektora.

Ulazni podaci za investicijske prijedloge prikupljeni su od energetskih tvrtki i privatnih investitora iz Bosne i Hercegovine. Procjene investicija dane su odvojeno za svaki projekt ili

grupu projekata u okviru predloženog Plana razvoja energetskeg sektora BiH za razvojno ulagački ciklus od 2007. do 2020. godine.

U sljedećoj tablici dan je pregled ukupnih ulaganja po energetskeim sektorima u okviru predviđenog programa razvoja energetskeg sektora BiH do 2020. godine.

Tablica 19. Plan investicija u energetskei sektor BiH

		Svote u milijunima €				
Energetski sektori		Razdoblje ulaganja				
		do 2010.	2011.- 2015.	2016.- 2020.	Ukupna ulaganja	%
1.	Elektroenergetski sektor ¹	1.477	1.535	1.044	4.057	65,8%
1.1.	EP BiH	539	495	414	1.449	23,5%
1.2.	EP HZHB	507	423	155	1.085	17,6%
1.3.	EP RS	337	511	396	1.244	20,2%
1.4.	Elektroprijenos BiH	89	105	78	271	4,4%
1.5.	NOS BiH	6	2	0	8	0,1%
2.	Rudnici ugljena	239	329	177	745	12,1%
2.1.	Federacija BiH	130	125	85	340	5,5%
2.2.	Republika Srpska	108	205	92	405	6,6%
3.	Sustav daljinskog grijanja	179	162	167	508	8,2%
3.1.	Zona 2	42	41	43	126	2,0%
3.2.	Zona 3	72	66	68	206	3,3%
3.3.	Zona 8	50	40	41	131	2,1%
3.4.	Zona 9	15	15	15	46	0,7%
4.	Plinski sektor	141	241	13	394	6,4%
4.1.	Transportni plinovodi	106	99	0	205	3,3%
4.2.	Podzemno skladište	13	27	0	40	0,6%
4.3.	Distributivni plinovodi	21	115	13	149	2,4%
5.	Naftni sektor	323	142	0	465	7,5%
5.1.	Modernizacija i izgradnja	279	0	0	279	4,5%
5.2.	Skladišni kapaciteti	44	142	0	186	3,0%
Ukupne investicije		2.358	2.410	1.401	6.169	100,0%

*Iznosi u eurima su izračunati prema srednjem tečaju 1€=1,9558KM

¹ u elektroenergetski sektor uključeni su projekti ulaganja u obnovljive izvore energije te projekti ulaganja u tehnologije za smanjivanje emisija u zrak

Investicije u energetski sektor zahtijevaju velika materijalna ulaganja koja angažiraju znatna sredstva nacionalne akumulacije. Stoga kapitalne investicije predstavljaju alociranje kapitala na investicijske prijedloge čije će se koristi realizirati u budućnosti. S obzirom na to da buduće koristi sa sigurnošću nisu poznate, investicijski prijedlozi i u energetski sektor nužno sadrže rizik.

U skladu s ciljevima Modula 14 definiranim projektnim zadatkom, u okviru ovog istraživanja posebno je analizirano stanje elektroenergetskog sektora u Bosni i Hercegovini te predviđanje njegovog razvoja do 2020. godine, kroz pet elektroenergetskih subjekata, tri elektroprivrede, prijenos i operatora prijenosnog sustava.

Kako bi se osigurali uvjeti koji omogućavaju razvitak elektroenergetske djelatnosti u BiH, a time i njezin doprinos razvitku gospodarstva BiH, pretpostavlja se upravljanje poslovanjem i razvitkom elektroenergetskih kompanija kao komercijalno održivih trgovačkih društava. U tom kontekstu korišten je model poslovne analize koji služi za ispitivanje i ocjenjivanje dosadašnjeg, te prognozu i upravljanje budućim poslovanjem, a u funkciji razvitka elektroenergetskog sustava do 2020 godine. Korišteni model poslovne analize naglašava one aspekte poslovanja koji su ključni za sigurnost i efikasnost poslovanja elektroenergetskih subjekata.

Dakle, za pet trgovačkih društava elektroenergetskog sektora BiH analiziran je njihov sadašnji ekonomski položaj te predviđen razvojni put u budućnosti. Analizirani su financijski tokovi pojedinih elektroenergetskih subjekata što podrazumijeva prognoziranje posljedica predviđenih investicijskih i financijskih odluka, kao i procjenu učinaka iskazanih kroz predviđanje Računa dobiti i gubitka te predviđanje Bilance stanja.

Projekcijom toka novčanih sredstava od poslovnih aktivnosti, investicijskih aktivnosti te financijskih aktivnosti dana je ocjena kompanija u elektroenergetskom sektoru BiH o njihovoj sposobnosti da na zadovoljavajućoj razini generiraju buduće pozitivne tokove novca i na taj način ispune sve svoje financijske obveze u razdoblju razvojne projekcije.

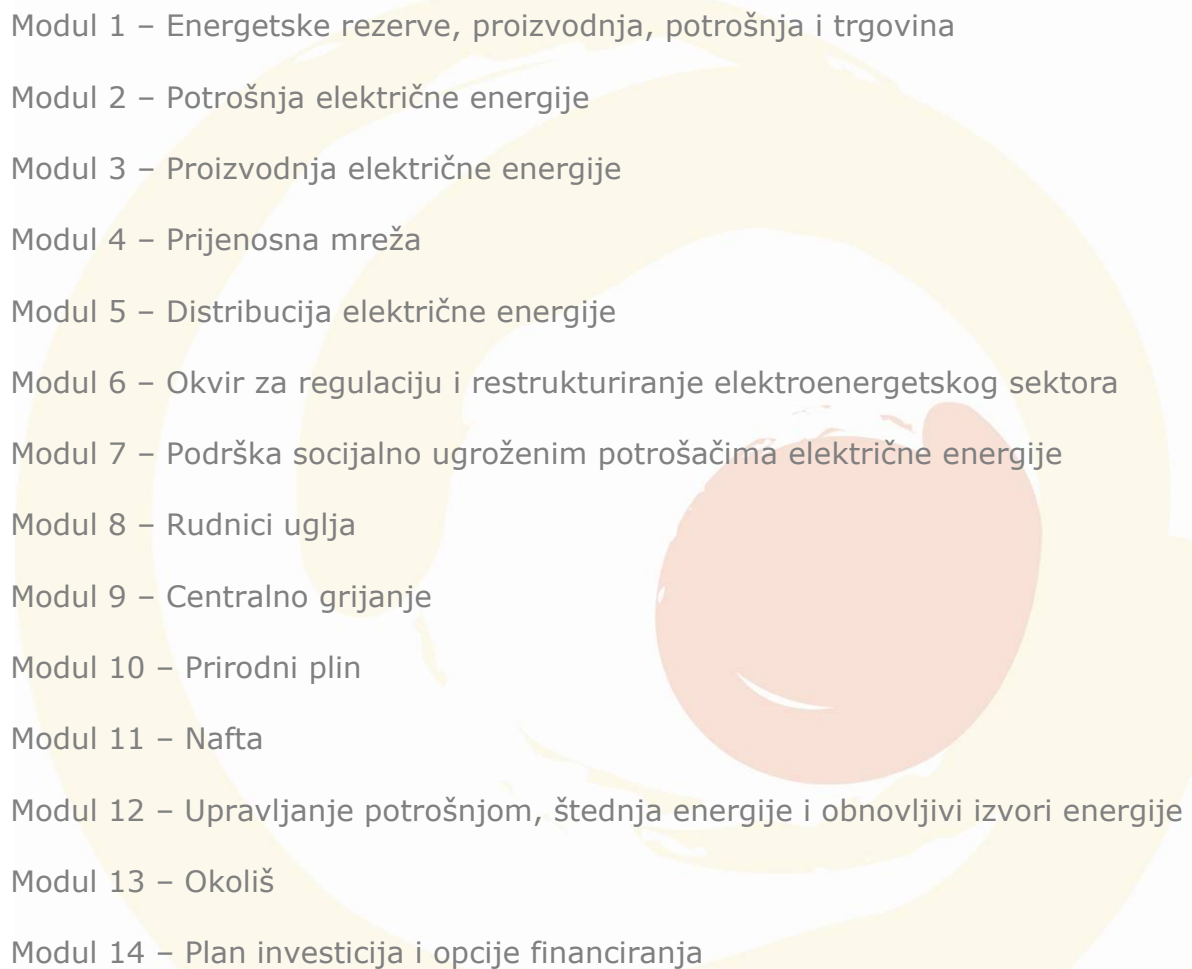
Glavna pitanja ključna za uspješnost i efikasnost poslovanja kompanija u elektroenergetskom sektoru BiH odnose se na razinu investiranja u projekte razvoja s jedne strane, te na komercijalne uvjete proizvodnje, prijenosa i distribucije električne energije s druge strane.

Financijska uspješnost iskazana kroz minimalni dobitak, sposobnost kompanija da na zadovoljavajućoj razini ostvaruju buduće pozitivne tokove novca te uravnoteženi odnosi imovine i kapitala u razdoblju razvojne projekcije, kriteriji su, koji u ovoj analizi, određuju granične prosječne prodajne cijene električne energije za obavljanje djelatnosti proizvodnje i distribucije električne energije, graničnu prosječnu tarifu za obavljanje djelatnosti prijenosa električne energije te graničnu prosječnu tarifu za obavljanje djelatnosti neovisnog operatora sustava u BiH.

Uz uvažavanje postavljenih kriterija prihvata programa razvoja elektroenergetskog sektora u BiH do 2020. godine, prognoza posljedica predviđenih investicijskih i financijskih odluka na prosječne cijene električne energije, nudi slijedeću situaciju:

- prosječnu prodajnu cijenu električne energije od 11,79 pf/kWh (6,03 €cts/kWh) za obavljanje djelatnosti proizvodnje i distribucije električne energije u EP BiH,
- prosječnu prodajnu cijenu električne energije od 10,20 pf/kWh (5,21 €cts/kWh) za obavljanje djelatnosti proizvodnje i distribucije električne energije u EP HZHB,
- prosječnu prodajnu cijenu električne energije od 10,29 pf/kWh (5,26 €cts/kWh) za obavljanje djelatnosti proizvodnje i distribucije električne energije u ERS,

- prosječnu tarifu za obavljanje djelatnosti prijenosa električne energije u BiH od 0,751 pf/kWh (0,384 €cts/kWh),
- prosječnu tarifu za obavljanje djelatnosti neovisnog operatora sustava u BiH od 0,0394 pf/kWh (0,0201 €cts/kWh).

- 
- Modul 1 – Energetske rezerve, proizvodnja, potrošnja i trgovina
 - Modul 2 – Potrošnja električne energije
 - Modul 3 – Proizvodnja električne energije
 - Modul 4 – Prijenosna mreža
 - Modul 5 – Distribucija električne energije
 - Modul 6 – Okvir za regulaciju i restrukturiranje elektroenergetskog sektora
 - Modul 7 – Podrška socijalno ugroženim potrošačima električne energije
 - Modul 8 – Rudnici uglja
 - Modul 9 – Centralno grijanje
 - Modul 10 – Prirodni plin
 - Modul 11 – Nafta
 - Modul 12 – Upravljanje potrošnjom, štednja energije i obnovljivi izvori energije
 - Modul 13 – Okoliš
 - Modul 14 – Plan investicija i opcije financiranja