



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

STUDIJA ENERGETSKOG SEKTORA U BiH

KONAČNI IZVJEŠTAJ

Modul 3 – Proizvodnja električne energije

PROJEKT IZVODI KONZORCIJ KOJEG ČINE:

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

PROJEKT FINANCIRA:

Svjetska Banka

KONAČNI IZVJEŠTAJ

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 Ekonomski institut Banjaluka, BiH Rudarski institut Tuzla, BiH Soluziona, Španjolska	
Kontakt osobe:	Haris Boko	Davor Bajs
Telefon:	++ 385 1 6326 165	++385 1 6326 102
Fax:	++ 385 1 6040 599	++ 385 1 6040 599
e-mail:	hboko@eihp.hr	dbajs@eihp.hr

Datum izvještaja: 31. 03. 2008.

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

Voditelj modula

Dr. sc. Mladen Zeljko, dipl. ing.

Autori

Mr. sc. Mario Tot, dipl. ing.

Dr. sc. Mladen Zeljko, dipl. ing.

Mr. sc. Marko Aunedi, dipl. ing.

Suradnici

Nikola Matijašević, dipl. ing.

Mr. sc. Sandra Antešević Maričić, dipl. ing.

PROJEKTNII ZADATAK

CILJEVI MODULA

U okviru Modula 3 Konzultant je analizirao stanje postojećih elektrana, identificirao elektrane kandidate za buduću izgradnju i pripremio Master plan razvoja proizvodnje električne energije za promatrano plansko razdoblje od 2008. do 2020. godine.

Ciljevi modula 3 su:

- Analizirati stanje postojećih hidro i termoelektrana i njihove tehničke i ekonomske značajke,
- Utvrditi je li stanje nekih od postojećih elektrana takvo da je njen daljnji rad ekonomski neodrživ,
- Utvrditi zahtjeve za revitalizacijom postojećih ekonomski održivih elektrana koje mogu proizvoditi za domaće i inozemno tržište te procijeniti potrebne investicije za revitalizaciju,
- Predvidjeti proizvodnju postojećih elektrana do 2020. godine za tri scenarija potrošnje električne energije,
- Analizirati tehnički ostvarive opcije za nove elektrane za proizvodnju električne energije za potrebe domaćeg tržišta i/ili za natjecanje na inozemnom tržištu električne energije,
- Procijeniti trošak ulaganja (investicije), trošak goriva i ostale troškove pogona i održavanja i jedinični trošak proizvodnje električne energije za cijeli životni vijek elektrane (izražen po kWh),
- Usporediti jedinični trošak proizvodnje elektrana s odgovarajućim cijenama na granici BiH kako bi se utvrdila konkurentnost promatrane elektrane na inozemnom tržištu, tj. u odnosu na opciju uvoza električne energije,
- Uzeti u obzir procjenu opcija najmanjeg troška za proizvodnju električne energije u regiji jugoistočne Europe u skladu s recentnim regionalnim studijama (REBIS. GIS),
- Predvidjeti proizvodnju novih elektrana do 2020. godine za tri scenarija potrošnje električne energije.

Predviđene aktivnosti u okviru Modula 3 obuhvaćaju sljedeće:

1. Definiranje tipičnih krivulja trajanja opterećenja i karakterističnih varijacija opterećenja u sustavu

Na temelju rezultata Modula 2 (Potrošnja električne energije), Konzultant je definirao mjesečne krivulje trajanja opterećenja i karakteristične godišnje promjene opterećenja za promatrano plansko razdoblje u skladu s modelom planiranja po načelu najmanjeg troška (engl. Least-cost Planning, skraćeno: LCP). Krivulje opterećenja koje predstavljaju ulaz u LCP model su zbrojene na razini sustava, uključujući gubitke u prijenosu i distribuciji električne energije. Na ovaj način dobila se bruto potrošnja električne energije koju je bilo potrebno pokriti proizvodnjom postojećih i novih elektrana.

2. Pregled novijih regionalnih i domaćih studija, projekata i planova vezanih uz razvoj kapaciteta za proizvodnju električne energije

Konzultant je analizirao sve relevantne studije i druge izvore informacija koje se odnose na master plan proizvodnje električne energije. Rješenja ponuđena u navedenim studijama služila su kao korisna referenca za izradu master plana proizvodnje električne energije, ali nisu ni na koji način ograničila područje analize ili utjecala na analizu na bilo koji način.

3. Prikupljanje ulaznih podataka o gorivima (ugljen, nafta, plin, biomasa itd.) za termoelektrane (cijene, raspoložive količine i sl.).

Konzultant je prikupio podatke o cijenama i raspoloživosti goriva za termoelektrane (postojeće i kandidate za izgradnju), uključujući postojeće i očekivane cijene, ekonomski iskoristive domaće rezerve energenata, ograničenja u opskrbi i uvozu energenata i oblika

energije. Navedene informacije u velikoj su mjeri rezultirale iz aktivnosti provedenih u okviru Modula 8 (Ugljen), Modula 10 (Prirodni plin), Modula 11 (Nafta) i Modula 12 (Obnovljivi izvori energije i energetska efikasnost).

4. Prikupljanje standardnih podataka o tehničkim i ekonomskim karakteristikama i ekološkom stanju postojećih proizvodnih objekata

Konzultant je prikupio operativne pokazatelje postojećih elektrana u BiH. Između ostalog ovi pokazatelji su uključivali: broj proizvodnih jedinica, minimalna i maksimalna snaga proizvodnje, specifični potrošak topline, trajanje redovitog održavanja i učestalost ispada iz pogona, trošak goriva i ostali troškovi pogona, prirodni dotoci (za hidroelektrane), preostali životni vijek i dr. Kako bi prikupljanje podataka bilo uspješno uspostavljena je bliska suradnja između Konzultanata s jedne strane i elektroprivrednih tvrtki, regulatornih agencija i operatora sustava s druge strane.

5. Ispitivanje potreba za rekonstrukcijom postojećih jedinica i procjena potrebnih investicija

U suradnji s elektroprivredama, Konzultant je pripremio tehničku i troškovnu procjenu potrebnih revitalizacija, te identificirao moguće kandidate za revitalizaciju u smislu LCP modela. Analiza kandidata za revitalizaciju obuhvaćala je i ugradnju potrebnih uređaja za kontrolu onečišćenja okoliša u skladu s odgovarajućim domaćim i europskim zakonima i propisima. Tehnički i ekonomski parametri kandidata za revitalizaciju omogućili su LCP modelu odabir koje elektrane i kada treba revitalizirati kao dio optimalnog rješenja.

6. Razmatranje tehnički i ekonomski izvodljivih opcija za buduće elektrane

Konzultant je identificirao elektrane kandidate za izgradnju i/ili izvore električne energije (uvoz/razmjena sa sustavima u regiji) koji mogu biti u pogonu do 2020. godine. Lista elektrana kandidata za izgradnju ovisila je o raspoloživim primarnim oblicima energije i tehnologijama za proizvodnju električne energije. Rezultati Modula 8, 10, 11 i 12 su pažljivo ispitani. Kandidatima s relativno visokim stupnjem gotovosti dokumentacije (npr. postojanje studije pred-izvodljivosti) dana je veća pozornost. Za elektrane kandidate su prikupljeni svi parametri kao i za postojeće elektrane. Posebna pozornost je posvećena većoj uporabi obnovljivih izvora energije (male hidroelektrane, vjetroelektrane, biomasa i dr.).

7. Ekonomska ocjena potencijalnih opcija za nove elektrane, i njihova usporedba s cijenama električne energije u susjednim zemljama.

Temeljem procijenjenih troškova ulaganja, troškova goriva i ostalih troškova pogona i održavanja, određen je trošak po kWh za cijeli životni vijek svake opcije. Ove cijene usporedile su se s odgovarajućim cijenama električne energije na granici BiH kako bi se utvrdila konkurentnost na regionalnom tržištu, tj. opravdanost uvoza i mogućnosti izvoza.

8. Priprema i postavljanje računalnog modela za dugoročno planiranje na temelju odgovarajuće optimizacijske metode

Konzultant koristi nekoliko računalnih modela specijaliziranih za dugoročnu optimizaciju proizvodnje električne energije (WASP, MESSAGE, OPTGEN i dr.). Konzultant je pripremio sve prethodno prikupljene podatke kako bi što vjernije modelirao postojeći elektroenergetski sustav BiH kao i kandidate za izgradnju.

9. Određivanje optimalne strategije opskrbe električnom energijom tijekom planskog razdoblja, uključujući i izgradnju novih proizvodnih objekata

Konzultant je izradio plan izgradnje elektrana s najmanjim troškom korištenjem standardne LCP metodologije i uz pomoć određenih tržišno orijentiranih alata. Krajnji rezultat dugoročnog plana ukazuje na optimalni raspored izgradnje elektrana u EES-u

BiH u razdoblju do 2020. godine (raspored izgradnje, izbor tehnologije i veličine proizvodnih jedinica). Optimalni plan izgradnje je prikazan za tri scenarija potrošnje električne energije definirana u okviru Modula 2 (Potrošnja električne energije).

10. Predviđanje buduće proizvodnje postojećih i novih elektrana do kraja planskog razdoblja

Kao rezultat optimalnog plana izgradnje elektrana Konzultant je izračunao sve relevantne parametre budućeg pogona EES-a koji uključuju, ali nisu ograničeni samo na to, i sljedeće: godišnja proizvodnja postojećih i novih elektrana, potrošnja goriva po vrsti goriva, LOLP pokazatelj, troškove neisporučene energije, rezervu u sustavu, trošak ulaganja, trošak pogona i održavanja i trošak goriva i dr. Rezultati su prikazani za svaki scenarij potrošnje električne energije definiran u okviru Modula 2.

11. Provođenje analize osjetljivosti predloženog dugoročnog plana izgradnje novih elektrana.

Konzultant je proveo analizu osjetljivosti optimalnog plana izgradnje elektrana, ispitujući osjetljivost rješenja na promjenu ključnih ulaznih parametara kao što su troškovi izgradnje, cijena goriva, opcije revitalizacije i drugi parametri koji mogu biti podložni ovakvoj vrsti analize.

12. Prijedlog investicijskog programa za proizvodne objekte tijekom planskog razdoblja.

Na osnovu rezultata plana izgradnje po načelu minimalnog troška, Konzultant je prikazao investicijski program potreban za ostvarivanje plana izgradnje. Za svaki scenarij potrošnje električne energije je prikazan po jedan investicijski program. Prikazani su troškovi ulaganja (Overnight Cost), kao i troškovi kamata tijekom izgradnje (IDC – Interest During Construction) za svaku godinu planskog razdoblja.

13. Priprema detaljnog izvješća o master planu proizvodnje i pripadnim troškovima za razdoblje do kraja planskog razdoblja.

SAŽETAK

U skladu s ciljevima definiranim projektnim zadatkom, u okviru Modula 3 analizirano je postojeće stanje u sektoru proizvodnje električne energije i predloženi su planovi razvoja, tj. Master plan proizvodnje električne energije za Bosnu i Hercegovinu do 2020. godine. Osobitost planiranja razvoja proizvodnje električne energije u BiH predstavlja činjenica da postoje tri elektroprivredne tvrtke (Elektroprivreda BiH, Elektroprivreda HZHB i Elektroprivreda RS) koje su u potpunosti nezavisne u donošenju odluka u smislu izgradnje novih elektrana i istovremeno su odgovorne za opskrbu kupaca na području koje pokrivaju. Sve tri elektroprivrede su u većinskom vlasništvu pojedinih entiteta (Federacija BiH i Republika Srpska). Osim toga, postoje i druge, privatne tvrtke i inicijative za izgradnju novih proizvodnih kapaciteta. Pri tome se cijela problematika promatra u svjetlu otvaranja tržišta, kako na području BiH, tako i na području jugoistočne Europe.

Za određivanje plana razvoja izgradnje elektrana korišten je programski paket WASP-IV razvijen od strane Međunarodne agencije za atomsku energiju (IAEA – *International Atomic Energy Agency*). WASP model određuje optimalni plan izgradnje po načelu najmanjeg troška (*LCP – Least Cost Planning*). Ulazni podaci o tehničkim i ekonomskim karakteristikama postojećih i elektrana kandidata prikupljeni su od elektroprivrednih tvrtki i privatnih investitora. U elektrane kandidate uključene su i vjetroelektrane i male hidroelektrane. Investicije u pojedine elektrane su analizirane i po potrebi korigirane usporedbom s podacima iz GIS Studije (*GIS – Generation Investment Study*) te IAEA referentne tehnološke baze podataka. Planovi revitalizacije pojedinih termoelektrana su također analizirani. Za cijene goriva (lignit/mrki ugljen i prirodni plin) pretpostavljene su cijene u skladu s cijenama ostvarenim u prošlosti i očekivanim razvojem tržišta pojedinog energenta u budućnosti. U analizama su se upravo cijene ugljena i visina specifičnih investicija za pojedine projekte pokazali kao ključne veličine, a uz njih je povezana relativno visoka razina nesigurnosti. Stoga su upravo te veličine bile predmetom detaljnije analize osjetljivosti. Lignit i mrki ugljen predstavljaju domaće energente, dok se prirodni plin uvozi iz Rusije. Za sve termoelektrane kandidate i postojeće termoelektrane za koje je predviđena revitalizacija napravljena je tzv. "screening curve" analiza i usporedba s najboljim kandidatima u regiji preuzetim iz GIS studije. Predviđena je mogućnost uvoza električne energije. Iz Modula 2 preuzeta je potrošnja električne energije za tri scenarija: S2-scenarij s najvišom potrošnjom električne energije (**S2-referentni**), S3-scenarij s mjerama koji pretpostavlja sporiju stopu porasta potrošnje u odnosu na scenarij S2 (**S3-s mjerama**) i scenarij S1-niži u kojem je pretpostavljen najsporiji porast potrošnje električne energije (**S1-niži**).

Na području BiH postoji određeni broj lokacija za hidroelektrane koji se mogu realizirati kao zajednički projekti, bilo entiteta međusobno, bilo sa susjednim državama. Ovi projekti nisu razmatrani ravnopravno s ostalim projektima, upravo radi činjenice da pitanja međusobnih prava i obveza nisu još riješena, a ni tehnička pripremljenost projekata nije na potrebnoj razini.

Prilikom izrade plana razvoja usvojeno je načelo da se optimizacija sustava proizvodnje električne energije provodi na nekoliko razina: na razini države (Bosna i Hercegovina), na razini entiteta (Federacija BiH i Republika Srpska) i na razini elektroprivreda (Elektroprivreda BiH, Elektroprivreda HZHB i Elektroprivreda RS). Zbog velikog mogućeg broja scenarija koji nastaje ovakvim pristupom u izvještaju su detaljno opisani scenariji izgradnje koji se odnose na referenti scenarij potrošnje električne energije S2. Preostala dva scenarija potrošnje električne energije obrađena su u osnovnoj varijanti izgradnje elektrana. U svim slučajevima promatrano je razdoblje od 2008. do 2020. godine. Prikazani su sljedeći rezultati: raspored izgradnje, struktura proizvodnih kapaciteta, rezerva u sustavu, bilanca proizvodnje električne energije, potrošnja goriva, emisije ugljikovog dioksida, troškovi sustava (goriva, pogona i održavanja, izgradnje, uvoza) i vrijednost funkcije cilja.

Simulacija i optimizacija sustava odvijala se u dvije faze. U prvoj fazi do izrade Nacrta Konačnog izvještaja napravljene su planirane simulacije na osnovu prikupljenih podataka. Nakon prezentacije rezultata Nacrta Konačnog izvještaja, s obzirom na veliki broj promjena u ulaznim podacima, osobito u pogledu cijena ugljena i stanja na pojedinim projektima, napravljene su dodatne simulacije. U izvještaju su prikazane obje grupe simulacija čiji se rezultati komentiraju u nastavku s naglaskom na referentni scenarij potrošnje električne energije – S2.

Postojeće stanje u elektroenergetskom sustavu BiH je takvo da je BiH neto izvoznik električne energije, ali postoje značajne razlike u zatvaranju bilance unutar pojedinih elektroprivrednih tvrtki.

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 (osim 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 2020. godini. Tijekom cijelog razdoblja rezerva u sustavu je veća od 40%. Na početku razdoblja 43% potrošnje pokriva se proizvodnjom hidroelektrana. Na kraju razdoblja udio HE u zadovoljenju potreba iznosi 33%. Ostatak se proizvodi u termoelektranama. U razdoblju od 2008. do 2020. godine emisija ugljikovog dioksida poveća se s 8,6 na 11,4 milijuna tona tj. za 33%. Ukupni trošak rada i razvoja sustava do 2020. godine iznosi 6620,0 milijuna EUR. Trošak izgradnje iznosi 1959,5 milijuna EUR, od čega se 414,6 milijuna EUR odnosi na revitalizaciju postojećih elektrana (trošak s uključenim interkalarnim kamatama). Drugim riječima, oko 20% ulaganja odnosi se na revitalizaciju, a oko 80% na izgradnju novih proizvodnih objekata. Navedeni rezultati odnose se na zadovoljenje potrošnje električne energije na području BiH. 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.

Elektroprivrede EP BiH i ERS posjeduju dovoljne proizvodne kapacitete za zadovoljenje potrošnje vlastitih kupaca i za izvoz/prodaju u druge sustave. Uz pretpostavku da se revitalizacija postojećih proizvodnih jedinica završi do kraja 2011./2012. ove dvije elektroprivrede imaju vrlo dobru tržišnu poziciju i mogućnost ostvarivanja dodatnih prihoda izvozom električne energije. Ako se izuzme izgradnja nekoliko hidroenergetskih objekata, u obje elektroprivrede postoji potreba za izgradnjom značajnog termoeenergetskog objekta u ili nakon 2018. godine, ovisno o scenariju potrošnje električne energije.

U slučaju EP BiH optimalnim se pokazuje izgradnja zamjenskih blokova na lokacijama TE Tuzla 7 (411 MW na pragu) u 2018. godini i Kakanj 8 (230 MW) u 2020. godini. Izgradnjom ovih blokova omogućila bi se kontinuirana opskrba toplinskom energijom kupaca na tom području. Pri tome treba istaknuti da se radi o postojećim lokacijama termoelektrana koje imaju veliki dio potrebne infrastrukture (rudnik ugljena, kadrovi, priključak na mrežu,

korištenje voda, suglasnosti i dr.), te ovi blokovi mogu u pogon ući i ranije. Ako želi zadržati tržišnu poziciju na odnosima iz 2005. godine, tj. izvoz oko 30% ukupne proizvodnje, EP BiH treba ubrzati aktivnosti na izgradnji bloka Tuzla 7 te uložiti dodatna sredstva u izgradnju termoelektrane na lokaciji Bugojno (nova lokacija).

Na području RS optimalni plan izgradnje ukazuje na potrebu izgradnje nekoliko hidroelektrana u razdoblju 2013./2015. i jednog termoenergetskog objekta oko 2017. godine. S obzirom da je TE Stanari projekt izvan Elektroprivrede RS i uz pretpostavku da TE Stanari proizvode samo za izvoz, tada ERS treba izgraditi vlastite elektrane. U tom slučaju u pogon bi trebao ući blok TE Ugljevik 2 (380 MW na pragu) u 2017. godini, kao i nekoliko projekata malih i velikih hidroelektrana (Buk Bijela, Foča). Na području ERS postoji nekoliko projekata koji se razvijaju sa stranim partnerima (spomenuti TE Ugljevik 2, Gacko 2, projekt Gornje Drine).

Bitno drukčije stanje u odnosu na EP BiH i ERS je u Elektroprivredi HZHB koja već danas uvozi oko pola od ukupno potrebne električne energije i koja na svom području nema termoelektrana. Pri tome treba imati u vidu specifičnu strukturu potrošnje na području EP HZHB, tj. postojanje tvornice aluminija koji čini oko 50% ukupne potrošnje električne energije. Uz pretpostavku da se izgradnja sustava proizvodnje EP HZHB optimizira s ciljem zadovoljenja ukupne potrošnje na području koje pokriva ova elektroprivreda prvi značajan termoenergetski objekt (TE Kongora) bi trebao ući u pogon 2013. godine. Analiziran je i scenarij udvostručenja kapaciteta tvornice aluminija (dvostruke potrebe za električnom energijom). U tom slučaju je potrebno izgraditi i drugi blok u TE Kongora (ulazak u pogon 2015. godine). Na području EP HZHB istraženo je ili je u fazi istraživanja nekoliko lokacija za izgradnju vjetroelektrana. Do 2013. godine moguće je izgraditi određeni broj lokacija. U slučaju značajne izgradnje potrebno je analizirati i uzeti u obzir utjecaj vjetroelektrana na pogon EES-a (npr. potrebe za regulacijom i uravnoteženjem sustava). Ovaj problem regulacije ili uravnoteženja zahtijeva posebnu, detaljniju analizu, s osnovnom vremenskom jedinicom od jednog sata, te ga nije moguće u sklopu ove globalne studije dublje obrazlagati. Taj problem je ovdje samo naznačen s ciljem da o tome treba voditi računa, odnosno pokrenuti jedno istraživanje takvog tipa. S obzirom na strukturu izvora, kako u BiH, tako i u pojedinim elektroprivrednim tvrtkama, određena količina vjetroelektrana se može uklopiti u ukupni elektroenergetski sustav, ali i promatrano po pojedinim elektroprivredama.

U sljedećoj tablici prikazana je usporedba troškova za različite razine optimizacije – na razini BiH, na razini entiteta i na razini Elektroprivreda. Troškovi se odnose na pokrivanje potrošnje električne energije na odgovarajućim područjima, tj. nije uračunat izvoz električne energije.

Područje	Vrsta troška milijuni €					Funkcija cilja milijuni €	
	Gorivo	Pogon i održavanje	Izgradnja	Uvoz	Ukupno	FC 2020.	FC2030.
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

U sljedećoj tablici prikazana je usporedba izgradnje sustava, potrošnja ugljena i emisija ugljikovog dioksida za različite razine optimizacije.

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

Na području BiH postoji određeni broj projekata koji elektroprivrede planiraju realizirati u suradnji sa stranim partnerima. Radi se o projektima namijenjenim isključivo ili djelomično za izvoz električne energije. Potrebno je istaknuti da se radi o projektima koji donose određeni rizik u pogledu mogućnosti plasmana električne energije na tržište (s obzirom na potražnju u regiji jugoistočne Europe, na mogućnosti prijenosne mreže, na konkurentnost elektrana na tržištu, na očekivanu cijenu električne energije na tržištu, na organizaciju tržišta, na sigurnost sustava/opskrbe, na buduća europska pravila o smanjenju emisije ugljikovog dioksida i trgovine emisijama i dr.). Ove rizike u potpunosti snosi investitor i bez čvrstog dugoročnog ugovora o kupoprodaji električne energije (PPA – *Power Purchase Agreement*) nema jamstva da će takav projekt biti uspješan. Prema rezultatima GIS studije i "screening" analize prikazanoj u ovoj studiji, termoelektrane na ugljen u BiH imaju višu očekivanu proizvodnu cijenu u odnosu na najbolje elektrane kandidate u regiji, ali to ne znači da ove elektrane neće moći plasirati električnu energiju na tržište zbog prethodno navedenih razloga. Uspoređujući stanje (cijene) na tržištu električne energije u okruženju (početkom 2008. godine) s proizvodnim troškovima pojedine elektrane kandidata (koji su rezultat „screening curve“ analize), potpuno je jasno da su ti proizvodni troškovi praktično za sve elektrane kandidate bitno manji od cijena koje vrijede na tržištu u okruženju. Osim toga, izgradnja elektrana za potrebe izvoza znači ubrzano iskorištenje domaćih resursa, u ovom slučaju ugljena.

U niti jednom analiziranom scenariju plinske termoelektrane nisu dio optimalnog rješenja u razdoblju do 2020. godine. Osim toga, izgradnja malih hidroelektrana i vjetroelektrana prema prikazanim rezultatima nije izgledna bez postojanja jasnih pravila o preuzimanju/otkupu proizvodnje električne energije iz objekata koji koriste obnovljive izvore energije.

Prikazani rezultati jasno ukazuju na prednosti u zajedničkom i koordiniranom planiranju izgradnje elektrana, tj. manji ukupni trošak izgradnje. Dodatne značajne uštede se mogu postići koordiniranim pogonom sustava (kroz uštede u gorivu, optimiranjem vremena remonta, obveze rotirajuće rezerve).

U pogledu dinamike izgradnje elektrana treba imati u vidu da je ulazak u pogon bilo koje elektrane (osim HE Mostarsko Blato u izgradnji i TE Stanari) do 2013. godine prilično optimističan cilj s obzirom na vrijeme potrebno za izgradnju hidro i termoelektrana, odnosno ukupno vrijeme računajući i potrebne pripremne radnje (projektiranje, ishođenje svih dozvola, priključenje na mrežu, ugovaranje, izgradnja i ugradnja opreme, testiranje i puštanje u komercijalni pogon) potrebne za ulazak bilo koje elektrane u pogon. Sa stanovišta EES-a BiH rezultati simulacija ukazuju da u razdoblju do 2013. postoji potreba za izgradnjom jednog značajnog termoeenergetskog objekta, ali će realizacija takvog objekta u promatranom razdoblju ovisiti u velikoj mjeri i o sposobnostima investitora te pripremljenosti šireg administrativnog sustava da se projekt realizira. U razdoblju do 2020. godine potrebna su daljnja, značajna ulaganja u proizvodnju električnu energije.

SADRŽAJ

PROJEKTNI ZADATAK.....	I
SAŽETAK.....	V
SADRŽAJ.....	1
1. UVOD.....	3
2. METODOLOGIJA PLANIRANJA IZGRADNJE PROIZVODNIH KAPACITETA.....	9
2.1. Pristup i metodologija planiranja.....	10
3. OBJEKTI ZA PROIZVODNJU ELEKTRIČNE ENERGIJE.....	17
3.1. Postojeće elektrane i izlasci iz pogona.....	18
3.1.1. Federacija BiH.....	18
3.1.2. Republika Srpska.....	21
3.2. Revitalizacija elektrana.....	23
3.3. Elektrane kandidati za izgradnju.....	26
3.3.1. Plinska elektrana.....	26
3.3.2. Federacija BiH.....	27
3.3.3. Republika Srpska.....	31
3.4. Screening Curve analiza – termoelektrane.....	33
3.4.1. Osnovna cijena ugljena.....	34
3.4.2. Cijene ugljena prema GIS studiji.....	36
3.4.3. Cijene ugljena za analizu osjetljivosti.....	38
3.5. Screening Curve analiza – hidroelektrane i vjetroelektrane.....	39
4. POLAZNE PRETPOSTAVKE.....	43
4.1. Cijene goriva.....	44
4.1.1. Cijene ugljena.....	44
4.1.2. Cijene prirodnog plina.....	45
4.1.3. Cijene nafte.....	46
4.2. Hidrološke prilike.....	50
4.3. Rezerva sustava.....	50
4.4. Trošak neisporučene energije i LOLP pokazatelj.....	51
4.5. Uvoz/izvoz električne energije.....	51
4.5.1. UCTE procjena adekvatnosti proizvodnje u regiji jugoistočne Europe.....	52
4.6. Diskontna stopa.....	53
4.7. Razdoblje simulacija.....	53
5. OPIS SCENARIJA RAZVOJA.....	55
5.1. Scenariji potrošnje električne energije.....	56
5.2. Scenariji izgradnje elektrana.....	59
6. REZULTATI SCENARIJA IZGRADNJE PROIZVODNIH KAPACITETA ZA BIH.....	63
6.1. Scenariji razvoja EES BiH.....	64
6.1.1. Scenarij S2_REF_SA.....	64
6.1.2. Scenarij S2_BEZ_STANARA_SA.....	67
6.1.3. Scenarij S2_REF.....	70
6.1.4. Scenarij S2_BEZ_STANARA.....	74
6.1.5. Scenarij S2_mHE_VE.....	77
6.1.6. Scenarij S3_REF.....	78
6.1.7. Scenarij S1_REF.....	81
6.1.8. Potrošnja ugljena.....	83

6.1.9.	Mogućnosti izvoza	83
7.	REZULTATI SCENARIJA IZGRADNJE PROIZVODNIH KAPACITETA ZA FEDERACIJU BIH.....	85
7.1.	Rezultati scenarija razvoja Federacije BiH.....	86
7.1.1.	Scenarij S2_FBIH_REF_SA	86
7.1.2.	Scenarij S2_FBIH_FIX_SA	90
7.1.3.	Scenarij S2_FBIH_REF	92
7.1.4.	Scenarij S3_FBIH_REF	95
7.1.5.	Scenarij S1_FBIH_REF	97
7.1.6.	Potrošnja ugljena	99
7.1.7.	Mogućnost izvoza	100
7.2.	Scenariji razvoja EP BiH.....	101
7.2.1.	Scenarij S2_EPBIH_REF_SA	101
7.2.2.	Scenarij S2_EPBIH_IZVOZ_SA.....	104
7.2.3.	Scenarij S2_EPBIH_REF	107
7.2.4.	Scenarij S3_EPBIH_REF	109
7.2.5.	Scenarij S1_EPBIH_REF	112
7.2.6.	Potrošnja ugljena	114
7.2.7.	Mogućnosti izvoza	114
7.3.	Scenariji razvoja EP HZHB	116
7.3.1.	Scenarij S2_HZHB_REF	116
7.3.2.	Scenarij S2_HZHB_ALx2	120
7.3.3.	Scenarij S3_HZHB_REF	124
7.3.4.	Scenarij S1_HZHB_REF	127
7.3.5.	Potrošnja ugljena	129
7.3.6.	Mogućnosti izvoza	130
8.	REZULTATI SCENARIJA IZGRADNJE PROIZVODNIH KAPACITETA ZA REPUBLIKU SRPSKU	131
8.1.	Scenariji razvoja RS	132
8.1.1.	Scenarij S2_RS_REF	132
8.1.2.	Scenarij S2_RS_Stanari.....	136
8.1.3.	Scenarij S2_RS_IZVOZ.....	137
8.1.4.	Scenarij S2_ERS_REF	139
8.1.5.	Scenarij S3_RS_REF	141
8.1.6.	Scenarij S1_RS_REF	143
8.1.7.	Potrošnja ugljena	146
8.1.8.	Mogućnosti izvoza	146
9.	UKUPNI TROŠAK RAZVOJA KAPACITETA ZA PROIZVODNJU ELEKTRIČNE ENERGIJE.....	147
10.	ZAKLJUČAK	153
11.	LITERATURA	161
12.	POPIS TABLICA.....	165
13.	POPIS SLIKA.....	171
14.	POPIS KRATICA	173

1. UVOD

U formuliranju energetske politike, u većini zemalja svijeta, danas je prisutan koncept ili ideja održivog razvoja. Održivi razvoj se definira kao razvoj koji udovoljava današnjim potrebama, bez dovođenja u pitanje mogućnosti budućih generacija da zadovolje svoje energetske, kao i sve ostale potrebe.

Izrada dugoročnog plana razvoja (Master plana) elektroenergetskog sustava (dalje u tekstu: EES) vrlo je složen posao, za koji je nužno angažirati stručnjake iz različitih područja, ali s iskustvom u poslovima izrade Master plana. EES je dio ili podsustav složenog energetske sustava. Kod planiranja razvoja pojedinog podsustava (npr. elektroenergetskog, plinskog, ...), treba voditi računa o specifičnostima svakog od njih, ali isto tako i o međuzavisnosti podsustava. Prožimanje energetske podsustava je takvo da stanje u jednom utječe na ostale. Stoga se od stručnjaka specijaliziranih za pojedini podsustav, osim stručnog znanja vezanog za specifični podsustav, traži i poznavanje problematike ostalih podsustava.

Kad se radi o EES-u, problemu planiranja razvoja treba prići sustavno, nastojeći uzeti u obzir što veći broj utjecajnih čimbenika. Svako modeliranje, pa tako i modeliranje EES-a nosi u sebi određena pojednostavljenja. Nije moguće modelom prikazati odnose koji su identični onima u stvarnom EES-u. Stoga treba nastojati što realnije prikazati barem one odnose i parametre, čiji je utjecaj na prilike u EES-u značajniji. Izgradnja elektroenergetskih objekata (distribucijskih, prijenosnih, a posebno proizvodnih) kapitalno je vrlo intenzivna, pa se krive procjene tijekom planiranja mogu negativno odraziti, ne samo na prilike u EES-u, nego i na prilike u sveukupnom gospodarstvu. Ukoliko se kapaciteti pre-dimenzioniraju, odnosno ako se izgrade veći kapaciteti prije nego što je to potrebno, ili drugim riječima ako ta proizvodnja ne može biti plasirana na tržište po cijeni koja osigurava otplatu investicije uz određeni profit, dolazi do zamrzavanja velikih financijskih sredstava, koja su se, na efikasniji način, mogla upotrijebiti u nekom drugom gospodarskom sektoru. S druge strane, ako se potrebe izgradnje novih kapaciteta podcijene, dolazi do situacije kad nije moguće osigurati dovoljne količine električne energije iz vlastitih izvora, manjkove treba nabavljati iz uvoza, često po vrlo nepovoljnim (visokim) cijenama. Ovakva situacija, ako potraje, može postati ograničavajući faktor ili kočnica razvitka za sve ostale segmente gospodarstva i društva u cjelini.

Ako bi se pokušala formirati ljestvica prioriteta današnjih ljudskih potreba, uvažavajući dostignuća modernog doba i način života suvremenog čovjeka, električna energija bi zasigurno zauzimala vrlo visoko mjesto. Znano je da još uvijek veliki dio čovječanstva (po procjenama i do 1,5 milijarda ljudi) nema pristup električnoj mreži. Istina, postoje ponegdje i u tim dijelovima svijeta razne instalacije, kao npr. solarni paneli, male vjetroelektrane ili dizelski generatori, ali to je toliko rijetko da se s pravom može reći da je tom dijelu ljudske populacije električna energija još uvijek nedostupna. Usprkos toj činjenici, opskrba svih ljudi električnom energijom smatra se civilizacijskom obavezom današnjeg doba. Stoga je vrlo ozbiljno pitanje kako uz tezu – koja se sve češće i sve jače ističe u prvi plan – da je električna energija roba kao i svaka druga i da se prema njoj tako treba i odnositi, ispuniti tu civilizacijsku obvezu.

Postoje određene specifičnosti, kako u tehnološkom, tako i u društvenom smislu, koje električnu energiju ipak razlikuju od većine drugih vrsta robe. Naravno, ovime se ne želi reći da električna energija nema baš nikakve atribute robe, nego se želi reći da je ona jedna posebna kategorija robe. **Neki nedavni događaji pokazali su da se električna energija u tržišnim okolnostima tretira kao roba, dok je ima dovoljno. Čim su se pojavili problemi u osiguravanju dovoljnih količina, ona se počela tretirati kao socijalni, pa čak i politički problem.**

Ono što se ne može osporiti, u smislu karakteristike robe, jest da je treba plaćati, i to u onoj mjeri i na onaj način kako se i troši. Svaki potrošač, dakle, treba pokriti troškove koje svojom potrošnjom, po količini i dinamici, izaziva u EES-u. Sama činjenica da je dugi niz godina, a u velikom broju zemalja je tako i danas, cijena električne energije bila i dio socijalne politike,

pokazuje jednu posebnost električne energije u odnosu na druge vrste robe. U gotovo svim, pa i najrazvijenijim zemljama, postoje kategorije kupaca (novi termin za nekadašnje potrošače) koji nemaju prihode dostatne za podmirivanje svih egzistencijalnih troškova, među kojima je i trošak električne energije. Vjerojatno će tako biti još puno godina. U takvim slučajevima potrebna je pomoć države kroz različite vidove socijalnih davanja. Međutim, nužno je da takve kategorije kupaca dobivaju određenu novčanu pomoć, ali da plaćaju potrošenu električnu energiju. Jedino na taj način će se kod tih kupaca razvijati svijest o tome da električna energija nije nešto što se može proizvoditi bez troškova. To bi saznanje trebalo poticati kupce na racionalnije ponašanje kod potrošnje električne energije.

Nije dobro da se država miješa u poslovanje elektroprivrednih poduzeća na način da kroz nerealno niske cijene pokušava riješiti dio socijalnih problema građana. Ukoliko bi se takva praksa nastavila, postoji opasnost da elektroprivredna poduzeća dožive financijski slom, pa onda ni kupci koji bi mogli i htjeli plaćati električnu energiju neće moći imati tu energiju. Naravno, to je krajnje nepoželjan scenarij s vrlo malom vjerojatnošću. No, o tome treba razmišljati kod kreiranja socijalne politike i njenog mogućeg utjecaja na poslovanje elektroprivrednih poduzeća.

Planiranje općenito, a u energetici osobito, nosi u sebi znatnu dozu neizvjesnosti. Ako se radi o energetici, pogleda li se tridesetak godina unatrag i analizira planove koji su u području energetike u tom razdoblju napravljeni, može se zaključiti da se niti jedan nije do kraja ostvario. Odstupanja su bila manja ili veća, ali su bila pravilo. To vrijedi, kako za planiranje potrošnje energije, tako i za planiranje izgradnje izvora, odnosno infrastrukture za podmirivanje potrošnje. Ovakvo iskustvo je, praktično bez iznimke, karakteristika i razvijenih zemalja, a i onih nerazvijenih ili onih u razvoju. Imuni od toga nisu bili ni različiti sustavi društvenog uređenja (socijalizam, kapitalizam), vlasništva (državno, privatno) ili načini planiranja (centralizirano, decentralizirano). Što je vremenski horizont planiranja duži, to je i veći stupanj neizvjesnosti povezane s procesom planiranja. Ta je neizvjesnost rezultat pretpostavki s kojima se ulazi u proces planiranja.

Čest je slučaj da se kao ulazne veličine za planiranje ukupnih energetske potrebe koriste neki parametri čije je ostvarenje gotovo jednako neizvjesno kao i samo ostvarenje ukupne potrošnje energije. Dakako da zbog toga ne treba prestati planirati. Međutim, potrebno je pronaći pristup i metode planiranja koje će ove neizvjesnosti svesti na najmanju moguću mjeru.

Planiranje bi trebalo biti stalni, neprekinuti proces, koji bi svakih nekoliko godina rezultirao izborom jednog (ciljnog) plana. Dakle, analitičari ili planeri pripremaju veći broj varijanti razrađenih do detalja. Iz toga se, za one koji donose odluke, treba pripremiti nekoliko varijanti koje planeri izdvoje kao najrealnije. Prijedlog za donositelje odluka mora biti vrlo jasno pripremljen, s usporedbom ključnih elemenata između pojedinih varijanti.

Ono što je od iznimne važnosti u procesu planiranja jest postavljanje jasnih ciljeva koji se žele postići. Ti ciljevi moraju biti mjerljivi, što znači da se nakon izbora jednog, između više izrađenih planova, može pratiti ostvarenje tog plana, odnosno odstupanja od njega.

Planovi se u određenim vremenskim razmacima trebaju obnavljati, kako bi se u obzir uzele promjene osnovnih pretpostavki od izrade posljednjeg plana. Izrada plana ne treba trajati predugo, jer se često događa da je aktualnost nekih ulaznih pretpostavki za izradu plana kraća nego sama izrada.

U okolnostima potpuno otvorenog tržišta, gdje određeni kupci mogu kupovati energiju izvan granica svoje zemlje pojavljuje se problem sagledavanja elektroenergetske bilance pojedine

zemlje. U slučaju gdje samo manji broj kupaca s većom potrošnjom kupuje energiju iz nekog drugog EES-a, moguće je nekako kontrolirati elektroenergetsku bilancu. Međutim, kod potpuno otvorenog tržišta veoma je teško sagledati zatvaranje elektroenergetske bilance u pojedinoj zemlji koja je sudionik otvorenog tržišta. Kod tradicionalnih, vertikalno organiziranih monopola za proizvodnju, prijenos i isporuku električne energije na razini države, postojala je zadaća i odgovornost nacionalne elektroprivredne tvrtke u planiranju izgradnje i pogona sustava. Pitanje centralnog planiranja (u koje spada i zatvaranje elektroenergetske bilance) teško se prepoznaje u novim tržišnim uvjetima.

Problem zatvaranja bilance može se promatrati kao problem u realnom vremenu - trenutna ravnoteža proizvodnje i potrošnje ili kao problem planiranja - ravnoteža u duljem razdoblju. Ključni problem više nije predvidjeti ukupnu potrošnju. Ukupna potrošnja se i dalje predviđa primjenom klasičnih postupaka analize energetske potreba pojedinih sektora u gospodarstvu svake zemlje. Problem je predvidjeti koliko energije će proizvesti promatrana kompanija, nezavisni proizvođač, mala elektrana, koliko će se energije uvesti iz drugih sustava i koliko će se energije izvesti u druge sustave. Zatvaranje elektroenergetske bilance je dugoročni problem. Predviđanjem potreba određuju se dodatni i zamjenski kapaciteti koje trebati staviti u pogon. Predviđanje potrošnje i zatvaranje EE bilance postaje problem više razine – dolazi do "prelijevanja" i proizvodnje i potrošnje izvan granica države. To znači da se promatra povezanost i mogućnost trgovine sa susjednim sustavima.

U Europi već postoji nekoliko „regionalnih“ tržišta električne energije od kojih je jedno i tržište jugoistočne Europe (utemeljeno Atenskim forumom i Poveljom o energetske zajednici). Moguće je u budućnosti stvaranje i nekih novih tržišnih centara (burzi) za razmjenu električne energije i njihovo povezivanje, s već postojećim, u neku vrstu mega-tržišta. Veličina tržišta će biti vjerojatno ograničena fizičko-ekonomskim parametrima kao: mogućnosti prijenosne mreže, isplativost plaćanja naknade za prijenos većem broju operatora i sl. Regija u kojoj postoji otvoreno tržište također se može promatrati kao "država" u kojoj je potrebno zatvoriti EE bilancu. Ovo je važno radi trenutne i dugoročne stabilnosti tržišta. Interes za elektroenergetskom bilansom je interes svih sudionika tržišta, jer bez tržišta nema ni trgovine, niti profita. Stoga kod planiranja izgradnje proizvodnih kapaciteta u nekoj državi treba uzeti u obzir što se događa ili će se događati u, posebice bližem, okruženju, odnosno u susjednim državama.

Pored onoga što je naprijed navedeno, posebna težina izrade plana izgradnje proizvodnih objekata u Bosni i Hercegovini proizlazi iz činjenice da postoje tri elektroprivrede i svaka je, u skladu sa zakonskim rješenjima, autonomna u smislu izgradnje elektrana, a ujedno i odgovorna za opskrbu na dijelu teritorija koji pokriva. Dakle, pri planiranju razvoja ili izgradnje elektrana, svaka od elektroprivreda mora uvažavati činjenicu da je sama Bosna i Hercegovina (istina relativno malo) već jedno djelomično otvoreno tržište električne energije i da će ta otvorenost s vremenom postati potpuna. To znači da se pored konkurencije izvan Bosne i Hercegovine treba razmišljati i o konkurenciji između tri elektroprivrede i dodatno, elektrana koje će biti izgrađene kapitalom izvan onog elektroprivrednog. Dakako, pri planiranju izgradnje elektrana svaka elektroprivreda će odvagati i kolike su potencijalne mogućnosti izvoza električne energije u regiju.

U okolnostima otvorenog tržišta električne energije pristup samom planiranju kao i tretman rezultata plana bitno je drugačiji nego u okolnostima monopola. U uvjetima monopola dugoročni planovi su se manje ili više slijedili. U uvjetima otvorenog tržišta, gdje je izgradnja elektrana rezultat slobodne volje investitora (prema procjeni je li određena elektrana isplativa ili nije), rezultati plana nikoga ni na što ne obvezuju. Plan izgradnje dobiven prema kriteriju najmanjeg troška (*Least Cost Plan – LCP*) samo je indicacija potencijalnom investitoru koja elektrana, od više elektrana-kandidata, bi mogla biti najbolja.

U manjim elektroenergetskim sustavima gdje jedna elektrana, instalirane snage od nekoliko stotina MW, može pokriti višegodišnji porast potrošnje električne energije, Master plan je podloga za donošenje odluke o gradnji jedne ili eventualno dvije takve elektrane s liste kandidata. Nakon nekoliko godina treba raditi novi plan, gdje se odluke o gradnji iz prethodnog plana, ili započeta izgradnja elektrane (elektrana) na osnovu prethodnog plana, uzimaju kao ulazni parametri (kao činjenice), uz uvažavanje svih promjena i novih elemenata koji su se pojavili u međuvremenu, nakon što je završen prethodni plan.

Neke zemlje su u svoja zakonska rješenja ugradile odredbe kojima je vrlo jasno definirana periodičnost ili dinamika izrade takvih planova. Mogu se sresti zakonska rješenja gdje se plan izgradnje obnavlja svake godine (zemlje gdje je godišnji porast potrošnje električne energije veći od snage jedne elektrane od nekoliko stotina MW), zatim svake dvije, svake tri godine i sl. Ono što je bitno u pristupu jest da briga o planiranju izgradnje elektrana treba biti stalna, što je na korist i državi i tvrtkama koje se bave proizvodnjom električne energije, kao i operatorima prijenosnog sustava te na posljétku i regulatorima.

U skladu s ciljevima Modula 3 definiranim projektnim zadatkom, u okviru ovog istraživanja analizirano je postojeće stanje u sektoru proizvodnje električne energije u Bosni i Hercegovini i predloženi su planovi njegova razvoja do 2020. godine.

Nakon uvodnog osvrta na problematiku dugoročnog planiranja razvoja elektroenergetskog sustava u drugom poglavlju je ukratko prikazana korištena metodologija planiranja izgradnje proizvodnih kapaciteta.

U trećem poglavlju dat je pregled postojećih hidro i termoelektrana na području Federacije BiH i Republike Srpske, uključujući planove elektroprivreda o revitalizaciji pojedinih termoelektrana. Također je dat sažeti pregled elektrana kandidata na području Bosne i Hercegovine (po entitetima). S obzirom na relativno veliki ukupni broj kandidata elektrana koje su identificirane u Izvještaju o napretku na projektu (Interim Report), navedeni su samo podaci za one elektrane za koje su bili dostavljeni potpuni podaci.

U četvrtom poglavlju navedene su polazne pretpostavke kao što su: cijena goriva, trošak neisporučene energije, diskontna stopa i pretpostavke o uvozu i izvozu električne energije.

U petom poglavlju opisani su razmatrani scenariji razvoja. Za tri scenarija potrošnje, definirana projektnim zadatkom Modula 1, prikazani su: ukupna potrošnja električne energije, vršno opterećenje u sustavu i faktor opterećenja u cijeloj Bosni i Hercegovini te po entitetima i elektroprivredama. Potom su opisani i scenariji izgradnje elektrana razvijeni u skladu sa scenarijima potrošnje električne energije. Planovi i scenariji izgradnje elektrana promatraju se također na razini cjelokupne Bosne i Hercegovine, na razinama entiteta (Federacija BiH i Republika Srpska) i elektroprivreda.

Od šestog do osmog poglavlja slijede rezultati razmatranih scenarija izgradnje proizvodnih kapaciteta redom za cijelu Bosnu i Hercegovinu, zatim za Federaciju BiH i za Republiku Srpsku. Na svim razinama detaljno je razmatran referentni, odnosno najviši scenarij potrošnje (S2-referentni).

U devetom poglavlju izdvojena je procjena ulaganja u sektor proizvodnje električne energije za najviši scenarij potrošnje energije (S2-referentni). Potrebna ulaganja prikazana su pojedinačno po objektima s trajanjem investicija i godinom ulaska u pogon.

Nakon zaključnih razmatranja u desetom poglavlju slijede popis korištene literature te popisi slika, tablica i korištenih kratica.

2. METODOLOGIJA PLANIRANJA IZGRADNJE PROIZVODNIH KAPACITETA

2.1. Pristup i metodologija planiranja

Konzultant je svjestan da master plan proizvodnje, kao dio ovog Projekta, treba biti sastavljen uz blisku suradnju s tri elektroprivrede u BiH. Konzultant također razumije kako je izrada detaljnog plana izgradnje proizvodnih kapaciteta od velike važnosti za postizanje nekih od najvažnijih ciljeva buduće energetske strategije, kao što su:

- Sigurna i pouzdana opskrba svim oblicima energije u BiH,
- Povećanje ekonomske efikasnosti radi smanjenja troškova energije,
- Povećanje energetske efikasnosti u svim segmentima sustava opskrbe, pretvorbe, transporta i korištenja energije,
- Optimalno korištenje lokalnih energetskih izvora u cilju postizanja ekonomskog rasta i socijalne stabilnosti,
- Integracija tržišta električne energije, ugljena, prirodnog plina i naftnih proizvoda,
- Potpuno iskorištavanje prednosti regionalnog energetskog tržišta i ostalih regionalnih sporazuma radi minimizacije troškova za domaće potrošače i ostvarivanja koristi od mogućnosti izvoza energije,
- Gospodarenje energijom na način prihvatljiv za okoliš.

Kriteriji planiranja i metodologija koju je Konzultant upotrijebio za realizaciju ovog Modula temelje se na standardnoj metodologiji planiranja uz najmanji trošak (LCP), koja je široko prihvaćena od strane međunarodnih organizacija. Konzultant je iskoristio svoje veliko znanje i iskustvo u dugoročnom planiranju uz minimalni trošak, kao i u korištenju modela WASP, kao računalnog alata za dugoročno planiranje izgradnje proizvodnih kapaciteta. Konzultant je tijekom zadnjih desetak godina uspostavio vrlo plodnu i uspješnu suradnju u ovom području s Međunarodnom agencijom za atomsku energiju (IAEA) u Beču, kroz sudjelovanje u aktivnostima Agencije u smislu distribucije računalnih modela i edukacije u zemljama članicama.

Konzultant vjeruje kako je ova metodologija adekvatna za vrstu analize kakva se zahtijeva unutar Modula 3. Pa ipak, Konzultant je prema potrebi proveo i verifikaciju rezultata dobivenih na ovaj način korištenjem drugog modela za sličnu namjenu (dugoročno planiranje uz minimalni trošak), kao što je MESSAGE (razvijen u suradnji IAEA i instituta IIASA).

Sljedeće poglavlje iznosi kratki opis metodologije dugoročnog planiranja uz minimalni trošak na kojoj se zasniva rad modela WASP.

Metodologija planiranja uz minimalni trošak

Suština dugoročnog planiranja izgradnje proizvodnih kapaciteta je u nalaženju optimalnog plana proširenja proizvodnog sustava tijekom razdoblja od tipično 20-30 godina, uz uvažavanje ograničenja koje definira planer. Optimum se nalazi na temelju minimalnih ukupnih diskontiranih troškova.

U sklopu metodologije koriste se sljedeće matematičke tehnike:

- *Probabilistička procjena* troškova proizvodnje u sustavu, troškova neisporučene energije i pouzdanosti;
- *Linearno programiranje* za određivanje optimalnog angažmana jedinica uz poštivanje zadanih ograničenja na emisije u okoliš, dostupnost goriva i ukupnu proizvodnju za određene elektrane;

- *Dinamičko programiranje* za usporedbu troškova različitih alternativnih strategija izgradnje sustava.

Svaki mogući niz elektrana koje se dodaju u sustav (plan, odn. strategija izgradnje) koji zadovoljava ograničenja ocjenjuje se u smislu funkcije troškova (funkcije cilja) koja se sastoji od:

- Kapitalnih troškova (I),
- Preostale vrijednosti investicijskih troškova (S),
- Troškova goriva (F),
- Troškova skladištenja goriva (L),
- Ostalih troškova pogona i održavanja (M),
- Troškova neisporučene energije (O).

Funkcija troškova se tada može prikazati sljedećim izrazom:

$$B_j = \sum_{t=1}^T (\overline{I_{j,t}} - \overline{S_{j,t}} + \overline{F_{j,t}} + \overline{L_{j,t}} + \overline{M_{j,t}} + \overline{O_{j,t}})$$

pri čemu je B_j funkcija cilja pridružena planu izgradnje j , t je vrijeme u godinama (1, 2, ..., T), a T je trajanje studijskog razdoblja (ukupni broj godina). Crta iznad simbola označava diskontirane vrijednosti na određeni referentni trenutak uz neku diskontnu stopu i .

Optimalni je plan izgradnje tada definiran kao: **Min B_j** po svim j .

Unutar analize u WASP-u potrebno je najprije odrediti moguće strategije izgradnje elektroenergetskog sustava. Ako je $\mathbf{K}_t$ vektor koji sadrži broj svih proizvodnih jedinica koje su u pogonu u godini t za neki plan izgradnje, tada $\mathbf{K}_t$ mora zadovoljavati sljedeću relaciju:

$$\mathbf{K}_t = \mathbf{K}_{t-1} + \mathbf{A}_t - \mathbf{R}_t + \mathbf{U}_t$$

pri čemu su:

- $\mathbf{A}_t$ = vektor unaprijed zadanih ulazaka u pogon jedinica u godini t ,
- $\mathbf{R}_t$ = vektor unaprijed zadanih izlazaka iz pogona jedinica u godini t ,
- $\mathbf{U}_t$ = vektor jedinica kandidata koje se dodaju u sustav u godini t , $\mathbf{U}_t \geq [0]$

$\mathbf{A}_t$ i $\mathbf{R}_t$ su zadani, dok je $\mathbf{U}_t$ nepoznata varijabla koju treba odrediti; $\mathbf{U}_t$ se naziva vektorom konfiguracije sustava.

Ukoliko definiramo kritični period (p) kao period unutar godine za koji razlika između odgovarajućeg raspoloživog proizvodnog kapaciteta i vršnog opterećenja ima najmanju vrijednost, te ako je $P(\mathbf{K}_{t,p})$ instalirani kapacitet u sustavu u kritičnom periodu u godini t , svaka prihvatljiva konfiguracija sustava mora zadovoljavati sljedeće nejednakosti:

$$(1 + a_t) D_{t,p} \geq P(\mathbf{K}_{t,p}) \geq (1 + b_t) D_{t,p}$$

čime se jednostavno izriče kako instalirani kapacitet u kritičnom periodu mora biti između zadane minimalne i maksimalne rezerve u sustavu, a_t i b_t respektivno, iznad vršnog opterećenja $D_{t,p}$ u kritičnom periodu godine.

Pouzdanost određene konfiguracije sustava ocjenjuje se unutar WASP-a u smislu indeksa vjerojatnosti gubitka opterećenja (engl. *Loss-of-Load Probability*, LOLP). U WASP-u se ovaj indeks izračunava za svaki period unutar godine i svaku definiranu hidrologiju. LOLP za svaki period računa se tada kao suma LOLP-ova za svaku hidrološku situaciju (u istom periodu), ponderirana vjerojatnošću hidrologija, a prosječni godišnji LOLP kao zbroj LOLP-ova po periodima podijeljen brojem perioda.

Ako su $LOLP(\mathbf{K}_{t,a})$ i $LOLP(\mathbf{K}_{t,i})$ godišnje, odnosno periodičke vrijednosti LOLP-a, respektivno, svaka prihvatljiva konfiguracija mora zadovoljavati sljedeća ograničenja:

$$\begin{aligned} LOLP(\mathbf{K}_{t,a}) &\leq C_{t,a} \\ LOLP(\mathbf{K}_{t,i}) &\leq C_{t,p} \text{ (za sve periode)} \end{aligned}$$

pri čemu su $C_{t,a}$ i $C_{t,p}$ granične vrijednosti zadane od strane planera.

Ukoliko određeni plan izgradnje sadrži konfiguracije sustava za koje je godišnja potražnja za energijom E_t veća od očekivane proizvodnje G_t svih jedinica koje postoje u toj konfiguraciji za odgovarajuću godinu t , u ukupne troškove sustava dodaje se penalizacija u obliku troškova neisporučene energije. Očigledno su ovi troškovi funkcija količine neisporučene energije N_t , koja se može izračunati kao:

$$N_t = E_t - G_t$$

Planer može postaviti i tzv. tunelska ograničenja na vektor konfiguracije $\mathbf{U}_t$ tako da svaka prihvatljiva konfiguracija mora zadovoljiti:

$$\mathbf{U}_t^0 \leq \mathbf{U}_t \leq \mathbf{U}_t^0 + \Delta \mathbf{U}_t$$

gdje je $\mathbf{U}_t^0$ najmanja dopuštena vrijednost vektora konfiguracije $\mathbf{U}_t$, a $\Delta \mathbf{U}_t$ tunelsko ograničenje ili širina tunela.

Proizvodnja svake elektrane u svakom periodu godine procjenjuje se na temelju optimalnog angažmana jedinica, koji pak ovisi o raspoloživosti elektrana/jedinica, potreba za održavanjem, potreba za rotirajućom rezervom i bilo kakvim zadanim ograničenjima koje planer može postaviti na emisije u okoliš, dostupnost pojedinog goriva i/ili proizvodnju električne energije određene grupe elektrana. Takva grupna ograničenja imaju sljedeći oblik:

$$\sum_{i \in I_j} COEF_{ij} \cdot G_i \leq LIMIT_j, \text{ za } j = 1, \dots, M$$

pri čemu je G_i proizvodnja elektrane i , $COEF_{ij}$ faktor emisije (za ograničenje emisije) ili faktor potrošnje goriva (za ograničenje raspoloživosti goriva), itd. za elektranu i u grupnom ograničenju j , $LIMIT_j$ je zadana granična vrijednost, a I_j skup elektrana koje sudjeluju u grupnom ograničenju j . Ova specijalna ograničenja rješavaju se algoritmom koji određuje angažman elektrana na način da se ograničenja zadovolje uz minimalni proizvodni trošak.

Problem opisan ovdje odgovara nalaženju vrijednosti vektora $\mathbf{U}_t$ tijekom planskog razdoblja koji zadovoljava gornje izraze. Time je pronađen „najbolji“ plan izgradnje unutar ograničenja koja je zadao planer. U modelu WASP ovaj najbolji plan izgradnje nalazi se korištenjem tehnike dinamičkog programiranja. Tijekom tog procesa program detektira je li rješenje dotaklo granice tunela i u sklopu rješenja daje odgovarajuću poruku. Proces planiranja tada se nastavlja iterativnim postupkom, modificiranjem ograničenja dok se ne dobije zadovoljavajuće rješenje. To će biti „optimalni plan izgradnje“ za promatrani sustav.

Izračun troškova

Računanje različitih komponenti troškova provodi se kroz određene modele, kako bi se uzelo u obzir:

- Karakteristike prognozirane potrošnje;
- Karakteristike termoelektrana i nuklearnih elektrana;

- c) Karakteristike hidroelektrana;
- d) Stohastičku prirodu hidrologije (hidroloških uvjeta);
- e) Troškove neisporučene energije.

U gornjoj listi riječ elektrana koristi se kad se govori o kombinaciji jedne ili više jedinica (za termoelektrane) ili o jednom ili više projekata (za hidroelektrane). Opterećenje se modelira vršnim opterećenjem i potražnjom energije u svakom periodu (tipično mjesecu) za sve godine u planskom razdoblju, kao i periodičke invertirane krivulje trajanja opterećenja. Ove krivulje predstavljaju vjerojatnost da će opterećenje dostići ili premašiti određenu vrijednost tijekom nekog perioda.

Modeli termoelektrana i nuklearnih elektrana se opisuju sljedećim parametrima za svaku elektranu:

- Maksimalna i minimalna snaga;
- Specifični potrošak pri minimalnom opterećenju i inkrementalni specifični potrošak između minimalne i maksimalne snage;
- Potrebe za održavanjem (planirane obustave);
- Vjerojatnost ispada (prisilnih obustava);
- Emisijski faktori i specifična potrošnja energije;
- Kapitalni troškovi (za kandidate za izgradnju);
- Troškovi goriva;
- Troškovi skladištenja goriva (za kandidate za izgradnju);
- Fiksni i varijabilni troškovi pogona i održavanja (ne uključujući gorivo);
- Životni vijek (za kandidate za izgradnju).

Modeli hidroenergetskih projekata (postrojenja) uključuju protočne elektrane, elektrane za dnevno izravnjanje, za tjedno izravnjanje, te akumulacijske elektrane sa sezonskim ciklusom regulacije. Za svaki se projekt definiraju sljedeći parametri:

- Maksimalna i minimalna snaga;
- Energetski sadržaj akumulacije;
- Raspoloživa energija u svakom periodu;
- Kapitalni troškovi (za projekte koji se razmatraju kao kandidati za izgradnju);
- Fiksni troškovi pogona i održavanja;
- Životni vijek (za projekte koji se razmatraju kao kandidati za izgradnju).

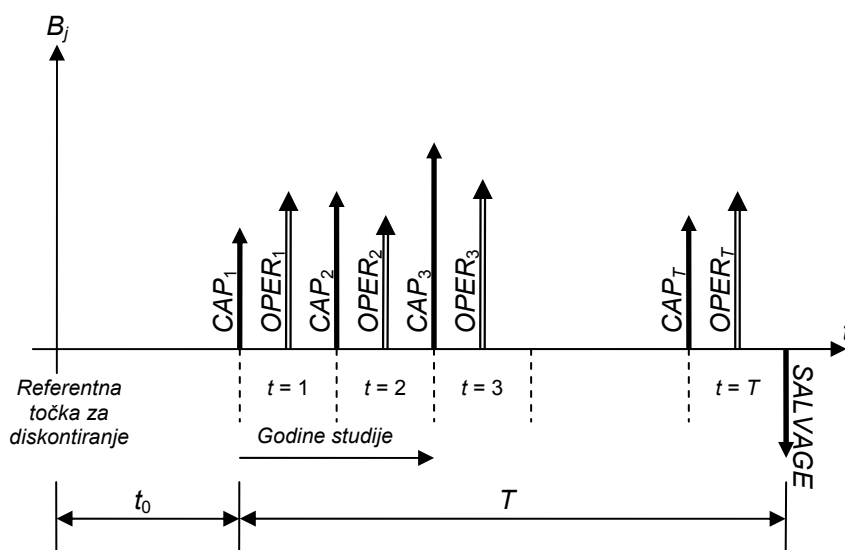
Stohastička priroda hidrologije uzima se u obzir definiranjem različitih hidroloških situacija (do 5); za svaku hidrologiju definira se vjerojatnost pojavljivanja i odgovarajući raspoloživi kapacitet i energija za svaki projekt u toj hidrološkoj situaciji i određenom periodu.

Reverzibilne hidroelektrane modeliraju se kroz sljedeće parametre:

- Instalirana snaga;
- Efikasnost ciklusa;
- Kapacitet pumpanja (za svaki period);
- Kapacitet proizvodnje (za svaki period);
- Maksimalna ostvariva proizvodnja električne energije (za svaki period).

Trošak neisporučene energije odražava očekivane štete za gospodarstvo zemlje ili regije koja se proučava, kao rezultat neisporučivanja određene količine električne energije. Ovaj se trošak modelira kvadratnom funkcijom koja povezuje trošak neisporučene energije s količinom iste energije. Jednostavniji pristup kvantificiranju neisporučene energije u ekonomskim okvirima sastoji se u pretpostavljanju neke konstantne vrijednosti po jedinici neisporučene energije, tipično u rang od 0,5 pa sve do 3 EUR/kWh.

Kako bi se izračunale sadašnje vrijednosti komponenti troškova, uvodi se diskontiranje uz zadanu diskontnu stopu, uz pretpostavku da se puni iznos kapitalne investicije (puni iznos uključuje i interkalarnu kamatu koje ovise o diskontnoj stopi i trajanju izgradnje) za elektranu koja se dodaje u planu izgradnje ulaže na početku godine u kojoj ta elektrana ulazi u pogon, a da njezina preostala vrijednost predstavlja dobitak na kraju planskog razdoblja zbog preostalog ekonomskog životnog vijeka elektrane. Troškovi skladištenja goriva tretiraju se kao investicijski troškovi, no na kraju planskog razdoblja uzimaju se kao dobitak u punom iznosu (odnosno bez amortizacije). Svi ostali troškovi (gorivo, pogon i održavanje, neisporučena energija) uzimaju se kao da nastupaju u sredini odgovarajuće godine. Ove pretpostavke opisane su sljedećom slikom.



Slika 2.1 Shematski dijagram tokova novca za neki program izgradnje

Tretiranje nesigurnosti

U procesu dugoročnog planiranja izgradnje proizvodnih kapaciteta prirodno je prisutan velik broj nesigurnosti. Neke od najčešćih kategorija nesigurnih ulaznih informacija koje utječu na plan izgradnje su sljedeće:

- Porast potrošnje električne energije;
- Kretanje cijena goriva za termoelektrane;
- Predviđeni troškovi izgradnje novih elektrana;
- Diskontna stopa;
- Ekološka i regulatorna ograničenja; itd.

Nesigurnosti u pogledu budućeg kretanja potrošnje električne energije obradilo se je analiziranjem tri scenarija potrošnje koji predstavljaju rezultat Modula 2 (Potrošnja električne energije), kao što je spomenuto ranije. Kako bi se uzele u obzir nesigurnosti u ostalim parametrima ili strateškim odlukama, provedene su odgovarajuće analize osjetljivosti. U te analize uključene su varijacije u određenim nesigurnim ulaznim parametrima.

U pogledu nesigurnosti koje su posljedica ekoloških i regulatornih ograničenja jasno je da postoji određeni zakonski okvir koji je poznat i definiran. Ipak nije isključeno da u budućnosti neće doći do promjene određenih zakona i propisa koji reguliraju energetske djelatnosti i

zaštitu okoliša (npr. kao posljedica preuzimanja novih međunarodnih obveza, primjena mogućih novih paketa energetske i drugih direktiva EU i dr.).

Uz tri osnovna scenarija potrošnje, Konzultant je dodatno, u mjeri za koju se procijenilo da je prikladna, definirao nekoliko razvojnih scenarija, kako bi se pokrio raspon mogućnosti koje proizlaze iz različitih strateških i političkih odluka u energetske sektoru. Primjerice, ovi scenariji uključuju snažnu izvoznu orijentaciju, ubranu penetraciju obnovljivih izvora energije, ograničenu izgradnju novih hidroelektrana zbog ekoloških pitanja, usporenu izgradnju termoelektrana na ugljen zbog ograničenja na emisije stakleničkih plinova itd. Proširenje analize u ovom smislu pružilo je vrijedne informacije o mogućim posljedicama pojedinog razvojnog puta u elektroenergetskom sektoru.

Tretman malih elektrana

U studiji su se obradile i tzv. male elektrane (npr. u ovu kategoriju spadaju male hidroelektrane, vjetroelektrane i dr.) u skladu s podacima o potencijalu takvih izvora električne energije koje su osigurale tri elektroprivredna poduzeća u BiH. Procijenio se doprinos ovih izvora u zadovoljenju ukupnih potreba za električnom energijom, kao i moguće prednosti i nedostaci ovakvih izvora električne energije.

Tretman izlazaka iz pogona postojećih proizvodnih objekata

Pretpostavka je da će sve postojeće hidroelektrane biti u pogonu do kraja promatranog planskog razdoblja. Razmatrali su se samo izlasci iz pogona postojećih termoelektrana. Datumi izlaska iz pogona termoelektrana određeni su u suradnji s domaćim stručnjacima iz tri elektroprivrede uzimajući u obzir rezultate nedavno dopunjene studije regionalnog razvoja proizvodnih jedinica (GIS Study) i mišljenja stručnjaka iz pojedinih tvrtki proizvođača opreme (npr. Siemens) koje su sudjelovale u rehabilitaciji pojedinih termoelektrana u BiH. Razmotrili su se i analizirali podatci o pouzdanosti pogona u nekoliko zadnjih godina, datume ulaska u pogon i projektiranog životnog vijeka pojedinih jedinica, broja sati rada i dr. Na osnovu podataka prikupljenih od elektroprivreda i na osnovu podataka iz GIS studije pretpostavljeni su dinamika i investicije u revitalizacije postojećih termoelektrana. Simulacijama rada i razvoja elektroenergetskog sustava dobio se dodatni uvid u eventualni raniji izlazak iz pogona pojedinih starijih i nisko učinkovitih proizvodnih jedinica (npr. niski faktor opterećenja i dr.).

Modeliranje izvoza i uvoza električne energije

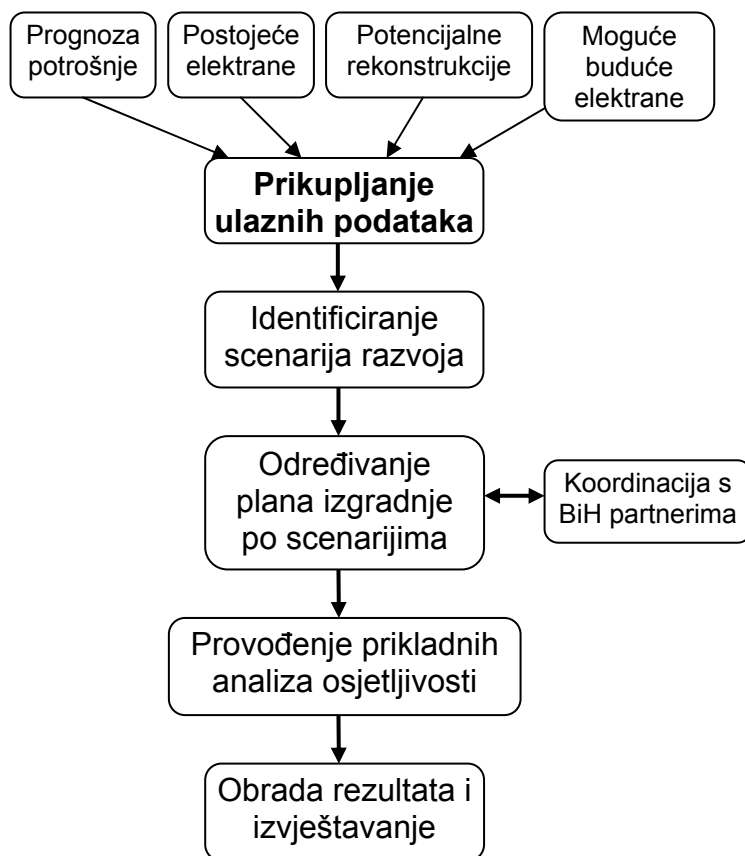
Modeliranje uvoza i izvoza električne energije u WASP modelu moguće je na nekoliko načina (korištenjem zamjenske elektrane za uvoz, promjenom oblika krivulje trajanja opterećenja, korištenjem opcije pumpanja i dr.). Konzultant ima široko iskustvo u modeliranju ovih specifičnih stanja sustava i prethodno spomenuti načini modeliranja uspješno su primijenjeni u nekoliko studija u regiji i svijetu.

Konzultant je svjestan postojanja relativno velikih mogućnosti izvoza električne energije iz elektroenergetskog sustava BiH i ova opcija je razmotrena uzimajući u obzir relevantne činjenice (cijene uvoza i izvoza električne energije, mogući utjecaj ostalih elektrana u regiji, moguće obveze po pitanju zaštite okoliša – post-Kyoto era, razvoj regionalnog tržišta električne energije, strukturu proizvodnih kapaciteta i dr.). Konzultant je analizirao i rezultate GIS studije.

Plan rada i metodologija

Predloženi pristup planiranju razvoja proizvodnih kapaciteta na način predložen u Početnom izvještaju, kao i tijekom sastanaka s relevantnim institucijama BiH, sastoji se od sljedećih koraka (vidjeti donju sliku):

- 1) Prikupljanje ulaznih podataka – projekcija potrošnje električne energije, podaci o postojećim elektranama, opcije za izgradnju i rekonstrukciju;
- 2) Definicija scenarija koji će se analizirati;
- 3) Određivanje optimalnih planova izgradnje za svaki analizirani scenarij, korištenjem prikladnog računalnog alata (WASP);
- 4) Ponavljanje proračuna u koordinaciji s relevantnim institucijama BiH (prvenstveno elektroprivredama) radi uklanjanja mogućih netočnosti u modeliranju;
- 5) Provođenje analiza osjetljivosti na kritične ulazne parametre;
- 6) Obrada rezultata i izrada izvještaja o planiranju razvoja kapaciteta za proizvodnju električne energije.



Slika 2.2 Pristup i metodologija planiranja razvoja proizvodnih kapaciteta

Tijekom razgovora s tri elektroprivrede u BiH, općenito je prihvaćena opisana metodologija, prepoznajući činjenicu da se radi o metodologiji koju prihvaćaju i ugledne međunarodne institucije.

3. OBJEKTI ZA PROIZVODNJU ELEKTRIČNE ENERGIJE

3.1. Postojeće elektrane i izlasci iz pogona

U nastavku je dat sažeti pregled postojećih elektrana na području Bosne i Hercegovine.

3.1.1. Federacija BiH

U tablici 3.1 prikazani su osnovni podaci o postojećim hidroelektranama na području Federacije BiH. Ukupna raspoloživa snaga hidroelektrana u FBiH je 1256 MW, s očekivanom godišnjom proizvodnjom 3149 GWh. U sastavu EP BiH nalaze se tri velike hidroelektrane i nekoliko malih hidroenergetskih objekata ukupne snage 509 MW i očekivane godišnje proizvodnje 1580 GWh. Na području EP HZHB nalazi se ukupno šest hidroelektrana ukupne snage 747 MW i očekivane godišnje proizvodnje 1569 GWh. Pretpostavka je da će sve hidroelektrane biti u pogonu do kraja promatranog planskog razdoblja.

Tablica 3.1. Postojeće hidroelektrane na području Federacije BiH

Federacija BiH – postojeće hidroelektrane			
Elektroprivreda BiH			
Naziv	Snaga na pragu [MW]	Očekivana godišnja proizvodnja [GWh]	Korisna veličina akumulacije [GWh]
Jablanica	175	771	70
Grabovica	114	334	0,4
Salakovac	207	410	1,7
Male HE EP BiH	13	65	0
Ukupno EP BiH	509	1580	72,1
Elektroprivreda HZHB			
Čapljina	400	200	3,4
Rama	159,4	650	303,0
Mostar	71,6	247	0,4
Jajce I	58	233	0,5
Jajce II	28	157	0,2
Peć Mlini	30	82	0,2
Ukupno EP HZHB	747	1569	307,7
Ukupno FBiH	1256	3149	379,8

U tablici 3.2 prikazani su osnovni podaci o termoelektranama na području Federacije BiH. Sve termoelektrane su u sastavu Elektroprivrede BiH, tj. na području Elektroprivrede HZHB postoje samo hidroelektrane. Ukupna snaga termoelektrana na pragu je 1015 MW. Sve elektrane kao gorivo koriste domaći ugljen (mrki i/ili lignit). Navedene cijene goriva odnose se na ostvarene nabavne cijene goriva u 2006. godini. Pri tome treba uzeti u obzir da su cijene ugljena za termoelektrane u Federaciji BiH regulirane od strane Vlade FBiH [1]. Do 2020. godine iz pogona izlaze jedinice Tuzla G3 (2013. godine), Tuzla G4 (2018. godine) i Kakanj G5 (2018. godine). Kakanj G7 je revitaliziran tijekom 2005. godine. Tuzla G5 je trenutno u revitalizaciji, a predviđena je i revitalizacija blokova Tuzla G6 i Kakanj G6 (poglavlje 3.2). Nakon revitalizacije očekuje se da će navedene jedinice izaći iz pogona nakon 2020. godine, tj. nakon kraja promatranog planskog razdoblja. Očekivano produljenje radnog vijeka revitaliziranih jedinica je 15 godina.

U pogledu izlazaka iz pogona i revitalizacije važno je istaknuti da proizvodne jedinice Tuzla G3 i Tuzla G4 proizvode i toplinsku energiju kojom se opskrbljuju industrija i kućanstva na

području Tuzle. Zbog toga je potrebno na ovim lokacijama planirati zamjenski proizvodni objekt. Slično stanje je i na lokaciji u Kaknju gdje postojeći blokovi opskrbljuju i toplinski konzum. Postoje i ideje o opskrbi Sarajeva toplinom iz TE Kakanj.

Tablica 3.2. Postojeće termoelektrane na području Federacije BiH

Federacija BiH – postojeće termoelektrane								
EP BiH								
Naziv jedinice	Snaga na pragu	Ugljen	Ogrjevna vrijednost goriva	Cijena goriva	Specifični potrošak topline	Fiksni troškovi pogona i održavanja	Varijabilni troškovi pogona i održavanja	Izlazak iz pogona
	[MW]		[kJ/kg]	[EUR/GJ]	[kJ/kWh]	[EUR/kW/mjesec]	[EUR/MWh]	[Godina]
Tuzla G3	85	lignit/mrki	10407	2,27	14404	5,5	4,0	2013.
Tuzla G4	175	lignit/mrki	9948	2,27	12150	4,2	3,6	2018.
Tuzla G5	180	lignit/mrki	10430	2,27	12200	3,3	7,8	iza 2020.
Tuzla G6	190	mrki	16062	2,27	11810	3,1	3,0	iza 2020.
Kakanj G5	95	mrki	13732	2,01	11700	2,1	3,0	2018.
Kakanj G6	85	mrki	11700	2,01	14433	2,4	3,1	iza 2020.
Kakanj G7	205	mrki	11400	1,98	12260	1,7	2,6	iza 2020.
Ukupno FBiH/EP BiH	1015	-	-	-	-	22,2	27,2	-

3.1.2. Republika Srpska

U tablici 3.3 prikazani su osnovni podaci o postojećim hidroelektranama u Republici Srpskoj. Pri tome treba uzeti u obzir da se HE Dubrovnik I nalazi u hrvatskom elektroenergetskom sustavu i da se proizvodnja ove elektrane dijeli u omjeru 50:50 između Elektroprivrede RS i Hrvatske Elektroprivrede (jedan agregat je povezan na sustav ERS-a, a drugi na sustav HEP-a). U skladu s tim u tablici 3.3 prikazani su podaci o snazi i očekivanoj godišnjoj proizvodnji HE Dubrovnik koji se odnose na dio koji koristi ERS, tj. pola snage (jedan od ukupno dva agregata) i pola proizvodnje (proizvodnja jednog agregata). Buduća raspodjela električne energije iz HE Dubrovnik 1 između ERS i HEP-a bit će rezultat pregovora i dogovora dvije strane. Ukupna raspoloživa snaga hidroelektrana u RS je 735 MW uz očekivanu godišnju proizvodnju od 2661 GWh. Pretpostavka je da će sve hidroelektrane biti u pogonu do kraja promatranog planskog razdoblja.

Tablica 3.3. Postojeće hidroelektrane na području Republike Srpske

Republika Srpska – postojeće hidroelektrane			
Naziv	Snaga na pragu	Očekivana godišnja proizvodnja	Korisna veličina akumulacije
	[MW]	[GWh]	[GWh]
Višegrad	315	1038	11,0
Bočac	110	307,5	5,5
Trebinje I	180	535,4	vidi tekst ispod
Trebinje II	7,6	12,5	0,4
Dubrovnik I (50%)*	108	695,6	vidi tekst ispod
Male i industrijske elektrane	15,2	72,0	0
Ukupno	735,8	2660,9	274,7

* - HE Dubrovnik I nalazi se na teritoriji RH. Elektroprivreda RS i Hrvatska elektroprivreda d.d. dijele proizvodnju iz HE Dubrovnik I u omjeru 50:50.

Korisna veličina akumulacije Trebinje je 9,36 GWh sa stanovišta proizvodnje u HE Dubrovnik I. Korisna veličina akumulacije Bileća je 1010 GWh sa stanovišta ukupne proizvodnje u HE Trebinje I i HE Dubrovnik I, a korisna zapremina akumulacije Bileća je 200 GWh sa stanovišta proizvodnje u HE Trebinje I.

Podaci o malim i industrijskim elektranama prikupljeni su od strane ERS. Osim navedenih na području RS postoji još malih i/ili industrijskih elektrana o kojima podaci nisu poznati.

U tablici 3.4 prikazani su osnovni podaci o postojećim termoelektranama na području Republike Srpske. Navedenim termoelektranama upravlja Elektroprivreda RS. Raspoloživa snaga ovih termoelektrana iznosi 530 MW. Pri tome treba imati u vidu da je projektirana snaga na pragu TE Ugljevik 280 MW, ali je zbog tehničkih problema moguće postići tek navedenih 250 MW. Za postizanje projektirane snage potrebna je rekonstrukcija kotla. TE Gacko i TE Ugljevik predviđene su za revitalizaciju čime će se produljiti životni vijek i ispuniti ekološke norme u pogledu emisije onečišćujućih tvari (čestice, sumpor, NOx). Očekivana godina izlaska iz pogona revitaliziranih jedinica je nakon 2020. godine. Sredstva potrebna za revitalizaciju i dinamika revitalizacije prikazani su u poglavlju 3.2.

Tablica 3.4. Postojeće termoelektrane na području Republike Srpske

Republika Srpska – postojeće termoelektrane								
Naziv jedinice	Snaga na pragu elektrane	Vrsta goriva (ugljen)	Ogrjevna vrijednost goriva ^{a)}	Cijena goriva	Specifični potrošak topline	Fiksni troškovi pogona i održavanja	Varijabilni troškovi pogona i održavanja	Izlazak iz pogona
	[MW]		[kJ/kg]					
Gacko 1	255*	lignit	8000	1,45	11520	11,13	3,89	iza 2017.
Ugljevik 1	235,6	mrki	10200	1,62	11470	9,6	12,9	iza 2020.
Ukupno ERS	490,6	-	-	-	-			-

* - nominalna snaga na pragu elektrane je 276 MW, a raspoloživa (prije revitalizacije) je 255 MW

a) – donja ogrjevna vrijednost

3.2. Revitalizacija elektrana

Prema podacima elektroprivreda za revitalizaciju u promatranom razdoblju do 2020. godine predviđene su sljedeće termoelektrane:

- Elektroprivreda BiH:
 - o TE Kakanj: blok 6,
 - o TE Tuzla: blok 5 (revitalizacija u tijeku, započela 2007. godine) i blok 6,
- Elektroprivreda RS:
 - o TE Gacko,
 - o TE Ugljevik.

U tablici 3.6 prikazan je pretpostavljeni raspored revitalizacije postojećih termoelektrana te visina i vrsta ulaganja u revitalizaciju. Trošak revitalizacije može se iskazati kao trošak za produljenje životnog vijeka i kao trošak za ulaganja u ekologiju.

S obzirom na ograničen broj podataka o ulaganjima i dinamici revitalizacije postrojenja Konzultant je osim podataka dobivenih od elektroprivreda koristio i podatke iz GIS studije [2,26]. Podaci o ulaganjima u ekologiju navedeni u GIS studiji uspoređeni su u odnosu na dostupne podatke iz literature [3,4] te korigirani po potrebi. Za zahvate, za koje je poznato da su obavljeni na pojedinim blokovima, investicije u revitalizaciju su umanjene. Dinamika i trajanje revitalizacije pojedinih blokova, navedeni u GIS studiji, također su revidirani tako da se u što većoj mjeri izbjegne preklapanje pojedinih revitalizacija s obzirom da je tijekom revitalizacije potrebno osigurati određeni uvoz električne energije. Isti raspored revitalizacije predviđen je za simulaciju i optimizaciju rada i razvoja cjelokupnog EES-a, po elektroprivrednim područjima i područjima entiteta. Pretpostavka je da se do kraja 2011. godine završi revitalizacija svih postrojenja. Pretpostavljeno je da je nakon revitalizacije radni vijek pojedinog bloka produljen za 15 godina. Zahvatima revitalizacije predviđene su i izmjene pojedinih parametara elektrane kao što su raspoloživa snaga (povećanje), trajanje redovitog remonta (skraćeno), specifični potrošak topline (smanjenje) te vjerojatnost ispada iz pogona (smanjenje) – tablica 3.5. Pretpostavka je da će nakon revitalizacije proizvodne jedinice moći raditi do 6000 sati godišnje.

Tablica 3.5. Očekivane karakteristike proizvodnih jedinica nakon revitalizacije (na osnovu GIS studije i procjena Konzultanta)

Očekivane karakteristike jedinica nakon revitalizacije				
Objekt	Snaga na pragu elektrane	FOR	MOR	Specifični potrošak topline
	MW	%	dana	kJ/kWh
EP BiH				
TE Tuzla G5	192	8	30	11301
TE Tuzla G6	197	8	30	11000
TE Kakanj G6	100	8	30	11502
ERS				
TE Gacko 1	280	8	30	10588
TE Ugljevik 1	280	8	30	10588

FOR – Forced outage rate (Vjerojatnost kvara)

MOR – Maintenance outage rate (trajanje redovitog remonta)

S obzirom na stanje postojećih rudnika na lokacijama TE Gacko i TE Ugljevik, za revitalizirane objekte bit će potrebno u narednom razdoblju otvoriti i nove rudnike (tj. investirati određena sredstva). Za TE Gacko se procjenjuje da na postojećoj lokaciji ima ugljena za još 4-5 godina, dok se na lokaciji TE Ugljevik procjenjuje da u postojećem rudniku ima dovoljno ugljena za narednih 12-13 godina.

U razdoblju od predaje Nacrta Konačnog izvještaja do formiranja Konačnog izvještaja ERS je dostavila podatke o potrebnim revitalizacijama na postojećim blokovima u TE Gacko i TE Ugljevik. U razdoblju od 2004. do 2007. godine na ovim blokovima su napravljeni određeni zahvati revitalizacije što bitno utječe na naredne zahvate i visinu troškova. U TE Gacko je 2004. godine urađena značajna rekonstrukcija kotla, a u razdoblju od 2008. do 2012. planirane su rekonstrukcije u sklopu redovitog održavanja koje bi najduže trajale 90 dana u jednoj godini. Za TE Ugljevik planirano je ulaganje u sustav za odsumporavanje te rekonstrukcija kotla. Remont (kapitalni) je predviđen za 2010. godinu i trajat će do 120 dana. Podaci o rasporedu revitalizacija i troškovima prikazani su u tablici 3.7. Ove izmjene uzete su u obzir prilikom novih simulacija, te su rezultati prikazani u studiji.

Tablica 3.6. Raspored i investicije u revitalizaciju postojećih termoelektrana u Bosni i Hercegovini (temeljem GIS studije i procjene Konzultanta)

Naziv	Instalirana snaga	Snaga na pragu nakon revitalizacije	Početak revitalizacije	Ulazak u pogon	Trošak revitalizacije					
					ESP	NOx	SO ₂	Ukupno ekologija	Produljenje životnog vijeka	Ukupno
	[MW]	[MW]	godina	godina	milijuna EUR					
ERS										
Gacko	300	280	2009.	2010.	6,3	10,4	21,0	37,7	105,0	142,7
Ugljevik	300	280	2011.	2012.	5,5	8,9	45,0	59,4	105,0	164,4
Ukupno ERS					11,8	19,3	66,0	97,1	210,0	307,1
EP BiH										
Tuzla G5	200	192	2007.	2009.				15,0*	70,0	85,0
Tuzla G6	215	197	2009.	2011.	3,5	7,8	27,0	38,3	75,0	113,3
Kakanj G6	110	100	2010.	2011.		2,0	14,5	16,5	36,0	52,5
Ukupno EP BiH					3,5	9,8	41,5	69,8	181,0	250,8
Ukupno BiH					15,3	29,0	107,5	166,9	391,0	557,9

* - poznata samo ukupna očekivana visina investicije u ekološke projekte

Tablica 3.7. Raspored i investicije u revitalizaciju postojećih termoelektrana u Republici Srpskoj (temeljem podataka ERS)

Objekt	Snaga na pragu nakon revitalizacije	Početak revitalizacije	Ulazak u pogon	Trajanje revitalizacije	Trošak revitalizacije		
					Ekologija	Produljenje životnog vijeka	Ukupno
					milijun EUR		
	MW	godina	godina	dana			
Gacko	259	2012.	2012.	90	7,0	25,0	32,0
Ugljevik	260	2010.	2010.	120	60,0	30,0	90,0
Ukupno ERS	519				67,0	55,0	122,0

3.3. Elektrane kandidati za izgradnju

U nastavku je dat sažeti pregled elektrana kandidata na području Bosne i Hercegovine. S obzirom na relativno veliki ukupni broj kandidata elektrana koje su identificirane u Izvještaju o napretku na projektu (*Interim Report*) u svibnju 2007. godine, ovdje se navode podaci za one elektrane za koje su bili dostavljeni podaci koji se temelje na prethodnim aktivnostima na pojedinom projektu i noveliranim studijama (pred)izvodljivosti i mogućnostima iskorištenja pojedinih vodotoka ili ugljenokopa. Za pojedine termoelektrane, za koje nisu bili poznati podaci o investicijama, ali su uključene u razmatranje, napravljena je procjena usporedbom s podacima o generičkim elektranama kandidatima iz GIS studije i s drugim izvorima o očekivanim visinama investicija u proizvodne objekte [29]. Za mnoge objekte kao najranija godina ulaska u pogon navedena je 2013. (za neke i 2012.). Vrijeme potrebno za izgradnju elektrana je dugačko i treba uzeti u obzir i sve potrebne pripremne radnje (potrebne analize i studije, dozvole, priključak na mrežu i dr.). U tom smislu je 2013. godina postavljena vrlo optimistično. Do te godine realno je puštanje u pogon objekata u poodmakloj fazi pripreme ili u fazi izgradnje ili objekata koji zahtijevaju kraće vrijeme pripreme i izgradnje (npr. vjetroelektrane). Na mogućnost izgradnje bilo kojeg proizvodnog objekta u razdoblju do 2013. godine znatno će utjecati i mogućnost isporuke opreme od strane proizvođača s obzirom na ograničene proizvodne kapacitete i veliku potražnju za pojedinim tehnologijama i dugačke liste čekanja (npr. vjetroelektrane, termoenergetski blokovi i dr.).

U pogledu hidroelektrana kandidata za izgradnju postoji nekoliko tzv. "zajedničkih" objekata koji svojim radom utječu na vodotoke u susjednim državama ili entitetu. Ovi objekti su navedeni u nastavku, ali nisu razmatrani kao ozbiljni kandidati s obzirom na njihov neriješeni i nepoznati položaj koji je potrebno riješiti u izravnim pregovorima i dogovorima zainteresiranih strana.

3.3.1. Plinska elektrana

Osim termoelektrana kandidata prikazanih u nastavku u svim slučajevima razmatra se i mogućnost izgradnje kombi-plinske termoelektrane čije su karakteristike prikazane u tablici 3.8. Pretpostavka je da se plinska elektrana može izgraditi najranije u 2015. godini.

Tablica 3.8. Karakteristike generičke plinske elektrane

Naziv jedinice	Inst. snaga (na pragu)	Vrsta goriva	Specifični potrošak topline	Ogrjevna vrijednost goriva	Cijena goriva	Fiksni troškovi pogona i održavanja
	[MW]		[kJ/kWh]	[kJ/kg]	[EUR/GJ]	[EUR/kW/mjesec]
G300	300 (290)	prirodni plin	6585	34000	6,04	2,5

Naziv jedinice	Varijabilni troškovi pogona i održavanja [EUR/MWh]	Vjerojatnost neplaniranih ispada [%]	Trajanje remonta [dana]	Specifična investicija [EUR/MWh]	Trajanje izgradnje [godina]	Najranija godina ulaska u pogon
G300	0,98	2,3	21	600	3	2015.

3.3.2. Federacija BiH

U tablici 3.9 prikazani su osnovni podaci o hidroelektranama kandidatima na području Federacije BiH. Prikazana je prosječna neto proizvodnja električne energije, tj. proizvodnja električne energije na pragu elektrane.

Na području EP BiH promatrano je ukupno deset (10) projekata kandidata za izgradnju. Pri tome su sve male HE promatrane kao jedan projekt. Ukupna snaga kandidata iznosi 732,1 MW s očekivanom godišnjom proizvodnjom od 2232,2 GWh. Najranija godina ulaska u pogon je za projekt malih HE koji EP BiH izvodi u suradnji s tvrtkom Turboinštitut iz Slovenije – 2009. godina (snaga malih HE u ovom projektu je oko 34 MW, a očekivana proizvodnja 126 GWh). Za ostale projekte pretpostavljeno je da mogu ulaziti u pogon od 2012. godine nadalje. Pri tome treba napomenuti da se radi o optimističnim varijantama najranijeg mogućeg ulaska u pogon s obzirom na stanje aktivnosti na pojedinim projektima.

Na području EP HZHB promatra se ukupno deset (10) kandidata. Pri tome treba imati u vidu da je HE Mostarsko Blato objekt u izgradnji. U svim scenarijima pretpostavljeno je da ova elektrana fiksno ulazi u pogon u 2010. godini. Za projekte malih HE na području EP HZHB pretpostavljeno je da su grupirani po slivovima te se promatraju ukupno tri projekta malih HE. Ukupna snaga svih razmatranih hidroelektrana kandidata iznosi 255 MW s očekivanom godišnjom proizvodnjom 677 GWh. Kao i u slučaju EP BiH i ovdje važi komentar da su prikazane najranije godine ulaska u pogon optimistične.

U tablici 3.9 prikazani su i objekti koje planira izgraditi tvrtka Intrade Energija d.d. iz Sarajeva te ukupna očekivana snaga malih hidroelektrana na području Federacije BiH.

Ukupno na području Federacije BiH za realizaciju do 2020. godine konkuriraju hidroenergetski projekti snage 1824,2 MW i očekivane godišnje proizvodnje 4674,7 GWh. Među kandidatima je i crpna hidroelektrana PHE Bjelimići instalirane snage 2x300 MW s očekivanom godišnjom proizvodnjom 1029 GWh, ali i potrošnjom od 1388 GWh u crpnom načinu rada (tj. ova elektrana se u sustavu javlja kao neto potrošač električne energije). Opravdanost rada i izgradnje crpne hidroelektrane može se provesti satnom analizom rada i dijagrama opterećenja u sustavu što nije predmet ove studije. Osim toga na području Bosne i Hercegovine već postoji jedna crpna hidroelektrana (CHE Čapljina, 400 MW), a nekoliko elektrana ovog tipa postoji i u susjednim sustavima (Hrvatska, Srbija). Potreba za crpnim hidroelektranama, tj. općenito elektranama koje mogu ponuditi brzu promjenu snage (regulacija), može se očekivati s povećanom izgradnjom intermitentnih izvora kao što su npr. vjetroelektrane. Pri tome treba na odgovarajući način organizirati tržište električne energije, tj. organizirati tržište energije uravnoteženja.

Projekti HE Vrletna Kosa i HE Ugar Ušće nalaze se na međuentitetskoj crti te su se Vlade Federacije BiH i RS dogovorile o zajedničkoj izgradnji ovih hidroelektrana.

Tablica 3.9. Hidroelektrane kandidati na području Federacije BiH

Federacija BiH						
EP BiH						
Naziv	Snaga na pragu	Očekivana proizvodnja	Korisna veličina akumulacije	Specif. investicija	Trajanje izgradnje	Najranija godina ulaska u pogon
	[MW]	[GWh/god]	[GWh]	[EUR/kW]	[godina]	
Male HE EP BiH	~100	~380	0,0	1493	2	2009.
Unac	71	250	29,3	963	3	2014.
Ustikolina	59	255	0,1	1396	4	2013.
Vranduk	22	103,2	0,0	2111	4	2012.
Glavatičevo ^{d)}	171,8	295	48,3	1048	5	2014.
Vrhoplje	68	157,4	9,8	1562	4	2016.
Čaplje	7,7	56,8	0,1	2845	4	2016.
Goražde	60	234	0,35	1500	5	2016.
Ključ	49	211	-	1714	4	2019.
Konjic ^{e)}	121	290	12,1	1074	5	2016.
Ukupno EP BiH	732,1	2232,2				
EP HZHB						
Mostarsko Blato ^{a)}	60	167	0,4	1200	4	2010.
CHE Vrilo	52	92	16,3	1149	5	2012.
CHE Kablić	52	73	20,6	1437	5	2012.
Han Skela	8,5	36	0,7	1500	5	2015.
Vrletna Kosa	25	63	34,7	1500	5	2013.
Jajce II-proširenje (HE Ugar Ušće)	15	60	0,3	1500	5	2014.
Male HE HZHB – Sliv T-M-T	19,9	127,7	0,0	1881	2	2010.
Male HE HZHB – Sliv Lištice	7	27,7	0,0	1832	2	2011.
Male HE HZHB – Sliv Gornje Cetine	12,7	30,7	0,0	1650	2	2015.
Ukupno EP HZHB	252,1	677,1				
Intrade Energija d.o.o., Sarajevo						
PHE Bjelimići ^{b)}	600,0 (-600,0)	1029 (-1388)	-	388**	4	2013.
Bjelimići	100,0	306,4	0,0	1660	5	2012.
Ukupno Intrade Energija	700,00	1335,4 (-1388)				
Male HE u Federaciji BiH s izdanom koncesijom						
Male HE FBiH^{c)}	~140	~430	-	2000	2	2009.
Ukupno FBiH	1824,2	4674,7 (-1388)				

^{a)} - HE Mostarsko Blato u izgradnji. Očekivani ulazak u pogon 2010. godine; ^{b)} – crpna hidroelektrana, bez troškova priključka na mrežu; ^{c)} - procjena, podaci nisu bili dostavljeni; ^{d)} – postoje različiti podaci o ovom projektu; snaga ovisi i rješenju gornjeg djela sliva, projekt nesiguran, ^{e)} – projekt upitan s ekološkog stanovišta.

U tablici 3.10 prikazano je stanje dokumentacije za projekte hidroelektrana na području Federacije BiH.

Tablica 3.10. Stanje dokumentacije na projektima hidroelektrana na području Federacije BiH.

Projekt/objekt	Stanje dokumentacije	Izvor podataka
Male HE EP BiH	Izrađeni svi projekti, odobrena koncesija očekuje se izgradnja	EP BiH
Unac	Studija predizvodljivosti	EP BiH
Ustikolina	Studija predizvodljivosti	EP BiH
Vranduk	Studija predizvodljivosti	EP BiH
Glavatičevo	Studija predizvodljivosti	EP BiH
Vrhoplje	Studija predizvodljivosti	EP BiH
Čaplje	Studija predizvodljivosti	EP BiH
Goražde	Studija predizvodljivosti	EP BiH
Konjic	Projekt upitan s ekološkog stanovišta	EP BiH
Mostarsko Blato	U izgradnji	EP HZHB
CHE Vrilo	Studija predizvodljivosti	EP HZHB
CHE Kabić	Studija predizvodljivosti	EP HZHB
Han Skela	Studija predizvodljivosti	EP HZHB
Vrletna Kosa	Studija predizvodljivosti	EP HZHB
Jajce II-proširenje (HE Ugar Ušće)	Studija predizvodljivosti	EP HZHB
Male HE HZHB Sliv T-M-T	Studija predizvodljivosti	EP HZHB
Male HE HZHB Sliv Lištice	Studija predizvodljivosti	EP HZHB
Male HE HZHB Sliv Gornje Cetine	Studija predizvodljivosti	EP HZHB
PHE Bjelimići	Studija pred-izvodljivosti i izvodljivosti Predstudija utjecaja na okoliš	MVTEO
Bjelimići	Studija pred-izvodljivosti i izvodljivosti Predstudija utjecaja na okoliš	MVTEO
Male HE u FBiH	Odobrene koncesije, razne faze projektiranja i istraživanja	EP BiH

U tablicama 3.11 i 3.12 prikazani su osnovni podaci o termoelektarnama kandidatima na području Federacije BiH. Na području EP BiH razmatrano je sedam (7) lokacija termoelektrana. Pri tome tri kandidata (Tuzla G7, Tuzla G8 i Kakanj B) imaju praktično jednake karakteristike s obzirom da su za ove elektrane bile poznate samo očekivane instalirane snage. Podaci o investicijama, drugim troškovima i specifičnom potrošku topline su pretpostavljene. Osobiti problem prilikom razmatranja termoelektrana kandidata predstavlja različita razina obrade pojedinih lokacija (postojeće, nove) što bitno utječe na nesigurnost cijene ugljena i specifične investicije na novim lokacijama u odnosu na postojeće lokacije. Ova nesigurnost se procjenjuje na 30%.

Postojeće lokacije Tuzla i Kakanj imaju određene preduvjete i komparativne prednosti u odnosu na nove lokacije kao što su postojanje infrastrukture, osigurane lokacije u prostornim planovima, postojanje stručnog kadra i dr. Na lokacijama u Tuzli i Kakanju iz postojećih blokova se osigurava i toplinska energija za industriju i kućanstva te je potrebno voditi računa o izlasku postojećih blokova iz pogona i izgradnje zamjenskih proizvodnih kapaciteta.

Na području EP HZHB razmatrana je mogućnost izgradnje TE Kongora.

Tablica 3.11. Termoelektrane kandidati na području Federacije BiH

EP BiH						
Naziv jedinice	Maksimalna snaga	Vrsta goriva (ugljen)	Specifični potrošak topline	Ogrjevna vrijednost goriva	Cijena goriva	Fiksni troškovi pogona i održavanja
	[MW]		[kJ/kWh]	[kJ/kg]	[EUR/GJ]	[EUR/kW/mjesec]
Bugojno 1	350 (320)*	lignit	10239 ¹	10600	1,48	3,0
Tuzla G7	450 (411)	lignit	8511	9500	2,30	3,0
Kakanj G8	250 (230)	mrki	9000	13600	2,30	3,0
Kakanj B	450 (411)	mrki	8511	13600	2,30	3,0
Tuzla B G1	500 (465)**	mrki	10680 ²	10880	2,30	3,0
Kamengrad G1	215 (195)*	mrki	9000	11700	2,30	3,0
Tuzla G8	450 (411)	lignit	8511	9500	2,30	3,0
EP HZHB						
Kongora	275 (265)*	lignit	9300	7380	1,53	3,0

* - moguća su dva bloka na lokacijama; ** - moguća su tri bloka na lokaciji

Tablica 3.12. Termoelektrane kandidati na području Federacije BiH – nastavak

EP BiH						
Naziv jedinice	Varijabilni troškovi pogona i održavanja	Vjerojatnost neplaniranih ispada	Trajanje remonta	Specifična investicija	Trajanje izgradnje	Najranija godina ulaska u pogon
	[EUR/MWh]	[%]	[dan]	[EUR/kW]	[godina]	
Bugojno 1	4,7	5	30	1271	4	2015.
Tuzla G7	4,7	5	30	1100	4	2013.
Kakanj G8	4,7	5	30	1120	4	2014.
Kakanj B	4,7	5	30	1100	4	2020.
Tuzla B G1	4,7	5	30	1460	4	2020.
Kamengrad G1	4,7	5	30	1442	4	2023.
Tuzla G8	4,7	5	30	1100	4	2019.
EP HZHB						
Kongora	4,7	5	30	1252	4	2013.

Na području EP HZHB istraženo je ili je fazi istraživanja određeni broj lokacija za vjetroelektrane. S obzirom na specifičnost konfiguracije pojedine vjetroelektrane (veći broj vjetroagregata povezanih u jednu vjetroelektranu) u studiji se razmatra generička vjetroelektrana raspoložive snage 50 MW čije su osnovne tehničke i ekonomske karakteristike prikazane u tablici 3.13. u skladu s podacima dostavljenim od EP HZHB. Ukupni potencijal vjetroelektrana na području EP HZHB u ovom trenutku procijenjen je na oko 650 MW. Pri tome treba istaknuti da je tijekom 2007. godine došlo do bitnih promjena na svjetskom/europskom tržištu vjetroelektrana te da je očekivana visina ulaganja od 1000 EUR/kW vrlo optimistična s obzirom na ugovorene isporuke tijekom 2007. godine koje su se kretale na razini oko 1300 EUR/kW. Osim toga očekivani ekvivalentni broj sati rada

¹ Prikazana vrijednost preuzeta u skladu s podacima EP BiH. Realno je očekivati da će novi termoelektrani objekti koristiti slične tehnologije te je ovaj parametar predmet analize osjetljivosti – koristit će se vrijednost 9000 kJ/kWh.

² Prikazana vrijednost preuzeta u skladu s podacima EP BiH. Realno je očekivati da će novi termoelektrani objekti koristiti slične tehnologije te je ovaj parametar predmet analize osjetljivosti – koristit će se vrijednost 8500 kJ/kWh.

iskorištenja maksimalne snage od 3020 sati/god je postavljen optimistično s obzirom na dosadašnja iskustva u bliskom zemljopisnom području (npr. prosječna očekivana vrijednost u Hrvatskoj iznosi oko 2200 sati/god).

Tablica 3.13. Karakteristike generičke vjetroelektrane

Naziv jedinice	Inst. snaga (na pragu)	Vrsta	Broj sati iskorištenja maksimalne snage	Očekivana godišnja proizvodnja	Fiksni troškovi pogona i održavanja
	[MW]		[h/god]	[GWh]	[EUR/kW/mjesec]
VE50	50 (50)	vjetroelektrana	3020	151	0,92

Naziv jedinice	Varijabilni troškovi pogona i održavanja [EUR/MWh]	Vjerojatnost neplaniranih ispada [%]	Trajanje remonta [dana]	Specifična investicija [EUR/kW]	Trajanje izgradnje [godina]	Najranija godina ulaska u pogon
VE50	5,00	3,0	15	1000*	1	2009.

* - ostvarene narudžbe tijekom 2007. godine su na razini 1300 do 1500 EUR/kW

3.3.3. Republika Srpska

U tablici 3.14 prikazani su osnovni podaci o hidroelektranama kandidatima na području Republike Srpske. Razmatra se ukupno jedanaest (15) projekata ukupne snage 1167,6 MW i očekivane godišnje proizvodnje 2945 GWh. Projekti malih HE modelirani su u nekoliko grupa ukupne snage 281,7 MW.

HE Dubrovnik 2 je projekt koji zajednički planiraju ERS i HEP d.d. (Hrvatska). U tablici je prikazan dio koji bi pripadao ERS (50%).

HE Ugar Ušće je zajednički projekt s Federacijom BiH (ukupno planirana snaga je 40 MW, podjela potencijala 50-50%).

Osim objekata navedenih u tablici u planu je i hidroelektrana na donjoj Sutjesci u sklopu projekta Donja Drina, ali još nije definirano tehničko rješenje.

Hidroelektrane Dabar, Nevesinje i Bileća pripadaju projektu Gornji Horizonti koji je u izgradnji. Do sada je u projekt uloženo oko 80 milijuna EUR (mjerjenja, ispitivanja, elaborati, studije, projekti, prikupljanje suglasnosti, izgradnja tunela Fatničko polje – akumulacija Bileća, izgradnja tunela Dabarsko polje – Fatničko polje i drugo). Izgradnjom sustava Gornji Horizonti povećava se proizvodnja električne energije u nizvodnim sustavima.

Tablica 3.14. Hidroelektrane kandidati na području Republike Srpske

Republika Srpska						
Naziv	Maksimalna snaga na pragu	Očekivana proizvodnja	Korisna veličina akumulacije	Investicija	Trajanje izgradnje	Najranija godina ulaska u pogon
	[MW]	[GWh/god]	[GWh]	[EUR/kW]	[godina]	
Male HE na teritoriju RS	281,7	740	-	1750	2	2009.
Buk Bijela	132	350	20,0	2121	4,5	2013.
Foča	56	199	0,2	1512	4	2012.
Dabar	160	271	42,7	1049	4,5	2013.
Bileća	36	117	3,9	1417	3,5	2013.
Dubrovnik 2	152	159	6,5	1153	4	2015.
Nevesinje	60	101	54,1	2027	5	2013.
Krupa	49	140	0,3	1528	5	2015.
Banja Luka niska	37	187	0,5	2316	5	2019.
Novoselija	16	70	0,1	1559	2,5	2019.
Paunci	42,3	160	-	-	-	-
Mrsovo	43,8	165	-	-	-	-
Ulog (Nedavić)	32,8	75	-	-	-	-
Ugar Ušće – 50%*	20	-	-	-	-	-
Ključ*	49	211	131,1	2998	4	2019.
Ukupno	1167,6	2945				

* - projekti na međuentitetskoj crti razdvajanja

U tablici 3.15 prikazano je stanje dokumentacije na pojedinim projektima hidroelektrana na području RS. Za izgradnju hidroelektrana na Drini partner ERS-u je Elektroprivreda Srbije (projekt Gornja Drina koji obuhvaća objekte Buk Bijela, Foča, Paunci i Donja Sutjeska). Ulazak u pogon HE Buk Bijela planiran je do 2015. godine, a ostale elektrane iz projekta očekuju se u pogonu do 2018. godine. Do 2013. godine moguć je ulazak u pogon hidroelektrana Mrsovo i Ulog.

Tablica 3.15. Stanje dokumentacije na projektima hidroelektrana na području Republika Srpska

Projekt/objekt	Stanje dokumentacije	Izvor podataka
Male HE na teritoriju RS	Izdane koncesije, realizacija u tijeku	Vlada RS
Buk Bijela	Financijska studija	ERS
Foča	Financijska studija	ERS
Dabar	Studija opravdanosti	ERS
Bileća	Idejni projekt	ERS
Dubrovnik 2	Idejno rješenje i studija izvodljivosti	ERS
Nevesinje	Studija koncesijskog modela izgradnje energetskih objekata u RS	ERS
Krupa	Idejni projekt	ERS
Banja Luka niska	Idejni projekt	ERS
Novoselija	Studija izvodljivosti	ERS
Ključ	Studija koncesijskog modela izgradnje energetskih objekata u RS	ERS

U tablicama 3.16 i 3.17 prikazani su osnovni podaci o termoelektranama kandidatima na području Republike Srpske. Razmatrane su tri lokacije: Stanari, Ugljevik i Gacko.

Na lokaciji Gacko pretpostavljena je mogućnost izgradnje dva bloka (2x330 MW) s najranijim godinama ulaska u pogon 2015. i 2016. Projekt zajednički realiziraju ERS i ČEZ.

Ugljevik 2 je projekt koji ERS planira graditi u suradnji s američkom tvrtkom AES (ERS udio 49%). Za ovaj projekt izrađena je predstudija izvodljivosti. Planirana godina ulaska u pogon je 2014.

Tablica 3.16. Termoelektrane kandidati na području Republike Srpske

ERS						
Naziv	Maksimalna snaga (na pragu)	Vrsta goriva (ugljen)	Specifični potrošak topline	Ogrjevna vrijednost goriva	Cijena goriva	Fiksni troškovi pogona i održavanja
	[MW]		[kJ/kWh]	[kJ/kg]	[EUR/GJ]	[EUR/kW/mjesec]
Ugljevik 2	400 (380)	mrki	9000	10200	1,62	3,0
Gacko 2*	330 (300,5)	lignit	9000	8100	1,57	8,8
EFT Grupa						
Stanari	410 (388,7)	lignit	9230	9100	1,32	3,0

* - moguća su dva bloka na lokaciji;

Tablica 3.17. Termoelektrane kandidati na području Republike Srpske – nastavak

ERS						
Naziv	Varijabilni troškovi pogona i održavanja	Vjerojatnost neplaniranih ispada	Trajanje remonta	Specifična investicija	Trajanje izgradnje	Najranija godina ulaska u pogon
	[EUR/MWh]	[%]	[dan]	[EUR/kW]	[godina]	
Ugljevik 2	4,7	5	30	1200	4	2014.
Gacko 2*	7,7	5	30 ^{a)}	1150	4	2015./2016.
EFT Grupa						
Stanari	4,7	2	30	1180	4	2012./2013.

* - moguća su dva bloka na lokaciji; a) – trajanje redovitog remonta 20 dana, kapitalnog 70 dana (svakih 10 godina) i 90 dana (svakih 20 godina)

Na početku 2008. godine položaj projekta TE Stanari je takav da je potpisan ugovor o koncesiji za izgradnju s Vladom RS. Prema ovom ugovoru elektrana Stanari je namijenjena za tržište (*Merchant Plant*). Drugim riječima, iako će elektrana biti izgrađena na području BiH moguće je da će sva električna energija iz ove elektrane biti namijenjena stranim tržištima, tj. onome tko ponudi najbolju cijenu. Zbog toga se u optimizacije izgradnje ova elektrana i njen utjecaj na sustav razmatra na dva načina: elektrana proizvodi za tržište u BiH i elektrana proizvodi isključivo za izvoz.

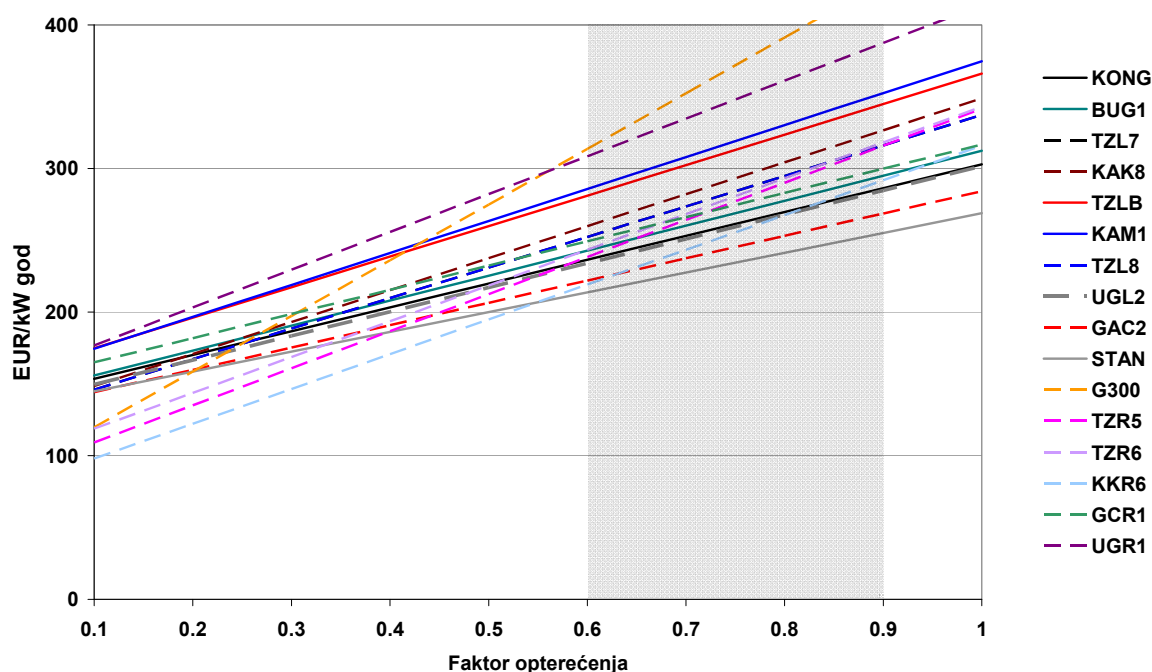
3.4. Screening Curve analiza – termoelektrane

U nastavku je prikazana "Screening Curve" analiza za termoelektrane kandidate i termoelektrane predviđene za revitalizaciju na području Bosne i Hercegovine. Prikazana je

analiza za različite cijene ugljena (osnovna, cijena iz GIS studije i cijena ugljena za analizu osjetljivosti).

3.4.1. Osnovna cijena ugljena

Na slici 3.1 prikazane su "screening" krivulje uz pretpostavku cijena goriva i investicija navedenih u tablicama 3.2, 3.4, 3.5, 3.6, 3.7 (za postojeće elektrane i revitalizacije) i 3.11 i 3.16 (za nove elektrane). Iz navedenih tablica se vidi da se cijene lignita kreću u širokim granicama od projekta do projekta. Za objekte na području Federacije BiH za koje nije dobivena cijena ugljena od strane elektroprivreda, pretpostavljena je cijena u skladu s odlukom Vlade FBiH o cijenama ugljena za termoelektrane (tj. 2,30 EUR/GJ). Za nove TE pretpostavljen je radni vijek 35 godina, a za revitalizirane jedinice 15 godina. Za plinsku elektranu pretpostavljena je očekivana cijena prirodnog plina u BiH u 2015. godini od 6,57 EUR/GJ (vidi poglavlje 4.1.2) i životni vijek 25 godina.



Slika 3.1. Screening krivulje za termoelektrane kandidate i revitalizacije (osnovne cijene lignita)

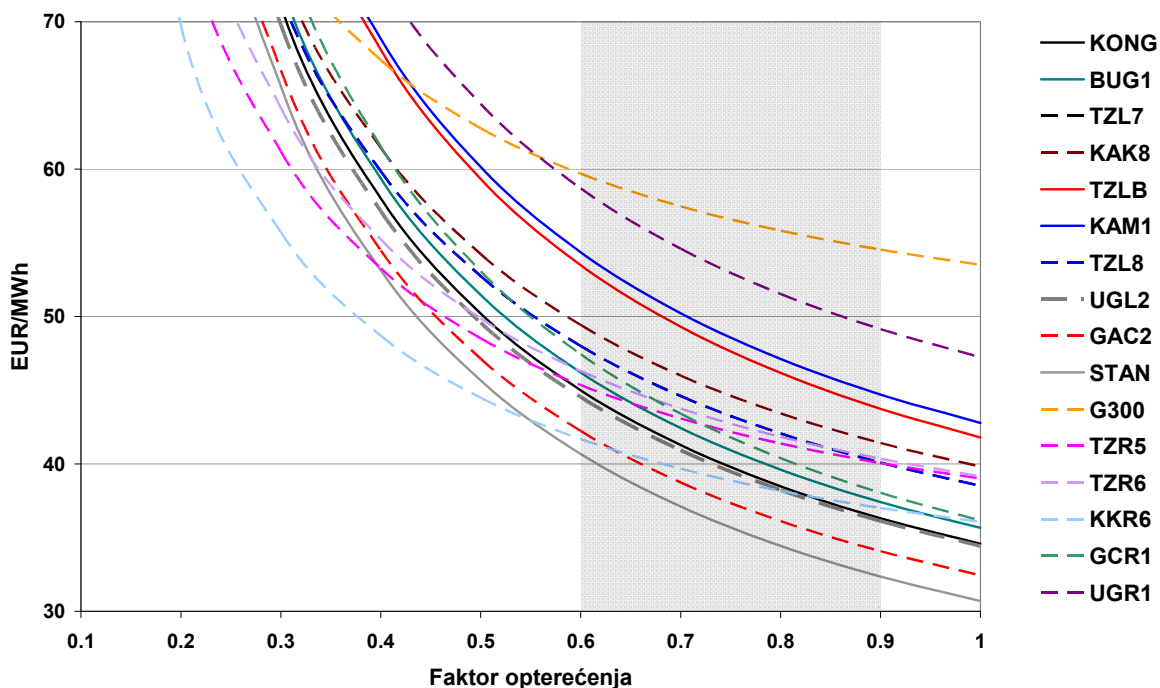
TE Gacko 1 i TE Ugljevik 1 iskazuju znatno veće fiksne i varijabilne troškova pogona i održavanja u odnosu na ostale elektrane u sustavu, što bitno utječe na isplativost revitalizacije ovih postrojenja, osobito TE Ugljevik 1. Uz navedene pretpostavke o cijenama ugljena od elektrana kandidata osobito su interesantni projekti TE Stanari i TE Gacko 2. Kao najmanja atraktivna investicija pokazuje se plinska elektrana zbog visoke cijene plina u odnosu na domaći ugljen. Treba istaknuti da "Screening" analiza ima ograničeni domet u smislu sagledavanja uklapanja pojedine proizvodne jedinice u promatrani elektroenergetski sustav [29] i služi kao okvirna procjena za sužavanje izbora ukupnog broja kandidata (veliki broj kandidata otvara veliki broj mogućnosti što može predstavljati problem u procesu simulacije i optimizacije sustava).

U tablici 3.18 i na slici 3.2 prikazani su podaci o prosječnom proizvodnom trošku pojedine termoelektrane (EUR/MWh) tijekom njenog životnog vijeka ovisno o faktoru opterećenja, tj. broju sati iskorištenja maksimalne snage elektrane. Za faktor opterećenja 0,80 što odgovara

7000 sati rada godišnje, prosječni proizvodni trošak termoelektrana kandidata na ugljen (dakle bez revitaliziranih jedinica za koje se pretpostavlja da će raditi s manjim brojem sati rada – do 6000 sati) kreće se u rasponu 34,4-47,1 EUR/MWh.

Tablica 3.18. Prosječni proizvodni trošak elektrana kandidata i revitaliziranih jedinica ovisno o faktoru opterećenja (osnovne cijene lignita)

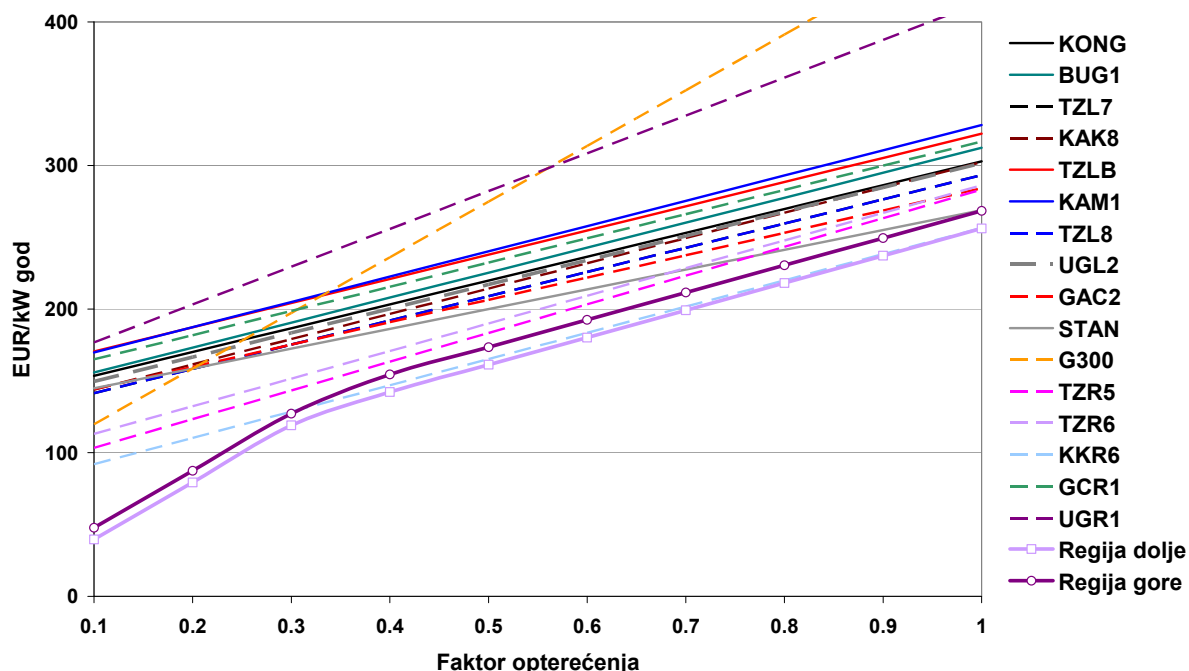
Elektrana	Faktor opterećenja									
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
	EUR/MWh									
Kongora	175,2	97,1	71,0	58,0	50,2	45,0	41,3	38,5	36,3	34,6
Bugojno	177,9	98,9	72,5	59,4	51,5	46,2	42,4	39,6	37,4	35,7
Tuzla 7	166,6	95,4	71,7	59,8	52,7	48,0	44,6	42,1	40,1	38,5
Kakanj 8	169,5	97,5	73,4	61,4	54,2	49,4	46,0	43,4	41,4	39,8
Tuzla B	199,6	111,9	82,7	68,1	59,3	53,5	49,3	46,2	43,7	41,8
Kamengrad	199,1	112,3	83,3	68,8	60,1	54,4	50,2	47,1	44,7	42,8
Tuzla 8	166,6	95,4	71,7	59,8	52,7	48,0	44,6	42,1	40,1	38,5
Ugljevik 2	170,8	95,0	69,8	57,2	49,6	44,5	40,9	38,2	36,1	34,4
Gacko 2	164,6	91,2	66,7	54,5	47,1	42,2	38,7	36,1	34,1	32,4
Stanari	165,4	90,6	65,6	53,1	45,7	40,7	37,1	34,4	32,4	30,7
G300	136,9	90,5	75,1	67,4	62,8	59,7	57,5	55,8	54,5	53,5
Tuzla 5 revital.	124,7	77,1	61,2	53,3	48,5	45,3	43,1	41,4	40,1	39,0
Tuzla 6 revital.	135,6	82,0	64,2	55,2	49,9	46,3	43,7	41,8	40,3	39,2
Kakanj 6 revital.	111,8	69,7	55,7	48,7	44,5	41,7	39,7	38,2	37,0	36,1
Gacko 1 revital.	188,4	103,8	75,6	61,5	53,1	47,4	43,4	40,4	38,0	36,2
Ugljevik 1 revital.	201,8	115,9	87,3	73,0	64,4	58,7	54,6	51,5	49,1	47,2



Slika 3.2. Prosječni proizvodni trošak elektrana kandidata i revitaliziranih jedinica ovisno o faktoru opterećenja (osnovne cijene lignita)

3.4.2. Cijene ugljena prema GIS studiji

Na slici 3.3 prikazane su "screening" krivulje s cijenama ugljena za elektrane u sastavu EP BiH³ preuzetim iz GIS studije (tj. 1,71 EUR/GJ). U ovom slučaju projekti revitalizacije termoelektrana u sastavu EP BiH postaju najatraktivnije opcije. Na istoj slici prikazane su i dvije krivulje koje se odnose na najbolje elektrane kandidate u regiji, tzv. regija-dolje i regija-gore. Regija-dole je preuzeta iz GIS studije kombiniranjem najboljih elektrana u regiji (iz razmatranja izuzete nuklearne elektrane). Regija-gore je dobivena povećanjem troškova izgradnje za najbolje kandidate u regiji za 25%. Kao najbolji kandidati u regiji javljaju se plinska elektrana (100 MW, otvoreni ciklus) i dovršetak TE Kolubara B (lignit, cijena 1,71 EUR/GJ). Za plinsku elektranu korištena je očekivana cijena prirodnog plina na pragu elektrane u Bosni i Hercegovini.



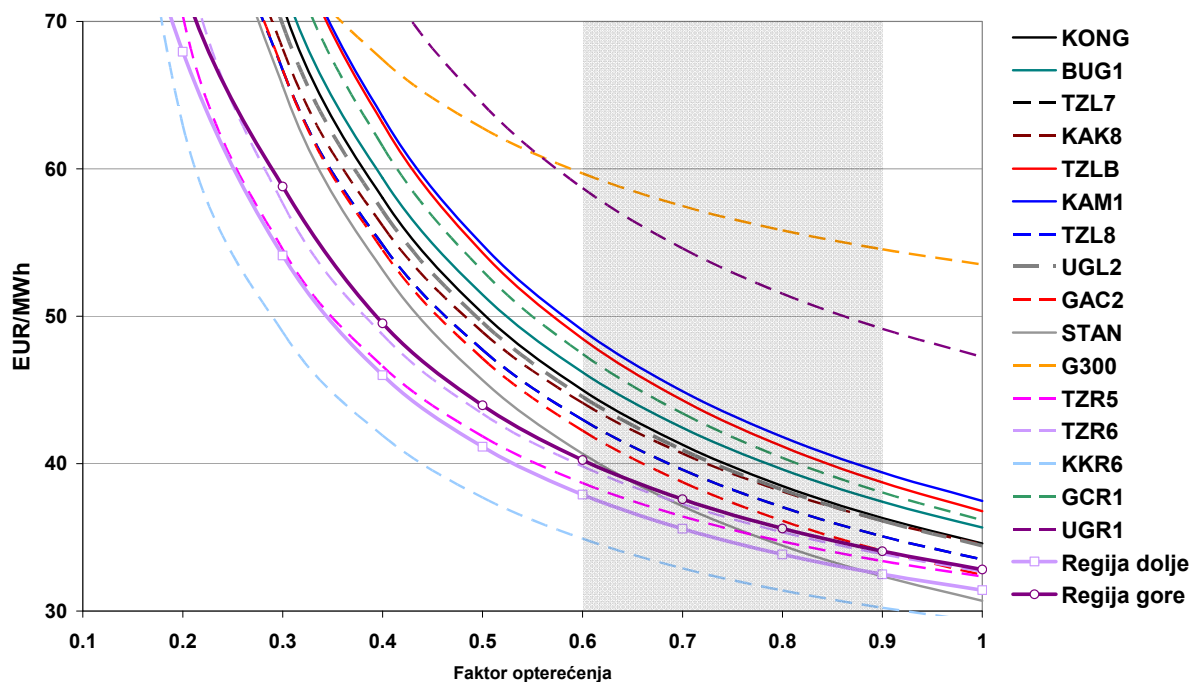
Slika 3.3. Screening krivulje za termoelektrane kandidate i revitalizacije (cijena lignita iz GIS studije, 1,71 EUR/GJ)

Za slučaj generičkih cijena lignita u tablici 3.19 i na slici 3.4 prikazani su podaci o prosječnoj proizvodnoj cijeni pojedine termoelektrane (EUR/MWh) tijekom njenog životnog vijeka ovisno o faktoru opterećenja, tj. broju sati iskorištenja maksimalne snage elektrana.

³ Generičke cijene lignita preuzete iz GIS studije korištene su samo za elektrane u sustavu EP BiH s obzirom da je danas u tim elektranama cijena ugljena određena administrativno, tj. odlukom Vlade Federacije BiH. Za ostale objekte bile su poznate ostvarene ili očekivane (za nove objekte) cijene.

Tablica 3.19. Prosječni proizvodni trošak elektrana kandidata i revitaliziranih jedinica ovisno o faktoru opterećenja (cijena lignita iz GIS studije, 1,71 EUR/GJ)

Elektrana	Faktor opterećenja									
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
	EUR/MWh									
Kongora	175,2	97,1	71,0	58,0	50,2	45,0	41,3	38,5	36,3	34,6
Bugojno	177,9	98,9	72,5	59,4	51,5	46,2	42,4	39,6	37,4	35,7
Tuzla 7	161,5	90,4	66,7	54,8	47,7	43,0	39,6	37,0	35,1	33,5
Kakanj 8	164,2	92,2	68,1	56,1	48,9	44,1	40,7	38,1	36,1	34,5
Tuzla B	194,6	106,9	77,7	63,1	54,3	48,5	44,3	41,2	38,7	36,8
Kamengrad	193,8	107,0	78,0	63,5	54,8	49,0	44,9	41,8	39,4	37,5
Tuzla 8	161,5	90,4	66,7	54,8	47,7	43,0	39,6	37,0	35,1	33,5
Ugljevik 2	170,8	95,0	69,8	57,2	49,6	44,5	40,9	38,2	36,1	34,4
Gacko 2	164,6	91,2	66,7	54,5	47,1	42,2	38,7	36,1	34,1	32,4
Stanari	165,4	90,6	65,6	53,1	45,7	40,7	37,1	34,4	32,4	30,7
G300	136,9	90,5	75,1	67,4	62,8	59,7	57,5	55,8	54,5	53,5
Tuzla 5 revital.	118,0	70,4	54,5	46,6	41,9	38,7	36,4	34,7	33,4	32,3
Tuzla 6 revital.	129,1	75,5	57,7	48,7	43,4	39,8	37,3	35,3	33,9	32,7
Kakanj 6 revital.	105,0	62,9	48,9	41,9	37,7	34,9	32,9	31,4	30,2	29,3
Gacko 1 revital.	188,4	103,8	75,6	61,5	53,1	47,4	43,4	40,4	38,0	36,2
Ugljevik 1 revital.	201,8	115,9	87,3	73,0	64,4	58,7	54,6	51,5	49,1	47,2
Regija gore	90,6	67,9	54,1	46,0	41,1	37,9	35,6	33,8	32,5	31,4
Regija dolje	99,9	72,6	58,8	49,5	43,9	40,2	37,6	35,6	34,0	32,8



Slika 3.4. Prosječna proizvodna cijena elektrana kandidata i revitaliziranih jedinica ovisno o faktoru opterećenja (cijena lignita iz GIS studije, 1,71 EUR/GJ)

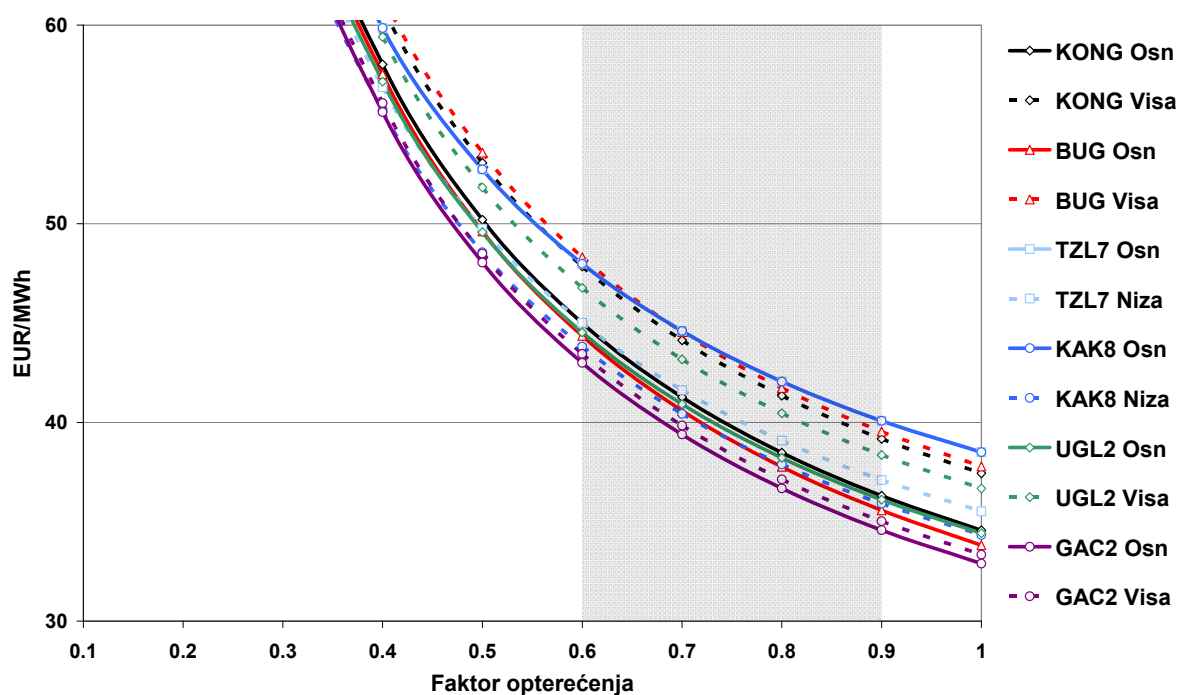
3.4.3. Cijene ugljena za analizu osjetljivosti

S obzirom na nesigurnost cijena ugljena u nastavku se navode i "screening" krivulje s cijenama ugljena prikazanim u poglavlju 4.1.1. Pri tome se ne analiziraju svi prethodno navedeni kandidati/revitalizacije, već samo kandidati koji realno mogu ući u pogon do 2020. godine. Ovi kandidati uključuju TE Tuzla G7, TE Kakanj G8, TE Bugojno (mogućnost dva bloka), TE Kongora (mogućnost dva bloka), TE Gacko 2 (mogućnost dva bloka) i TE Ugljevik 2 (jedan blok). Za nove lokacije analizirana je nešto viša cijena ugljena u odnosu na osnovnu, dok se na postojećim lokacijama očekuje smanjenje cijene ugljena nakon restrukturiranja rudnika (pridruživanje elektroprivredi, smanjenje broja radnika, povećanje proizvodnje s obzirom na izgradnju novih blokova i dr.).

Tablica 3.20. Prosječni proizvodni trošak elektrana kandidata (analiza osjetljivosti na cijene ugljena – vidi tablicu 4.1)

Elektrana	Faktor opterećenja					
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
	EUR/MWh					
Kongora Osnovna	50,2	45,0	41,3	38,5	36,3	34,6
Kongora Viša	53,1	47,9	44,1	41,3	39,2	37,4
Bugojno Osnovna	49,6	44,4	40,6	37,8	35,6	33,8
Bugojno Viša	53,6	48,3	44,6	41,7	39,5	37,8
Tuzla 7 Osnovna	52,7	48,0	44,6	42,1	40,1	38,5
Tuzla 7 Niža	49,8	45,0	41,6	39,1	37,1	35,5
Kakanj 8 Osnovna	52,7	48,0	44,6	42,1	40,1	38,5
Kakanj 8 Niža	48,6	43,8	40,4	37,9	35,9	34,3
Ugljevik 2 Osnovna	49,6	44,5	40,9	38,2	36,1	34,4
Ugljevik 2 Viša	51,8	46,8	43,2	40,5	38,4	36,7
Gacko 2 Osnovna	48,0	43,0	39,4	36,7	34,6	32,9
Gacko 2 Viša	48,5	43,4	39,8	37,1	35,0	33,3

Za očekivani broj sati rada 7000 sati/god očekivani prosječni trošak proizvodnje je u rasponu 36,7-42,1 EUR/MWh, tj. znatno niže u odnosu na tržišne cijene temeljne električne energije u regiji početkom 2008. godine i niže u odnosu na cijenu uvoza/izvoza pretpostavljenu u ovoj studiji (55 EUR/MWh – poglavlje 4.5).



Slika 3.5. Prosječni proizvodni trošak elektrana kandidata (analiza osjetljivosti na cijene ugljena – vidi tablicu 4.1)

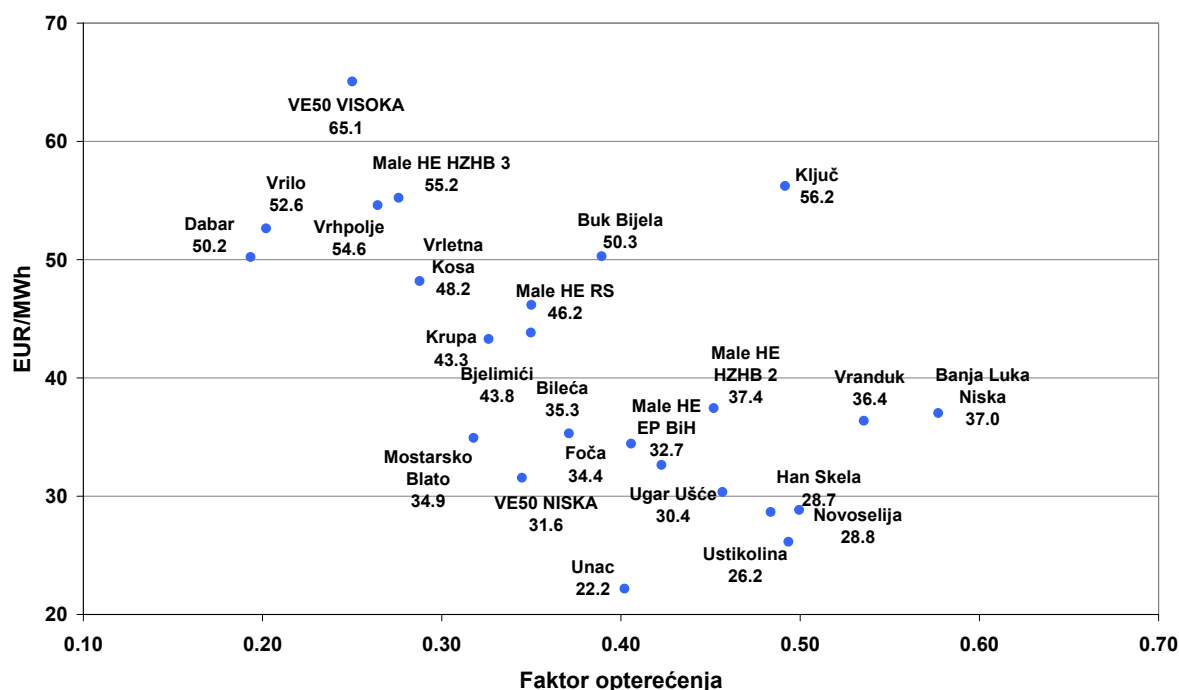
3.5. Screening Curve analiza – hidroelektrane i vjetroelektrane

U nastavku je prikazana Screening Curve analiza za projekte hidroelektrana i za tipisku vjetroelektranu VE50. Za izračun prosječnog godišnjeg troška po jedinici snage tj. za prosječnu proizvodnu cijenu pretpostavljen je životni vijek za hidroelektrane 50 godina, a za vjetroelektrane 20 godina. Za tipisku vjetroelektranu VE50 prikazane su varijante NISKA (specifična investicija 1000 EUR/kW, faktor opterećenja 0,34) i VISOKA (specifična investicija 1500 EUR/kW, faktor opterećenja 0,25).

Tablica 3.21. Troškovi proizvodnje hidroelektrana i tipske vjetroelektrane kandidata za izgradnju

Objekt	EUR/kW god	Faktor opterećenja	EUR/MWh
Unac	78,2	0,40	22,2
Male HE HZHB sliv T-M-T	152,1	0,73	23,7
Ustikolina	113,0	0,49	26,2
Han Skela	121,4	0,48	28,7
Novoselija	126,2	0,50	28,8
Ugar Ušće	121,4	0,46	30,4
Čaplje	229,8	0,84	31,2
<i>Vjetroelektrane NISKA</i>	<i>95,3</i>	<i>0,34</i>	<i>31,6</i>
Male HE EP BiH	120,9	0,42	32,7
Foča	122,4	0,41	34,4
Mostarsko Blato	97,3	0,32	34,9
Bileća	114,7	0,37	35,3
Vranduk	170,7	0,54	36,4
Banja Luka niska	187,2	0,58	37,0
Male HE HZHB sliv Lištice	148,2	0,45	37,4
Krupa	123,7	0,33	43,3
Bjelimići	134,3	0,35	43,8
Male HE ERS	141,6	0,35	46,2
Vrletna Kosa	121,4	0,29	48,2
Dabar	85,1	0,19	50,2
Buk Bijela	171,5	0,39	50,3
Vrilo	93,1	0,20	52,6
Vrhoplje	126,4	0,26	54,6
Male HE HZHB sliv Gornje Cetine	133,5	0,28	55,2
Ključ	242,1	0,49	56,2
<i>Vjetroelektrane - VISOKA</i>	<i>142,5</i>	<i>0,25</i>	<i>65,1</i>
Kablić	116,4	0,16	82,9
Dubrovnik	93,5	0,12	89,4
Nevesinje	163,9	0,19	97,4

Za hidroelektrane/vjetroelektrane "screening" krivulja predstavlja točku na grafikonu kod koje vertikalna koordinata prikazuje trošak (iskazan u EUR/kW godina, tj. ako se prikazuje prosječna proizvodna cijena kao na slici 3.6 u EUR/MWh), a horizontalna koordinata prikazuje faktor opterećenja za prosječnu godišnju proizvodnju promatrane elektrane.



Slika 3.6. Prosječna proizvodna cijena tijekom životnog vijeka za hidroelektrane i vjetroelektrane kandidate za izgradnju.

Osim rangiranja prema prosječnim specifičnim troškovima proizvodnje i prosječnoj proizvodnoj cijeni, za projekte hidroelektrana je važno sagledati najraniju moguću godinu ulaska u pogon i druge moguće probleme u realizaciji projekata (npr. izgradnja tzv. zajedničkih objekata), kao i potrebe sustava za energijom i snagom iz hidroelektrana. U tom smislu realne godine ulaska u pogon novih hidroelektrana su od 2012. godine nadalje, osim projekata koji su već u izgradnji (praktično samo male HE i HE Mostarsko Blato).

U pogledu vjetroelektrana stanje je povoljnije što se tiče potrebnog vremena pripreme za izgradnju i izgradnje, ali se problemi mogu očekivati u rokovima isporuke opreme (od narudžbe do isporuke oko 2 godine). Osim toga, tijekom 2007. godine zbog povećane potražnje za vjetroturbinama došlo je do općenitog povećanja razine investicijskog troška za vjetroelektrane (ostvarene narudžbe tijekom 2007. bilježe prosjek od 1300 EUR/kW). Očekivana cijena vjetroelektrane više nije na razini od 1000 EUR/kW, već u rasponu od 1000 do čak 1500 EUR/kW. U tom smislu je na slici 3.6 prikazan i utjecaj promjene specifične investicije i očekivanog faktora opterećenja na prosječnu proizvodnju cijenu iz VE.

4. POLAZNE PRETPOSTAVKE

4.1. Cijene goriva

Za proizvodnju električne energije iz termoelektrana na području BiH moguće je koristiti domaći lignit i uvozni prirodni plin (potrebna izgradnja novih transportnih kapaciteta za plin).

4.1.1. Cijene ugljena

S obzirom na značajne zalihe lignita na području BiH cijene ugljena predstavljaju jedan od najvažnijih ulaznih parametara za određivanje optimalnog plana izgradnje elektrana. Prikupljene su cijene lignita za proizvodnju električne energije od elektroprivreda i od tvrtke EFT, kako za postojeće tako i za elektrane kandidate za izgradnju. Pri tome treba uzeti u obzir da je na području Federacije BiH na snazi uredba i odluka Vlade FBiH o cijenama ugljena za proizvodnju električne energije [1]. Prema ovoj uredbi osnovna prosječna cijena ugljena za termoelektrane postavljena je na razinu od 4,50 KM/GJ (2,30 EUR/GJ). Osnovna cijena mijenja se ovisno o ogrjevnoj vrijednosti i sastavu ugljena i regulira se ugovorom između termoelektrana i rudnika ugljena.

Za sve postojeće elektrane preuzete su cijene prikupljene od elektroprivreda. Za nove objekte pretpostavljena je cijena u skladu s cijenom iz (pred)studija izvodljivosti, ako su takvi podaci bili na raspolaganju⁴. Za elektrane kandidate i za revitalizaciju postojećih proizvodnih jedinica⁵ pretpostavljene su cijene jednake cijenama u postojećim objektima (na istoj lokaciji). Za elektrane kandidate na području EP BiH za koje nisu bile dostupni podaci o cijenama pretpostavljena je prosječna cijena određena prethodno navedenom odlukom Vlade FBiH (tj. 2,30 EUR/GJ). Ova, tzv. generička cijena lignita je viša u odnosu na cijenu lignita korištenu u GIS studiji [2,26] koja za područje BiH pretpostavlja cijenu od 1,71 EUR/GJ. Cijena lignita iz GIS studije koristila se u analizama osjetljivosti. Pretpostavka je da se cijene lignita, kao lokalno raspoloživog goriva, neće mijenjati do kraja planskog razdoblja. Promatrano po svim elektranama (postojećim i kandidatima) cijene lignita se u rasponu od 1,32 EUR/GJ (TE Stanari) do 2,30 EUR/GJ (uredba za Federaciju BiH). Drugim riječima raspon cijena ugljena je vrlo širok te će ove cijene biti predmet analize osjetljivosti, osobito imajući u vidu činjenicu da su postojeće cijene ugljena za termoelektrane na području Federacije BiH određene administrativno i da je realno očekivati da će u skorije vrijeme doći do restrukturiranja pojedinih rudnika i eventualno njihovog priključenja elektroprivrednim tvrtkama [31].

S obzirom na utjecaj cijena ugljena na rezultate simulacija i imajući u vidu nesigurnosti u pogledu cijena ugljena s obzirom na stanje i očekivani razvoj industrije ugljena u BiH, u tablici 4.1 prikazane su cijene ugljena za pojedine lokacije termoelektrana koje će biti korištene u analizama osjetljivosti i koje se korištene u "screening curve" analizi prikazanoj u poglavlju 3.4. Ove cijene su usklađene s očekivanim cijenama ugljena na pragu termoelektrana prikazanim u Modulu 8 (Ugalj).

S obzirom na postojanje poznatih i potvrđenih rezervi ugljena na postojećim lokacijama rudnika koji opskrbljuju termoelektrane Tuzla i Kakanj i s obzirom na mogućnost izgradnje novih/zamjenskih blokova na lokacijama ovih termoelektrana, cijena ugljena u budućnosti ovisi o plasmanu ugljena, tj. o očekivanoj godišnjoj proizvodnji. Za osnovnu cijenu uzeta je cijena u skladu s uredbom Vlade Federaciji BiH, a za analizu osjetljivosti koristit će se niže cijene ugljena prikazane u tablici 4.1.

⁴ Podaci raspoloživi za objekte RiTE Kongora, TE Bugojno i TE Stanari.

⁵ U slučajevima kada revitalizacija elektrane obuhvaća i otvaranje novog ugljenokopa.

Za lokacije termoelektrana Gacko i Ugljevik nisu bili raspoloživi točni podaci o cijeni ugljena na pragu elektrane s obzirom da ove dvije elektrane posluju u sklopu tvrtki koje obuhvaćaju i rudnike ugljena, tj. nisu bili raspoloživi podaci o točnoj podijeli troškova na termoelektanu i na rudnik. Zbog toga se u analizi osjetljivosti pretpostavlja nešto viša cijena koja je u skladu s procjenom troškova u rudnike na promatranim lokacijama (ova problematika obrađena je u Modulu 8.). Osim toga, već je u poglavlju 3.2 navedeno da se na postojećim lokacijama moraju otvoriti novi rudnici kako bi se osigurale dovoljne količine ugljena. Uzimajući u obzir trošak investiranja u početnu otkrivku dobiva se nešto veća cijena ugljena na pragu elektrane.

Tablica 4.1. Osnovne cijene ugljena i cijene ugljena za analizu osjetljivosti

Cijena ugljena na pragu TE	Osnovna cijena	Analiza osjetljivost
	EUR/GJ	
Tuzla lignit	2,30	1,95
Tuzla mrki	2,30	1,99
Kakanj mrki	2,30	1,81
Bugojno lignit	1,48	1,92
Kongora lignit	1,53	1,84
Gacko lignit	1,45	1,50
Ugljevik lignit	1,62	1,87
Stanari mrki	1,32	1,45

U pogledu novih lokacija za termoelektrane prikazane su osnovne cijene u skladu s dostavljenim podacima od strane elektroprivreda kao mogućih investitora i u skladu sa raspoloživim studijama predizvodljivosti. Na lokaciji Bugojno postoje rezerve ugljena koje još nisu službeno uvrštene u rezerve prema odgovarajućim pravilnicima Federacije BiH. Procjenjuje se da je nesigurnost cijene ugljena na ovoj lokaciji na razini +30% u odnosu na osnovnu cijenu. Na ležištu Kongora su tijekom 2007. godine obavljena dodatna istraživanja s ciljem uključenja rezervi ugljena u službene rezerve. Rezultati analiza bit će poznati u prvoj polovici 2008. godine. Nesigurnost cijene ugljena na ovom ležištu procijenjena je na +20% u odnosu na osnovnu cijenu. Za lokaciju Stanari očekivana cijena ugljena je izračunata u Modulu 8 i za 10 do 13% je veća u odnosu na osnovnu cijenu. Veće cijene u odnosu na osnovne očekuju se i na lokacijama Gacko i Ugljevik.

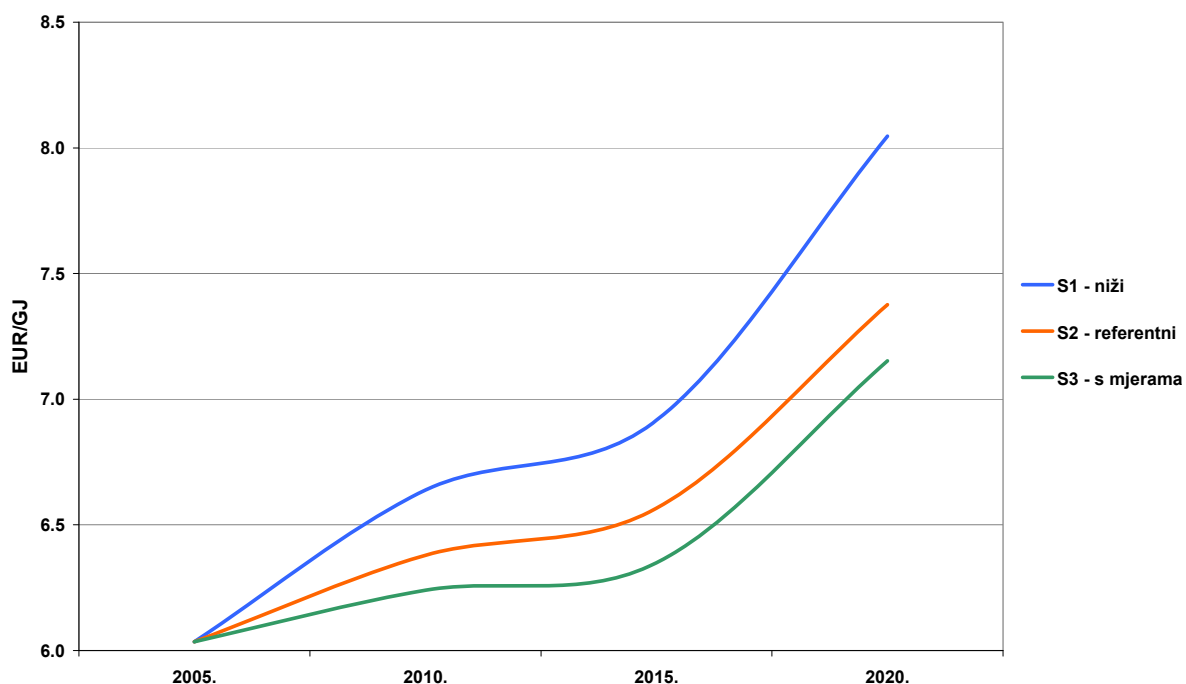
4.1.2. Cijene prirodnog plina

Opcija domaćim termoelektanama na lignit je proizvodnja električne energije u plinskim termoelektanama. Prirodni plin u potpunosti se dobavlja iz uvoza, te su i cijene plina pretpostavljene u skladu s očekivanim kretanjima cijene prirodnog plina za područje jugoistočne Europe. U tablici 4.2 i na slici 4.1 prikazane su pretpostavljene cijene prirodnog plina na pragu elektrane u BiH za tri scenarija razvoja (pretpostavka 1 m³ prirodnog plina = 34 MJ). Svi scenariji predviđaju porast cijene prirodnog plina u razdoblju do 2020. godine.

Tablica 4.2. Cijene prirodnog plina na pragu elektrane u BiH za tri scenarija razvoja

Cijena prirodnog plina na pragu elektrane				
Scenarij	2005.	2010.	2015.	2020.
EUR/GJ				
S1	6,04	6,64	6,92	8,05
S2	6,04	6,38	6,57	7,38
S3	6,04	6,24	6,35	7,15
EUR/1000m ³				
S1	205,2	225,7	235,1	273,6
S2	205,2	216,9	223,2	250,8
S3	205,2	212,2	215,9	243,2
EUR/MWh				
S1	21,7	23,9	24,9	29,0
S2	21,7	23,0	23,6	26,6
S3	21,7	22,5	22,9	25,7

Najveće povećanje cijene plina predviđeno je u scenariju S1-niži. U ovom scenariju ukupni porast cijene prirodnog plina od 2005. do 2020. godine iznosi 33%. U scenariju S3-s mjerama predviđeno je ukupno povećanje za 19%, a u scenariju S2-referentni 22%.



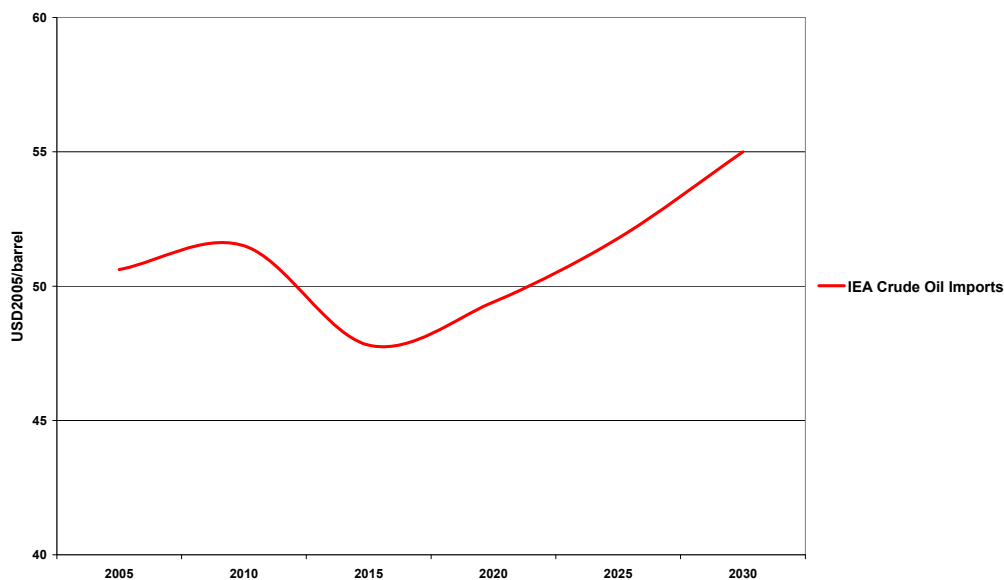
Slika 4.1. Cijene prirodnog plina na pragu elektrane u BiH za tri scenarija razvoja

4.1.3. Cijene nafte

Za potrebe predviđanja razvoja cijene plina u ovoj studiji korištena je pretpostavka da će cijene plina rasti nešto brže od cijena nafte (inače je uobičajeno da se cijene plina indeksiraju prema cijenama nafte) te se u nastavku prikazuju i scenariji razvoja cijena nafte. Za scenarije razvoja cijena nafte korišteni su sljedeći izvori cijena i dokumenti:

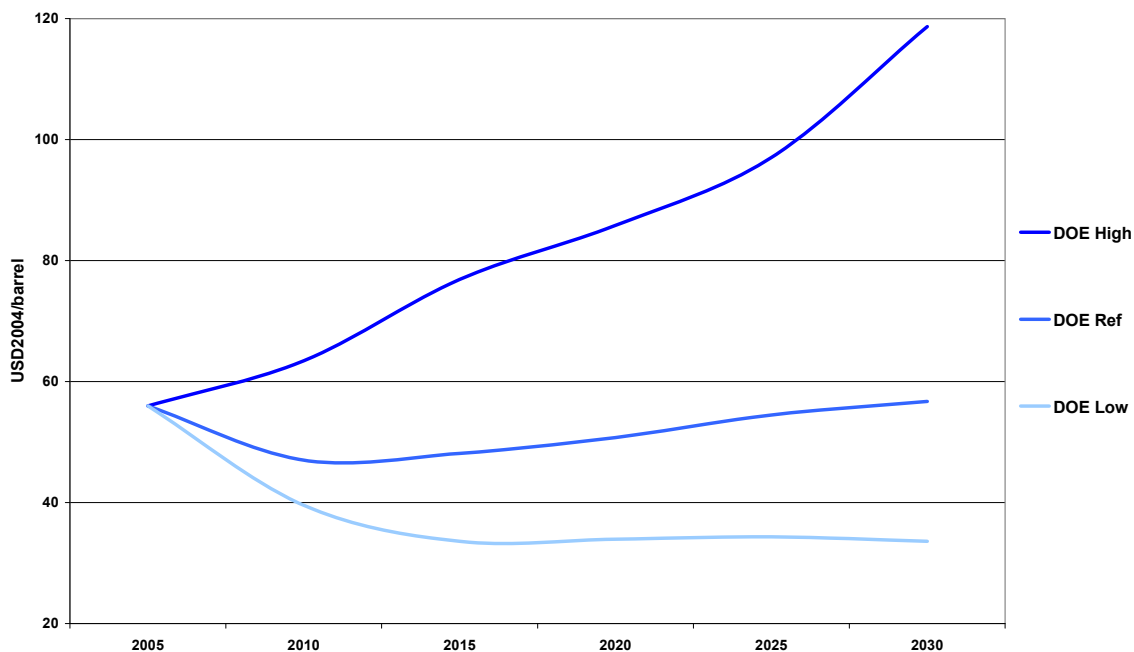
- Annual Energy Outlook 2006 (US Department of Energy – DOE),
- World Energy Outlook 2006 (International Energy Agency – IEA),
- Obnovljena verzija Generation Investment Study (GIS, January 2007).

Na slici 4.2 prikazan je očekivani razvoj cijena nafte prema IEA referentnom scenariju (izvor: *World Energy Outlook 2006, OECD/IEA, 2006*). Prikazane su cijene do 2030. godine.



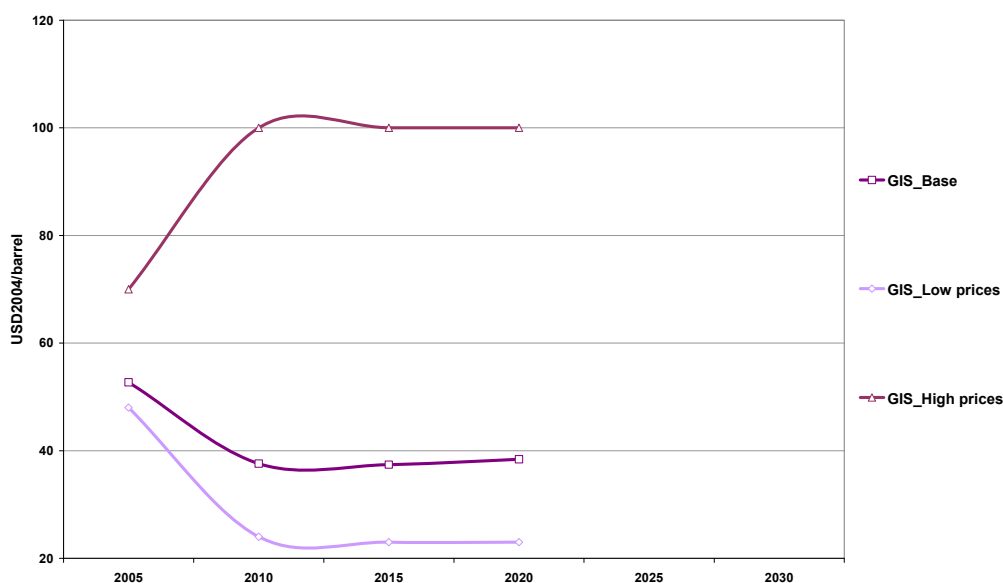
Slika 4.2. Razvoj cijena nafte do 2030. godine prema referentnom IEA scenariju
(izvor: *World Energy Outlook 2006, OECD/IEA, 2006*)

Slika 4.3 prikazuje predviđanje razvoja cijena nafte za tri DOE scenarija – visoki, referentni i niski (izvor: *Annual Energy Outlook 2006, DOE/EIA, February 2006*).



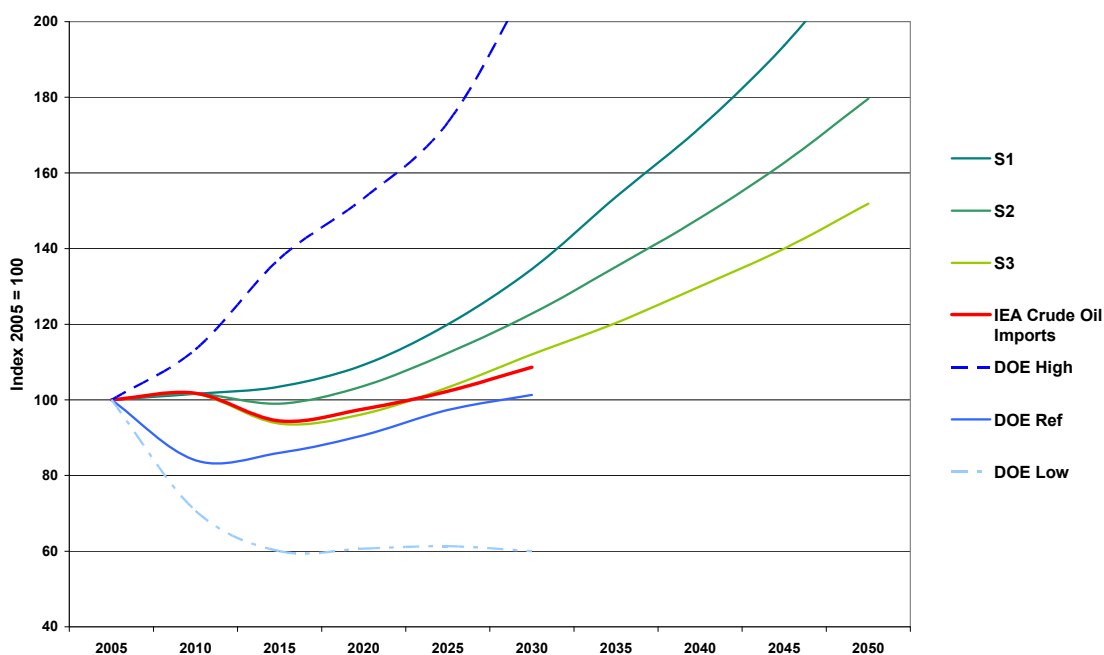
Slika 4.3. Razvoj cijena nafte prema DOE scenarijima (visoki – High, referentni – Ref, niski – Low) (izvor: Annual Energy Outlook 2006, DOE/EIA, February 2006)

Na slici 4.4 prikazani su scenariji razvoja cijena nafte korišteni u GIS studiji.



Slika 4.4. Scenariji cijena nafte korišteni u GIS studiji (bazni – Base, niski – Low i visoki – High) (Source: Development of Power Generation in the South East Europe, Update of Generation Investment Study, January 31, 2007)

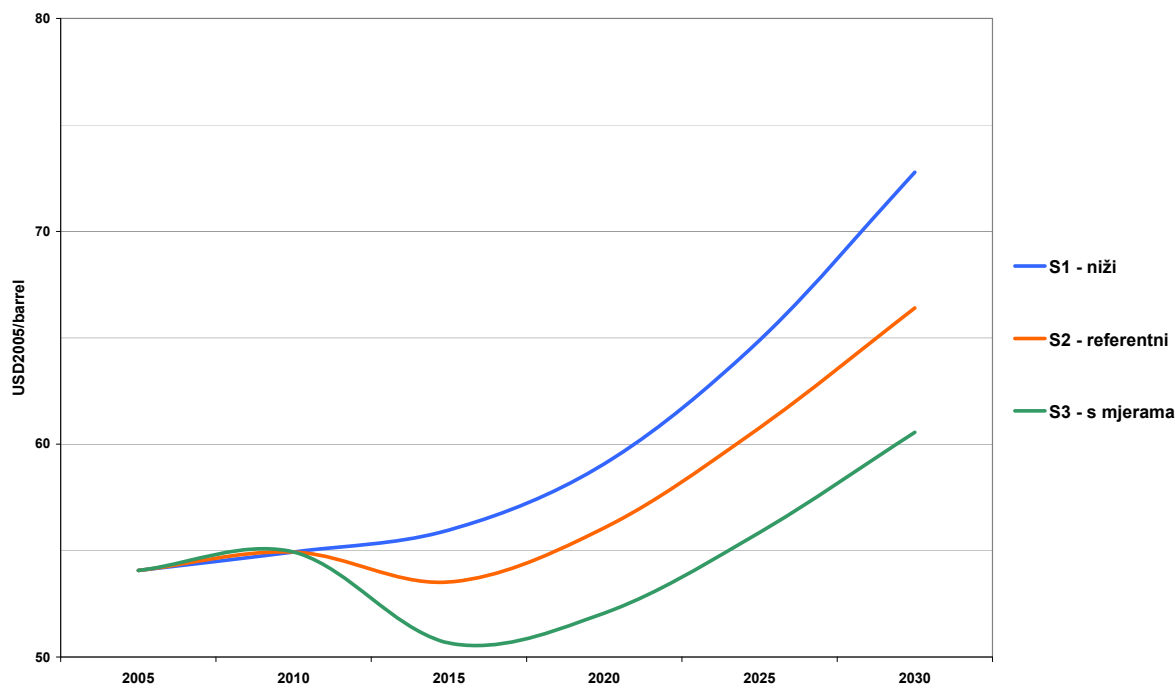
Na slici 4.5 prikazan je razvoj cijena nafte za IEA i DOE scenarije u odnosu na cijene iz 2005. godine. Na istoj slici prikazana su i tri scenarija razvoja cijena nafte koju predlaže Konzultant (scenariji označeni kao S1, S2 i S3). Na ovoj slici nisu prikazane cijene korištene u GIS studiji s obzirom na njihove veliki raspon (pretpostavljen je raspon cijena značajno veći od raspona korišten u DOE predviđanjima).



Slika 4.5. Cijene nafte za nekoliko scenarija – relativne promjene cijena u odnosu na 2005. godinu.

Konzultant je za referentni scenarij razvoja cijena nafte koristio IEA referentni scenarij. Predloženi scenarij cijena S3 slijedi dinamiku IEA scenarija. U ovom scenariju pretpostavljen je lagani pad cijena u razdoblju između 2005. i 2020. godine, nakon čega cijena opet raste. Prema scenariju S3 cijene nafte će do 2050. godine porasti za 50% u odnosu na razinu cijena iz 2005. godine. U scenariju S1 pretpostavljeno je da će se cijene nafte do 2050. godine udvostručiti. U scenariju S1 nema pada cijena u razdoblju do 2020. godine. Scenarij S2 pretpostavlja razvoj cijene između scenarija S1 i S3.

Početna cijena nafte u 2005. godini je cijena Brent nafte. Cijene Brent nafte su relevantne za mediteransko tržište nafte. Cijena Brenta u 2005. godini iznosila je 54,07 USD/barrel. Na slici 4.6 i u tablici 4.3 prikazane su cijene nafte za tri scenariji razvoja BiH u razdoblju do 2030. godine.



Slika 4.6. Cijene nafte za tri scenarija razvoja BiH – S1, S2 i S3.

Tablica 4.3. Cijene nafte za tri scenarija razvoja BiH – S1, S2 i S3.

	Scenarij	2005.	2010.	2015.	2020.	2025.	2030.
USD2005/barrel	S1	54,1	54,9	56,0	59,1	64,9	72,8
USD2005/barrel	S2	54,1	54,9	53,5	56,1	60,8	66,4
USD2005/barrel	S3	54,1	54,9	50,7	52,1	55,9	60,6

4.2. Hidrološke prilike

Na osnovu raspoloživih podataka o hidroelektranama modelirane su tri hidrologije: vlažna, prosječna i sušna s vjerojatnostima pojave 0,20, 0,60 i 0,20. Ponderirani prosjek hidrologija odgovara prosječnoj očekivanoj proizvodnji pojedine elektrane – tablice 3.1, 3.9, 3.14 i 3.3.

4.3. Rezerva sustava

Modelirana je potreba za rotirajućom rezervom u sustavu. Rotirajuća rezerva je promjenjiva (tj. mijenja se od mjeseca do mjeseca⁶) i mijenja se po formuli:

⁶ Mjesec je najkraće razdoblje dispečiranja u korištenom WASP modelu

$$\text{SPNRES} = \text{SPNVAL} * \text{CAP} + \text{PEAKF} * \text{PKMW}$$

gdje su:

- SPNRES – iznos rotirajuće rezerve u MW
- SPVAL – ulazni parametar postavljen na 1,0
- CAP – snaga u MW najveće dispečirane proizvodne jedinice
- PEAKF – ulazni parametar postavljen na -0.02
- PKMW – mjesečno vršno opterećenje sustava

4.4. Trošak neisporučene energije i LOLP pokazatelj

Trošak neisporučene električne energije (*Cost of Energy not Served* – ENS) postavljen je na 0,81 EUR/kWh. Ova vrijednost izračunata je na osnovu vrijednosti BDP-a za Bosnu i Hercegovinu u 2005. godini i ukupne potrošnje električne energije umanjene za vlastitu potrošnju i gubitke u prijenosu i distribuciji. Za analizu osjetljivosti koristila se vrijednost 1,45 EUR/kWh koja je izračunata na osnovu vrijednosti BDP-a za Bosnu i Hercegovinu u 2005. godini i ukupne potrošnje električne energije umanjene za vlastitu potrošnju, gubitke u prijenosu i distribuciji i potrošnju u kućanstvima.

Za simulacije rada i razvoja sustava za proizvodnju električne energije potrebno je da je trošak neisporučene električne energije veći od troška najskuplje proizvodne jedinice u sustavu, uključujući i opciju uvoza.

U simulacijama nije postavljeno striktno ograničenje na vjerojatnost gubitka opterećenja (LOLP – *Loss of Load Probability*), ali je ova vrijednost praćena i zadržavana je na razini do 0,500%. LOLP nije izravno ograničen s obzirom na osjetljivost ovog parametra i vezu s vrijednošću neisporučene energije i funkcije cilja, tj. male razlike u vrijednosti LOLP pokazatelja samo u nekim godinama mogu uzrokovati velike razlike u funkciji cilja. Izgradnja sustava optimirana je za prosječnu hidrološku godinu.

4.5. Uvoz/izvoz električne energije

Trenutno stanje proizvodnje i potrošnje električne energije na teritoriju BiH je takvo da je EES BiH neto izvoznik električne energije. Unutar samog sustava postoje značajne razlike između odnosa proizvodnje i potražnje u pojedinim elektroprivredama. EP HZHB uvozi oko pola od ukupno potrebne električne energije, dok EP BiH i ERS izvoze električnu energiju.

Prilikom definiranja scenarija izgradnje novih proizvodnih objekata uzeta je u obzir mogućnost uvoza/izvoza električne energije. Modelirana je moguća cijena uvoza/izvoza električne energije kao i moguće količine električne energije za uvoz/izvoz. Pri tome se promatralo postojeće i očekivano stanje (do kraja planskog razdoblja) u regiji jugoistočne Europe s obzirom na očekivanu potrošnju električne energije u državama regije, očekivane cijene goriva (prirodni plin i ugljen), očekivani izlazak iz pogona postojećih elektrana, očekivanu izgradnju novih elektrana i razvoj tržišta električne energije u regiji.

U scenarijima razvoja pretpostavljena je cijena uvoza električne energije od 55 EUR/MWh na osnovu ostvarene cijene nabave električne energije u regiji tijekom 2006. godine. Pretpostavka je da je uvoz električne energije potreban samo u određenim slučajevima. Prvi slučaj je nabava električne energije za područje EP HZHB u razdoblju do 2013./2015. godine (pretpostavka da TE Kongora može ući u pogon tek 2013. godine – jedan blok i 2015. godine – drugi blok). Drugi slučaj je nabava električne energije u slučaju revitalizacije postojećih termoelektrana po pojedinim elektroprivredama. S obzirom na povećanje cijena nabave

električne energije u regiji tijekom 2007. godine i očekivane cijene nabave za 2008. godinu (na razini 75 do 85 EUR/MWh) cijena električne energije može biti predmet analize osjetljivosti.

Osnovna pretpostavka razvoja EES-a BiH i pojedinih elektroprivrednih tvrtki je ostvarivanje samodostatnosti vlastitog sustava proizvodnje električne energije. Drugim riječima prvi cilj je zadovoljiti potrebe vlastitih kupaca, a viškove električne energije plasirati na tržište (u ovom slučaju to je mogućnost prodaje električne energije drugim elektroprivredama u BiH ili prodaja na vanjskom tržištu). Osim ove osnovne grupe scenarija promatrani su i scenariji s određenim mogućnostima izvoza električne energije na razini cijelog sustava i na razini elektroprivreda.

4.5.1. UCTE procjena adekvatnosti proizvodnje u regiji jugoistočne Europe

Za sagledavanje mogućnosti uvoza/izvoza električne energije potrebno je analizirati širu regiju. U tom smislu u nastavku se navode osnovni zaključci iz UCTE⁷ dokumenta "*System Adequacy Forecast 2007-2020*" koji se odnose na područje jugoistočne Europe [30]. Ovim dokumentom se analizira očekivana ravnoteža ponude i potražnje u sustavu UCTE, dostatnost prijenosnih kapaciteta i dostatnost raspoloživih proizvodnih kapaciteta po regijama. „Dostatnost“ znači mjeru sposobnosti sustava da zadovolji potražnju za energijom, na način da pritom ostaje unutar dozvoljenih tehničkih odstupanja (odstupanje napona, frekvencije i drugo). Dostatnost proizvodnje analizira temeljem usporedbe postojeće snage elektrana i vršnog opterećenja sustava, za tri referentne razine opterećenja unutar godine. Referentne razine opterećenja su treća srijeda prvog mjeseca u 11:00 i 19:00 sati te treća srijeda sedmog mjeseca u 11:00 sati.

Predviđanja na duži rok nužno su povezana s nesigurnošću i stoga UCTE promatra dostatnost proizvodnih kapaciteta kroz dva scenarija:

- „konzervativni“ ili scenarij A: samo do danas sigurni i potvrđeni projekti izgradnje elektrana poznati operatorima prijenosnih sustava uključuju se u razmatranje. Na ovaj način prikazuje se očekivano stanje sustava u slučaju da nema izgradnje novih elektrana u budućnosti, osim onih čiji su projekti već započeli ili su potpuno sigurni,
- „realna procjena“ (*best estimate*) ili scenarij B: u razmatranje se uključuju i elektrane čija izgradnja još nije potvrđena, ali je vrlo vjerojatna. Na ovaj način koriste se praktički sve informacije o budućim izgradnjama elektrana dostupne operatorima prijenosnog sustava.

Procjene dostatnosti snage elektrana primjenjuje se na UCTE područje u cijelosti, na svaku zemljopisnu regiju UCTE-a posebno i na svaku od država članica UCTE-a posebno.

Na razini cijelog UCTE do 2010. snaga elektrana dostatna je prema oba scenarija. U razdoblju od 2010. do 2015. danas poznate investicije ne mogu spriječiti smanjenje ukupno raspoložive snage. Javlja se manjak raspoložive snage elektrana. Ovo razdoblje obilježiti će izlaz iz pogona većeg broja elektrana na fosilna goriva. Bez obzira očekivani sporiji porast opterećenja sustava u razdoblju od 2015. do 2020. godine, raspoloživa snaga opada i po konzervativnom scenariju manjak snage bi iznosio 50 GW u 2020. godini. Razmatra li se scenarij B, pretpostavljene investicije bile bi dovoljne za održavanje dostatnosti u sustavu UCTE-a do 2020. Za takav razvoj događaja, naravno, pretpostavljene investicije u nove elektrane moraju se i ostvariti. Ostvare li se, dostatnost sustava ostaje na razini današnje. Treba svakako imati na umu utjecaj na okoliš: zbog težnji za smanjenjem utjecaja na okoliš,

⁷ Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity

veći broj postojećih elektrana na fosilna goriva mogao bi izaći iz pogona. Prestanak rada još većeg broja elektrana od predviđenog pogoršao bi očekivanu dostatnost.

Promatraju li se zemlje izdvojeno, Crna Gora i Makedonija već danas ne zadovoljavaju dostatnost proizvodnje. Prema scenariju A već do 2010. godine neke od zemalja neće imati zadovoljenu dostatnost proizvodnih kapaciteta: Rumunjska i Slovenija u regiji JIE. U 2015. godini nema izmjena dostatnost proizvodnje nije zadovoljena u Makedoniji, Rumunjskoj i Mađarskoj. U 2020. godini, čak i u slučaju scenarija B, višak snage je nedovoljan u Slovačkoj, Mađarskoj, Rumunjskoj i Sloveniji u bližoj okolini BiH.

Jugoistočna regija UCTE – Makedonija, Grčka, Srbija i Crna Gora trenutno imaju nedostatne proizvodne kapacitete i takvo se stanje predviđa do 2010. U 2010. stanje bi trebalo biti nešto bolje nego danas, no ne značajno. Investicije planirane za razdoblje od 2010. do 2015. povećavaju višak snage i sustav je dostatan. Prema scenariju B kriterij dostatnosti je zadovoljen do 2020. Zbog razmjerno male margine ovaj bi dio sustava UCTE ipak mogao ovisiti o uvozu energije iz susjednih regija. U Rumunjskoj i Bugarskoj stvarno dostupni kapaciteti ostaju stabilni do 2010. Porast vršnog opterećenja smanjuje višak snage u obje zemlje, no višak snage ostaje iznad margine dostatnosti. Zbog već planiranih investicija sustav je dostatan do 2015. U Rumunjskoj je 2007. pušten u pogon drugi blok nuklearke Černa Voda, a planirano je puštanje u pogon dvaju termoelektrana do 2010. U Bugarskoj je sustav adekvatan u cijelom razdoblju, a nakon 2010. i puštanja u pogon novih elektrana očekuje se i porast izvoza električne energije.

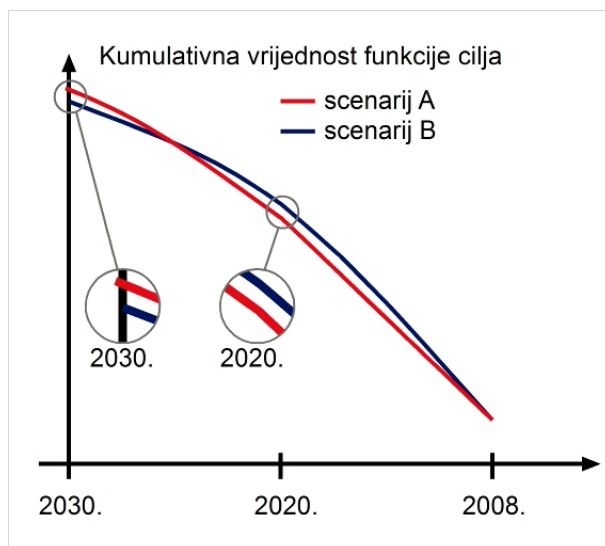
4.6. Diskontna stopa

Prema preporuci eksperata Svjetske banke u analizama je pretpostavljena diskontna stopa od 7%. Svi troškovi pogona, održavanja, goriva, neisporučene energije i izgradnje elektrana u simulacijsko-optimizacijskom modelu WASP diskontirani su na početak planskog razdoblja (01.01.2008.). Za ovaj ulazni podatak moguća je analiza osjetljivosti za druge vrijednosti diskontne stope.

4.7. Razdoblje simulacija

Studija promatra razdoblje od 2008. do 2020. godine. S obzirom na relativno kratko razdoblje planiranja, a kako bi se minimizirao utjecaj duljine planskog razdoblja na rezultate optimizacije, simulacija i optimizacija sustava proizvodnje električne energije provedena je i za razdoblje do 2030. godine. U studiji su prikazani rezultati do 2020. godine. Budući da je predviđanje potrošnje električne energije napravljeno također do 2020. godine, za potrebe simulacija u WASP-u potrošnja električne energije je ekstrapolirana do 2030. godine.

Zbog različitog razdoblja planiranja (do 2020. godine) i simulacija sustava (do 2030. godine) postavlja se pitanje izbora optimalnog rješenja s obzirom na funkciju cilja, tj. u kojoj godini treba minimizirati funkciju cilja, na kraju planskog razdoblja (2020. godina) ili na kraju razdoblja simulacija (2030. godina). Odabran je pristup da je optimalno ono rješenje koje ima nižu funkciju cilja u 2030. godini, a u rezultatima su prikazane vrijednosti funkcije cilja i u 2020. i u 2030. godini. Pri tome treba imati u vidu da pojedini scenarij razvoja može imati veću vrijednost funkcije cilja u 2020. godini, ali nižu vrijednost u 2030. godini u usporedbi s drugim scenarijima – slika 4.7 (scenarij A povoljniji u 2020. godini, ali scenarij B povoljniji u 2030. godini).



Slika 4.7. Promjena vrijednosti funkcije cilja tijekom razdoblja simulacija

5. OPIS SCENARIJA RAZVOJA

5.1. Scenariji potrošnje električne energije

U skladu s projektnim zadatkom Modula 1 za sagledavanje razvoja cjelokupnog energetskeg sektora BiH i entiteta definirana su tri scenarija razvoja potrošnje energije, tj. potrošnje električne energije:

- **S2 - referentni scenarij potrošnje električne energije** (S2-referentni). Osnovna odlika ovog scenarija je relativno veliki porast bruto domaćeg proizvoda i najveća potrošnja električne energije u odnosu na dva preostala scenarija,
- **S3 - scenarij potrošnje energije s mjerama smanjenja potrošnje** (S3-s mjerama). Osnovna razlika u odnosu na scenarij S2-referentni je što se u ovom scenariju pretpostavlja primjena određenih tehnologija obnovljivih izvora energije i energetske efikasnosti koji utječu na smanjenje potrošnje električne energije. Po razini potrošnje električne energije ovaj scenarij je između scenarija S2 i S1,
- **S1 - niži scenarij potrošnje energije** (S1-niži). Osnovna odlika ovog scenarija je relativno spori porast bruto domaćeg proizvoda što se ogleda i u najnižoj predviđenoj potrošnji električne energije.

U tablicama od 5.1 do 5.7 prikazana je potrošnja električne energije, vršno opterećenje i faktor opterećenja za tri scenarija potrošnje za pojedine elektroprivrede i entitete. U svim scenarijima pretpostavljeno je da se područje Distrikta Brčko do kraja planskog razdoblja opskrbljuje od strane Elektroprivrede RS (stoga potrošnja ERS obuhvaća potrošnju Republike Srpske i Distrikta Brčko).

Tablica 5.1 Ukupna potrošnja električne energije, vršno opterećenje sustava i faktor opterećenja sustava u Bosni i Hercegovini za tri scenarija potrošnje

Scenarij	S2-referentni			S3-s mjerama			S1-niži		
Godina	Energija	Snaga	Faktor opterećenja	Energija	Snaga	Faktor opterećenja	Energija	Snaga	Faktor opterećenja
	[GWh]	[MW]	%	[GWh]	[MW]	%	[GWh]	[MW]	%
2008.	12367	2128	66,3	12314	2114	66,5	12282	2113	66,3
2009.	12733	2192	66,3	12660	2174	66,5	12620	2172	66,3
2010.	13112	2235	67,0	13018	2205	67,4	12971	2211	67,0
2011.	13550	2311	66,9	13407	2272	67,4	13275	2263	67,0
2012.	14004	2390	66,9	13809	2342	67,3	13585	2316	67,0
2013.	14474	2471	66,9	14225	2413	67,3	13904	2371	66,9
2014.	14962	2556	66,8	14655	2488	67,3	14230	2427	66,9
2015.	15468	2590	68,2	15099	2518	68,4	14565	2459	67,6
2016.	15918	2667	68,1	15477	2583	68,4	14842	2507	67,6
2017.	16384	2747	68,1	15867	2650	68,3	15125	2556	67,6
2018.	16866	2830	68,0	16269	2719	68,3	15414	2606	67,5
2019.	17364	2915	68,0	16684	2790	68,3	15709	2657	67,5
2020.	17880	3003	68,0	17111	2864	68,2	16011	2709	67,5

Tablica 5.2 Ukupna potrošnja električne energije, vršno opterećenje sustava i faktor opterećenja sustava u Federaciji BiH za tri scenarija potrošnje

Scenarij	S2-referentni			S3-s mjerama			S1-niži		
Godina	Energija	Snaga	Faktor opterećenja	Energija	Snaga	Faktor opterećenja	Energija	Snaga	Faktor opterećenja
	[GWh]	[MW]	%	[GWh]	[MW]	%	[GWh]	[MW]	%
2008.	8453	1408	68,6	8418	1402	68,6	8475	1412	68,5
2009.	8746	1458	68,5	8698	1450	68,5	8777	1465	68,4
2010.	9051	1496	69,1	8988	1475	69,6	9093	1505	69,0
2011.	9333	1544	69,0	9235	1516	69,5	9284	1536	69,0
2012.	9624	1593	69,0	9490	1559	69,5	9479	1569	69,0
2013.	9926	1644	68,9	9752	1604	69,4	9678	1602	68,9
2014.	10238	1697	68,9	10024	1650	69,4	9881	1636	68,9
2015.	10561	1719	70,2	10304	1669	70,5	10089	1655	69,6
2016.	10846	1766	70,1	10537	1708	70,4	10251	1682	69,6
2017.	11141	1816	70,0	10778	1749	70,4	10417	1710	69,5
2018.	11447	1867	70,0	11027	1791	70,3	10585	1738	69,5
2019.	11762	1920	69,9	11283	1834	70,2	10756	1767	69,5
2020.	12089	1975	69,9	11548	1879	70,2	10930	1796	69,5

Tablica 5.3 Ukupna potrošnja električne energije, vršno opterećenje sustava i faktor opterećenja sustava na području EP BiH za tri scenarija potrošnje

Scenarij	S2-referentni			S3-s mjerama			S1-niži		
Godina	Energija	Snaga	Faktor opterećenja	Energija	Snaga	Faktor opterećenja	Energija	Snaga	Faktor opterećenja
	[GWh]	[MW]	%	[GWh]	[MW]	%	[GWh]	[MW]	%
2008.	4810	858	64,0	4785	853	64,0	4858	866	64,0
2009.	5037	898	64,0	5002	892	64,0	5103	910	64,0
2010.	5275	926	65,0	5228	911	65,5	5361	942	65,0
2011.	5485	963	65,0	5420	945	65,5	5486	963	65,0
2012.	5703	1002	65,0	5619	979	65,5	5614	986	65,0
2013.	5930	1041	65,0	5825	1015	65,5	5744	1009	65,0
2014.	6166	1083	65,0	6038	1052	65,5	5878	1032	65,0
2015.	6412	1092	67,0	6260	1067	67,0	6015	1040	66,0
2016.	6659	1135	67,0	6474	1103	67,0	6137	1062	66,0
2017.	6916	1178	67,0	6696	1141	67,0	6262	1083	66,0
2018.	7183	1224	67,0	6925	1180	67,0	6390	1105	66,0
2019.	7460	1271	67,0	7162	1220	67,0	6520	1128	66,0
2020.	7748	1320	67,0	7407	1262	67,0	6653	1151	66,0

Tablica 5.4 Ukupna potrošnja električne energije, vršno opterećenje sustava i faktor opterećenja sustava na području EP HZHB za tri scenarija potrošnje

Scenarij	S2-referentni			S3-s mjerama			S1-niži		
Godina	Energija	Snaga	Faktor opterećenja	Energija	Snaga	Faktor opterećenja	Energija	Snaga	Faktor opterećenja
	[GWh]	[MW]	%	[GWh]	[MW]	%	[GWh]	[MW]	%
2008.	3643	554	75,0	3633	553	75,0	3617	551	75,0
2009.	3709	565	75,0	3696	563	75,0	3674	559	75,0
2010.	3776	575	75,0	3760	568	75,5	3732	568	75,0
2011.	3848	586	75,0	3815	577	75,5	3798	578	75,0
2012.	3921	597	75,0	3871	585	75,5	3865	588	75,0
2013.	3996	608	75,0	3928	594	75,5	3934	599	75,0
2014.	4072	620	75,0	3985	603	75,5	4003	609	75,0
2015.	4150	632	75,0	4044	607	76,0	4074	620	75,0
2016.	4187	637	75,0	4063	610	76,0	4114	626	75,0
2017.	4225	643	75,0	4083	613	76,0	4154	632	75,0
2018.	4264	649	75,0	4102	616	76,0	4195	639	75,0
2019.	4302	655	75,0	4122	619	76,0	4236	645	75,0
2020.	4341	661	75,0	4141	622	76,0	4277	651	75,0

Tablica 5.5 Ukupna potrošnja električne energije, vršno opterećenje sustava i faktor opterećenja sustava na području ERS⁸ za tri scenarija potrošnje

Scenarij	S2-referentni			S3-s mjerama			S1-niži		
Godina	Energija	Snaga	Faktor opterećenja	Energija	Snaga	Faktor opterećenja	Energija	Snaga	Faktor opterećenja
	[GWh]	[MW]	%	[GWh]	[MW]	%	[GWh]	[MW]	%
2008.	3913	780	57,2	3895	771	57,7	3807	759	57,2
2009.	3987	795	57,3	3962	784	57,7	3842	766	57,2
2010.	4061	796	58,3	4030	783	58,7	3878	760	58,3
2011.	4217	826	58,3	4172	810	58,8	3991	782	58,3
2012.	4379	857	58,3	4320	839	58,8	4106	804	58,3
2013.	4548	890	58,3	4472	868	58,8	4226	827	58,3
2014.	4724	924	58,4	4631	898	58,8	4349	851	58,3
2015.	4907	929	60,3	4795	901	60,8	4476	861	59,3
2016.	5072	960	60,3	4940	928	60,8	4590	883	59,4
2017.	5243	992	60,3	5089	955	60,8	4708	905	59,4
2018.	5419	1025	60,3	5242	984	60,8	4829	928	59,4
2019.	5602	1060	60,4	5400	1013	60,8	4953	952	59,4
2020.	5791	1095	60,4	5563	1044	60,8	5080	976	59,4

⁸ ERS opskrbljuje područje RS i Distrikta Brčko

Tablica 5.6 Ukupna potrošnja električne energije, vršno opterećenje sustava i faktor opterećenja sustava u Republici Srpskoj za tri scenarija potrošnje

Scenarij	S2-referentni			S3-s mjerama			S1-niži		
Godina	Energija	Snaga	Faktor opterećenja	Energija	Snaga	Faktor opterećenja	Energija	Snaga	Faktor opterećenja
	[GWh]	[MW]	%	[GWh]	[MW]	%	[GWh]	[MW]	%
2008.	3666	721	58,0	3650	712	58,5	3561	701	58,0
2009.	3739	736	58,0	3718	725	58,5	3598	708	58,0
2010.	3814	738	59,0	3787	726	59,5	3635	703	59,0
2011.	3969	768	59,0	3929	754	59,5	3746	725	59,0
2012.	4130	799	59,0	4076	782	59,5	3862	747	59,0
2013.	4298	832	59,0	4229	811	59,5	3980	770	59,0
2014.	4473	865	59,0	4387	842	59,5	4103	794	59,0
2015.	4655	871	61,0	4551	845	61,5	4229	805	60,0
2016.	4815	901	61,0	4692	871	61,5	4341	826	60,0
2017.	4981	932	61,0	4837	898	61,5	4456	848	60,0
2018.	5152	964	61,0	4986	926	61,5	4574	870	60,0
2019.	5330	997	61,0	5140	954	61,5	4695	893	60,0
2020.	5513	1032	61,0	5299	984	61,5	4820	917	60,0

Tablica 5.7 Ukupna potrošnja električne energije, vršno opterećenje sustava i faktor opterećenja sustava u Distriktu Brčko za tri scenarija potrošnje

Scenarij	S2-referentni			S3-s mjerama			S1-niži		
Godina	Energija	Snaga	Faktor opterećenja	Energija	Snaga	Faktor opterećenja	Energija	Snaga	Faktor opterećenja
	[GWh]	[MW]	%	[GWh]	[MW]	%	[GWh]	[MW]	%
2008.	248	59	48,0	245	58	48,0	245	58	48,0
2009.	248	59	48,0	244	58	48,0	244	58	48,0
2010.	248	58	49,0	244	57	49,0	244	57	49,0
2011.	249	58	49,0	244	57	49,0	244	57	49,0
2012.	249	58	49,0	244	57	49,0	245	57	49,0
2013.	250	58	49,0	244	57	49,0	245	57	49,0
2014.	251	59	49,0	244	57	49,0	246	57	49,0
2015.	252	58	50,0	244	56	50,0	247	56	50,0
2016.	257	59	50,0	248	57	50,0	249	57	50,0
2017.	262	60	50,0	252	57	50,0	252	58	50,0
2018.	267	61	50,0	256	58	50,0	255	58	50,0
2019.	272	62	50,0	260	59	50,0	258	59	50,0
2020.	278	63	50,0	264	60	50,0	261	60	50,0

5.2. Scenariji izgradnje elektrana

U skladu sa scenarijima potrošnje električne energije razvijeni su scenariji izgradnje elektrana. Planovi i scenariji izgradnje elektrana promatraju se na razini cjelokupne BiH, na razini entiteta (Federacija BiH i Republika Srpska) te na razini elektroprivreda. Drugim riječima, na svakoj razini obrade (razina obrade u ovom slučaju odnosi se na pojedinu elektroprivredu, na entitete, na državu) promatraju se scenariji razvoja za sva tri scenarija

potrošnje električne energije. Osim toga uspoređuju se zajednički scenariji razvoja na višoj razini sa zbrojem scenarija razvoja na nižoj razini (npr. zbroj pojedinačnih scenarija izgradnje elektrana po elektroprivredama uspoređuje se s optimalnim planom izgradnje u slučaju zajedničke optimizacije svih elektroprivreda).

Na razini BiH razvijen je jedan referentni scenarij razvoja, te određeni broj varijanti koje su uspoređene sa stanovišta izgradnje sustava, strukture proizvodnje, emisije ugljikovog dioksida, potrošnje ugljena, mogućnosti izvoza i ukupnih troškova razvoja.

Za pojedine elektroprivrede i entitete razvijena su uobičajeno dva scenarija razvoja:

- Referentni scenarij razvoja u kojem je izgradnja novih elektrana u potpunosti slobodna (optimalni plan prema LCP kriteriju), dok je unaprijed određena revitalizacija postojećih elektrana (u skladu s dostavljenim planovima) te ulazak u pogon elektrana u izgradnji,
- Drugi scenarij uglavnom se odnosi na plan izgradnje u slučaju kada se smanjuje stupanj slobode u odlučivanju (optimizaciji) s obzirom da pojedine elektrane ulaze u pogon po unaprijed zadanoj dinamici u skladu s iskazanim planovima elektroprivreda.

U pojedinim slučajevima promatrani su i dodatni scenariji razvoja (npr. povećanje potrošnje električne energije na području EP HZHB zbog proširenja tvornica aluminija, ekološki scenariji – intenzivna izgradnja malih HE i vjetroelektrana i dr.).

Posebno su izdvojeni scenariji s izmijenjenim pretpostavkama u pogledu cijena ugljena, investicija u pojedine objekte (npr. povećane specifične investicije u vjetroelektrane) ili pretpostavki o mogućnosti realizacije pojedinih projekata (najranije moguće godine ulaska u pogon, izmijenjeni podaci i dr.). Ovi scenariji označeni su kraticom SA u imenu (tj. scenariji analize osjetljivosti: SA – Sensitivity Analysis). "SA" scenariji su nastali u razdoblju nakon predaje Nacrta Konačnog izvještaja do predaje Konačnog izvještaja, a temeljem komentara i korekcije ulaznih podataka od strane elektroprivrednih tvrtki te ostalih zainteresiranih strana i nadležnih subjekata.

Prilikom označavanja scenarija korištena su sljedeća pravila:

- Ime svakog scenarija započinje oznakom scenarija potrošnje električne energije, tj.:
 - o S2 – referentni scenarij potrošnje,
 - o S1 – niži scenarij potrošnje,
 - o S3 – scenarij potrošnje s mjerama,
- Ako se radi o scenarijima koji se odnose na elektroprivrede ili entitete, nakon oznake scenarija potrošnje električne energije slijedi oznaka elektroprivrede/entiteta:
 - o EPBiH – označava da se radi o scenarijima razvoja za Elektroprivredu BiH (npr. S2_EPBiH...),
 - o HZHB – označava da se radi o scenarijima razvoja za Elektroprivredu HZHB (npr. S2_HZHB...),
 - o FBiH – označava da se radi o scenarijima razvoja za entitet Federacija BiH (npr. S2_FBiH...),
 - o ERS – označava da se radi o scenarijima razvoja za Elektroprivredu RS (npr. S2_ERS...),
 - o RS – označava da se radi o scenarijima razvoja za entitet Republika Srpska (npr. S2_RS...),
- Za scenarije koji se odnose na cjelokupni elektroenergetski sustav BiH izostavljena je oznaka područja (npr. S2_...),
- Dodatne oznake nakon oznake scenarija potrošnje i područja/elektroprivrede pobliže opisuju osnovnu značajku promatranog scenarija, npr.:
 - o S2_REF – označava da se radi o *referentnom* scenariju razvoja *cjelokupnog EES-a BiH za scenarij potrošnje S2,*

- o S1_RS_REF – označava da se radi o *referentnom* scenariju razvoja RS za *scenarij potrošnje S1*,
- o S2_RS_STANARI - označava da se radi o scenariju razvoja *područja RS* za *scenarij potrošnje S2* u kojem je *pretpostavljena fiksirana izgradnja TE Stanari*, *itd.*

6. REZULTATI SCENARIJA IZGRADNJE PROIZVODNIH KAPACITETA ZA BIH

6.1. Scenariji razvoja EES BiH

U nastavku su prikazani i komentirani rezultati sljedećih scenarija izgradnje elektroenergetskog sustava BiH u razdoblju od 2008. do 2020. godine.

- S2_REF_SA – referentni scenarij za BiH. Izrađen nakon Nacrta Konačnog izvještaja i uzima u obzir promjenu ulaznih parametara u odnosu na scenarij scenarija S2_REF (nastao prije Nacrta Konačnog izvještaja). Izmijenjene su pretpostavke u pogledu cijena ugljena, mogućnosti ulaska u pogon pojedinih hidroelektrana i dr.
- S2_BEZ_STANARA_SA – pretpostavke kao u scenariju S2_BEZ_STANARA (tj. TE Stanari se promatraju kao elektrana za izvoz) te analiza promjene pretpostavki realizacije referentnog scenarija za područje BiH (cijena ugljena, mogućnost ulaska u pogon pojedinih hidroelektrana i drugo),
- S2_REF – scenarij razvoja za EES BiH izrađen za nacrt Konačnog izvještaja. U ovom scenariju promatra se konkurentnost svih opcija za proizvodnju električne energije (mHE, HE, VE, TE na ugljen, plinske TE), tj. nema fiksirane izgradnje objekata, osim planiranih revitalizacija i objekata u izgradnji (HE Mostarsko Blato). Pretpostavke ovog scenarija bitno su se promijenile, te se kao referentni scenarij za BiH uzima scenarij S2_REF_SA,
- S2_BEZ_STANARA – u ovom scenariju pretpostavljeno je da je elektrana TE Stanari namijenjena isključivo za izvoz električne energije te je za potrebe kupaca u BiH potrebno izgraditi neki drugi objekt. U ovom slučaju pretpostavka je da ostale termoelektrane mogu ući u pogon najranije u 2014. godini. Zbog toga je potrebno zadržati TE Tuzla 3 u pogonu do 2014. i osigurati dodatni uvoz električne energije. Ostale pretpostavke su kao u scenariju S2_REF,
- S2_mHE_VE – u ovom scenariju pretpostavljena je fiksirana realizacija projekata malih hidroelektrana i vjetroelektrana u skladu s najavama i planovima elektroprivrednih tvrtki. Ostali projekti promatraju se kao ravnopravni kandidati za izgradnju,
- S1_REF – scenarij s istim pretpostavkama kao i scenarij S2_REF, ali s potrošnjom električne energije prema nižem scenariju potrošnje S1,
- S3_REF – scenarij s istim pretpostavkama kao i scenarij S2_REF, ali s potrošnjom električne energije prema scenariju potrošnje s mjerama S3.

U svim navedenim scenarijima pretpostavljena je jednaka dinamika revitalizacije postojećih termoelektrana (osim scenarija bez revitalizacije), kao i ulazak u pogon HE Mostarsko Blato (EP HZHB) u 2010. godini. U prvim godinama potrebno je omogućiti uvoz električne energije s obzirom na nedostatak energije u sustavu tijekom revitalizacije termoelektrana.

6.1.1. Scenarij S2_REF_SA

Scenarij S2_REF_SA ima iste pretpostavke kao i scenarij S2_REF, ali koristi cijene ugljena za analizu osjetljivosti prikazane u poglavlju 4.1.1.

Uz navedene pretpostavke raspored ulazaka u pogon prema scenariju S2_REF_SA prikazan je u tablici 6.6.

Tablica 6.1. Raspored ulaska u pogon elektrana za EES BiH za scenarij S2_REF_SA

Snaga na pragu elektrane				
Godina	HE	[MW]	TE	[MW]
2010.	Mostarsko Blato	60		
2013.			Stanari	389
2018.			Tuzla 7	411
2020.			Kakanj 8	230
Ukupno	60		1030	
Ukupno	1090			

U pogon ulazi ukupno 1090 MW, od toga 1030 MW u termoelekttranama. U pogon ulaze TE Stanari (2013., 389 MW na pragu), Tuzla 7 (2018., 411 MW na pragu) i Kakanj (2020., 230 MW). Izgradnja blokova u Tuzli i Kaknju omogućit će i kontinuiranu opskrbu toplinom potrošača na tim područjima s obzirom na izlazak iz pogona postojećih proizvodnih jedinica. U tablici 6.7 prikazana je struktura proizvodnih kapaciteta i rezerva sustava. Rezerva sustava je u svim godinama veća od 40%. Udio TE u ukupnoj snazi elektrana u sustavu na kraju razdoblja je 53%. Nakon kraja planskog razdoblja prvi termoenergetski objekt ulazi u pogon 2022. godine.

Tablica 6.2. Struktura proizvodnih kapaciteta, vršno opterećenje i rezerva u sustavu u EES BiH za scenarij S2_REF_SA

Godina	HE postojeće	HE nove	TE postojeće	TE nove	Ukupno	Vršno opterećenje	Rezerva sustava
	[MW]						[%]
2008.	1991	0	1365	0	3356	2128	57,7
2009.	1991	0	1087	0	3078	2192	40,4
2010.	1991	60	1479	0	3530	2235	57,9
2011.	1991	60	1329	0	3380	2311	46,3
2012.	1991	60	1609	0	3660	2390	53,2
2013.	1991	60	1524	389	3964	2471	60,4
2014.	1991	60	1524	389	3964	2556	55,1
2015.	1991	60	1524	389	3964	2590	53,0
2016.	1991	60	1524	389	3964	2667	48,6
2017.	1991	60	1524	389	3964	2747	44,3
2018.	1991	60	1254	800	4105	2830	45,1
2019.	1991	60	1254	800	4105	2915	40,8
2020.	1991	60	1254	1030	4335	3003	44,3

U tablici 6.8 prikazana je bilanca zadovoljenja potrošnje električne energije u BiH i ugovorenog izvoza. Osim ugovorenog izvoza u svakoj godini postoji i mogućnost dodatnog izvoza uz pretpostavku da postojeće revitalizirane imaju vrijeme iskorištenja maksimalne snage od 6000 sati/god, a nove jedinice 7000 sati/god. U tom slučaju prosječno je moguće izvoziti oko 1850 GWh/god. Na kraju razdoblja udio termoelekttrana u ukupnoj proizvodnji je oko 2/3.

Tablica 6.3. Bilanca proizvodnje električne energije u EES BiH za scenarij S2_REF_SA

Godina	HE	TE	Uvoz	Ukupno raspoloživo	Potrošnja EES BiH	Ugovoreni izvoz	Mogući dodatni izvoz
[GWh]							
2008.	5808	7342	217	13367	12367	1000	921
2009.	5808	6443	481	12733	12733	0	1956
2010.	5975	7118	19	13112	13112	0	1757
2011.	5975	7425	149	13550	13550	0	2238
2012.	5975	8029	0	14004	14004	0	1628
2013.	5975	8499	0	14474	14474	0	1175
2014.	5975	8987	0	14962	14962	0	3036
2015.	5975	9493	0	15468	15468	0	2531
2016.	5975	9943	0	15918	15918	0	2087
2017.	5975	10409	0	16384	16384	0	1627
2018.	5975	10891	0	16866	16866	0	1141
2019.	5975	11389	0	17364	17364	0	2723
2020.	5975	11905	0	17880	17880	0	2213

U razdoblju od 2008. do 2013. godine potrebno je osigurati određene količine električne energije iz susjednih sustava. Potreba za uvozom je posljedica revitalizacije pojedinih proizvodnih jedinica u EES BiH i nemogućnosti ulaska u pogon nove elektrane prije 2014. godine.

U tablici 6.9 prikazana je ukupna potrošnja ugljena i emisija ugljikovog dioksida za slučajeve sa i bez izvoza električne energije (za slučaj izvoza pretpostavljeno je iskorištenje maksimalne snage postojećih/revitaliziranih elektrana od 6000 sati/god).

Tablica 6.4. Potrošnja ugljena i emisija CO₂ u EES BiH za scenarij S2_REF_SA

Godina	Potrošnja ugljena		Emisija CO ₂	
	milijuni tona		milijuni tona	
	Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom
2008.	8,3	9,44	8,6	9,6
2009.	7,51	7,84	7,6	7,9
2010.	8,07	10,13	8,0	10,1
2011.	8,31	9,17	8,5	9,3
2012.	8,81	10,71	8,9	10,8
2013.	8,82	12,51	8,7	12,3
2014.	9,36	12,51	9,2	12,3
2015.	9,91	12,51	9,7	12,3
2016.	10,39	12,51	10,2	12,3
2017.	10,87	12,51	10,7	12,3
2018.	11,00	13,32	10,6	12,9
2019.	11,47	13,32	11,0	12,9
2020.	11,59	14,38	11,4	14,2
Ukupno	124,4	150,8	123,1	149,5

U tablici 6.10 prikazani su troškovi pogona i izgradnje (nediskontirani) te vrijednost funkcije cilja. Nisu prikazani prihodi od izvoza s obzirom da nije poznata cijena izvoza ugovorenog s HEP d.d. (Republika Hrvatska). U prikazane nediskontirane troškove izgradnje uključeni su troškovi revitalizacije, kao i troškovi HE Mostarsko Blato u izgradnji, ali nisu uključeni troškovi

objekata koji ulaze u pogon nakon 2020. godine, a čiji troškovi izgradnje nastaju prije 2020. godine. Vrijednost funkcije cilja u 2020. uključuje u sebe i ove troškove, kao i ostale troškove prema metodologiji opisanoj u poglavlju 2.

Tablica 6.5. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza električne energije za EES BiH za scenarij S2_REF_SA

Godina	Gorivo	Pogon i održavanje	Izgradnja	Uvoz	Ukupno
	milijuni EUR				
2008.	170,8	147,7	101,6	11,9	432,0
2009.	159,1	109,4	281,6	26,5	576,6
2010.	161,5	152,2	215,3	1,0	530,0
2011.	175,4	117,4	421,5	8,2	722,5
2012.	179,0	164,8	131,1	0,0	474,9
2013.	162,8	173,7	0,0	0,0	336,5
2014.	173,6	176,1	26,9	0,0	376,6
2015.	183,5	179,4	136,8	0,0	499,7
2016.	193,2	181,8	274,9	0,0	649,9
2017.	202,3	184,5	212,5	0,0	599,3
2018.	196,3	191,3	147,1	0,0	534,7
2019.	204,7	194,1	76,4	0,0	475,2
2020.	212,7	203,7	0,0	0,0	416,4
Ukupno	2374,9	2176,1	2025,7	47,6	6624,3
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR					
2020.	3656,2				
2030.	5349,3				

6.1.2. Scenarij S2_BEZ_STANARA_SA

Prema rezultatima scenarija S2_REF prvi značajni termoenergetski objekt ulazi u pogon 2013. godine (TE Stanari). S obzirom da je sredinom drugog mjeseca 2008. godine tvrtka EFT potpisala ugovor o koncesiji za izgradnju TE Stanari prema kojem ovaj objekt praktično predstavlja tzv. elektranu za tržište (*Merchant Plant*) postavlja se pitanje i problem izgradnje elektrane koja će služiti za zadovoljenje potreba kupaca na teritoriju BiH. Pri tome treba uzeti u obzir činjenicu da je početkom 2008. godine stanje aktivnosti na pojedinim projektima termoelektrana takvo da se praktično samo projekt TE Stanari nalazi u fazi u kojoj je moguće očekivati ulazak u pogon 2013. godine. Drugim riječima, izgradnja bilo kojeg drugog termoenergetskog bloka s ulaskom u pogon 2013. godine je vrlo malo vjerojatna. U tom smislu se u ovom scenariju pretpostavlja da TE Stanari u cijelosti proizvodi za strana tržišta i ne sudjeluje u podmirenju potreba za električnom energijom u BiH, ali da istovremeno ostale elektrane kandidati mogu ući u pogon najranije 2014. godine. U takvom slučaju u 2013. godini postoji problem sigurnosti opskrbe, te blok Tuzla 3 mora ostati u pogonu, a potrebno je osigurati i dodatni uvoz električne energije u ovoj godini.

Osim toga u ovom scenariju su pretpostavljene cijene ugljena za analizu osjetljivosti prikazane u poglavlju 4.1.1.

Uz navedene pretpostavke raspored ulazaka u pogon prema scenariju S2_BEZ_STANARA_SA prikazan je u tablici 6.6.

Tablica 6.6. Raspored ulaska u pogon elektrana za EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA_SA

Snaga na pragu elektrane				
Godina	HE	[MW]	TE	[MW]
2010.	Mostarsko Blato	60		
2014.			Tuzla 7	411
2018.			Kakanj 8	230
2019.			Gacko 2	300
Ukupno	60		941	
Ukupno	1001			

U pogon ulazi ukupno 1001 MW, od toga 941 MW u termoelekttranama. U pogon ulaze Tuzla 7 (2014., 411 MW na pragu), Kakanj (2018., 230 MW) i Gacko 2 (2019., 300 MW). Izgradnja blokova u Tuzli i Kakanju omogućit će i kontinuiranu opskrbu toplinom potrošača na tim područjima s obzirom na izlazak iz pogona postojećih proizvodnih jedinica. U tablici 6.7 je prikazana struktura proizvodnih kapaciteta i rezerva sustava. Rezerva sustava je u svim godinama veća od 40%. Udio TE u ukupnoj snazi elektrana u sustavu na kraju razdoblja je veći od 50%.

Tablica 6.7. Struktura proizvodnih kapaciteta, vršno opterećenje i rezerva u sustavu u EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA_SA

Godina	HE postojeće	HE nove	TE postojeće	TE nove	Ukupno	Vršno opterećenje	Rezerva sustava
	[MW]						[%]
2008.	1991	0	1365	0	3356	2128	57,7
2009.	1991	0	1087	0	3078	2192	40,4
2010.	1991	60	1479	0	3530	2235	57,9
2011.	1991	60	1329	0	3380	2311	46,3
2012.	1991	60	1609	0	3660	2390	53,2
2013.	1991	60	1609	0	3660	2471	48,1
2014.	1991	60	1524	411	3986	2556	56,0
2015.	1991	60	1524	411	3986	2590	53,9
2016.	1991	60	1524	411	3986	2667	49,4
2017.	1991	60	1524	411	3986	2747	45,1
2018.	1991	60	1254	641	3946	2830	39,5
2019.	1991	60	1254	941	4246	2915	45,7
2020.	1991	60	1254	941	4246	3003	41,4

U tablici 6.8 prikazana je bilanca zadovoljenja potrošnje električne energije u BiH i ugovorenog izvoza. Osim ugovorenog izvoza u svakoj godini postoji i mogućnost dodatnog izvoza uz pretpostavku da postojeće revitalizirane imaju vrijeme iskorištenja maksimalne snage od 6000 sati/god, a nove jedinice 7000 sati/god. U tom slučaju prosječno je moguće izvoziti oko 1700 GWh/god. Na kraju razdoblja udio termoelekttrana u ukupnoj proizvodnji je oko 2/3.

Tablica 6.8. Bilanca proizvodnje električne energije u EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA_SA

Godina	HE	TE	Uvoz	Ukupno raspoloživo	Potrošnja EES BiH	Ugovoreni izvoz	Mogući dodatni izvoz
[GWh]							
2008.	5808	7342	217	13367	12367	1000	921
2009.	5808	6443	481	12733	12733	0	276
2010.	5975	7118	19	13112	13112	0	1757
2011.	5975	7425	149	13550	13550	0	738
2012.	5975	8029	0	14004	14004	0	1628
2013.	5975	8480	19	14474	14474	0	1175
2014.	5975	8987	0	14962	14962	0	3036
2015.	5975	9493	0	15468	15468	0	2531
2016.	5975	9943	0	15918	15918	0	2087
2017.	5975	10409	0	16384	16384	0	1627
2018.	5975	10891	0	16866	16866	0	1141
2019.	5975	11389	0	17364	17364	0	2723
2020.	5975	11905	0	17880	17880	0	2213

U razdoblju od 2008. do 2013. godine potrebno je osigurati određene količine električne energije iz susjednih sustava. Potreba za uvozom je posljedica revitalizacije pojedinih proizvodnih jedinica u EES BiH i nemogućnosti ulaska u pogon nove elektrane prije 2014. godine.

U tablici 6.9 prikazana je ukupna potrošnja ugljena i emisija ugljikovog dioksida za slučajeve sa i bez izvoza električne energije (za slučaj izvoza pretpostavljeno je iskorištenje maksimalne snage postojećih/revitaliziranih elektrana od 6000 sati/god). U bilance nije uključena potrošnja ugljena i emisija CO₂ za TE Stanari.

Tablica 6.9. Potrošnja ugljena i emisija CO₂ u EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA_SA

Godina	Potrošnja ugljena		Emisija CO ₂	
	milijuni tona		milijuni tona	
	Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom
2008.	8,32	9,44	8,6	9,6
2009.	7,51	7,84	7,6	7,9
2010.	8,07	10,13	8,0	10,1
2011.	8,31	9,17	8,5	9,3
2012.	8,81	10,71	8,9	10,8
2013.	8,82	12,51	8,7	12,3
2014.	9,36	12,51	9,2	12,3
2015.	9,91	12,51	9,7	12,3
2016.	10,39	12,51	10,2	12,3
2017.	10,87	12,51	10,7	12,3
2018.	11,45	13,14	10,7	12,4
2019.	12,09	14,52	11,1	13,5
2020.	12,67	14,63	11,6	13,5
Ukupno	126,6	152,1	123,5	148,9

U tablici 6.10 prikazani su troškovi pogona i izgradnje (nediskontirani) te vrijednost funkcije cilja. Nisu prikazani prihodi od izvoza s obzirom da nije poznata cijena izvoza ugovorenog s HEP d.d. (Republika Hrvatska). U prikazane nediskontirane troškove izgradnje uključeni su troškovi revitalizacije, kao i troškovi HE Mostarsko Blato u izgradnji, ali nisu uključeni troškovi objekata koji ulaze u pogon nakon 2020. godine, a čiji troškovi izgradnje nastaju prije 2020. godine. Vrijednost funkcije cilja u 2020. uključuje u sebe i ove troškove, kao i ostale troškove prema metodologiji opisanoj u poglavlju 2.

Tablica 6.10. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza električne energije za EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA_SA

Godina	Gorivo	Pogon i održavanje	Izgradnja	Uvoz	Ukupno
milijuni EUR					
2008.	170,8	147,7	101,6	11,9	432,0
2009.	159,1	109,4	255,5	26,5	550,5
2010.	161,5	152,2	109,3	1,0	424,0
2011.	175,4	117,4	306,1	8,2	607,1
2012.	179,0	164,8	259,7	0,0	603,5
2013.	189,8	167,8	135,0	1,1	493,7
2014.	183,9	177,0	15,2	0,0	376,1
2015.	194,6	180,2	98,8	0,0	473,6
2016.	204,7	182,5	255,8	0,0	643,0
2017.	214,5	185,2	282,9	0,0	682,6
2018.	210,2	187,1	107,3	0,0	504,6
2019.	216,0	198,2	0,0	0,0	414,2
2020.	225,2	201,4	0,0	0,0	426,6
Ukupno	2484,7	2170,9	1927,2	48,7	6631,5
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR					
2020.	3675,0				
2030.	5438,9				

6.1.3. Scenarij S2_REF

Scenarij S2_REF je scenarij razvoja za elektroenergetski sustav Bosne i Hercegovine izrađen prije predaje Nacrta Konačnog izvještaja. U ovom scenariju promatra se konkurentnost svih opcija za proizvodnju električne energije (mHE, HE, VE, TE na ugljen, plinske TE), tj. nema fiksirane izgradnje objekata, osim planiranih revitalizacija i objekata čija izgradnja je u tijeku (HE Mostarsko Blato u EP HZHB).

U tablici 6.11 prikazan je raspored ulazaka u pogon elektrana za EES BiH za scenarij S2_REF (snaga na pragu elektrana).

Tablica 6.11. Raspored ulaska u pogon elektrana za EES BiH za scenarij S2_REF

Snaga na pragu elektrane				
Godina	HE	[MW]	TE	[MW]
2010.	Mostarsko Blato	60		
2013.			Stanari	389
2018.			Tuzla 7	411
2020.			Gacko II	300
Ukupno	60		1100	
Ukupno	1160			

U razdoblju od 2008. do 2020. godine u pogon ulazi ukupno 1160 MW elektrana (snaga na pragu), tj. 60 MW hidroelektrana (HE Mostarsko Blato), te tri termo jedinice – Stanari (389 MW), Tuzla 7 (411 MW) i Gacko II (300 MW).

U tablici 6.12 prikazana je struktura proizvodnih kapaciteta u EES BiH za scenarij S2_REF. U snagu postojećih elektrana uračunate su promjene snage tijekom godina u kojima su pojedine termoelektrane u revitalizaciji, kao i izlazak iz pogona postojećih elektrana.

Tablica 6.12. Struktura proizvodnih kapaciteta, vršno opterećenje i rezerva u sustavu u EES BiH za scenarij S2_REF

Godina	HE postojeće	HE nove	TE postojeće	TE nove	Ukupno	Vršno opterećenje	Rezerva sustava
	[MW]						[%]
2008.	1991	0	1365	0	3356	2128	57,7
2009.	1991	0	1087	0	3078	2192	40,4
2010.	1991	60	1479	0	3530	2235	57,9
2011.	1991	60	1329	0	3380	2311	46,3
2012.	1991	60	1609	0	3660	2390	53,2
2013.	1991	60	1609	389	4049	2471	63,9
2014.	1991	60	1524	389	3964	2556	55,1
2015.	1991	60	1524	389	3964	2590	53,0
2016.	1991	60	1524	389	3964	2667	48,6
2017.	1991	60	1524	389	3964	2747	44,3
2018.	1991	60	1254	800	4105	2830	45,1
2019.	1991	60	1254	800	4105	2915	40,8
2020.	1991	60	1254	1100	4405	3003	46,7

Ukupna snaga na pragu elektrana raste s oko 3350 MW u 2008. godini na oko 4400 MW u 2020. godini. U promatranom razdoblju iz pogona izlaze blokovi 3 i 4 na lokaciji TE Tuzla, te blok 5 u Kaknju – ukupno 355 MW na pragu. Raste udio snage termoelektrana, a smanjuje se udio hidroelektrana te je na kraju razdoblja udio TE u ukupnoj snazi elektrana 53% a udio HE je 47%. Tijekom cijelog razdoblja rezerva sustava je na razini većoj od 40%.

U tablici 6.13 prikazana je bilanca proizvodnje električne energije u EES BiH za scenarij S2_REF. Prikazana je i potrošnja električne energije za područje EES BiH te ugovoreni izvoz električne energije u druge sustave (izvoz u Republiku Hrvatsku tijekom 2008. u ukupnom iznosu od 1 TWh).

Tablica 6.13. Bilanca proizvodnje električne energije u EES BiH za scenarij S2_REF

Godina	HE	TE	Uvoz	Ukupno raspoloživo	Potrošnja EES BiH	Ugovoreni izvoz	Mogući dodatni izvoz
[GWh]							
2008.	5808	7360	198	13367	12367	1000	915
2009.	5808	6844	80	12733	12733	0	1358
2010.	5975	7123	13	13112	13112	0	1932
2011.	5975	7564	11	13550	13550	0	2091
2012.	5975	8029	0	14004	14004	0	1628
2013.	5975	8499	0	14474	14474	0	3369
2014.	5975	8987	0	14962	14962	0	2882
2015.	5975	9493	0	15468	15468	0	2375
2016.	5975	9943	0	15918	15918	0	1925
2017.	5975	10409	0	16384	16384	0	1460
2018.	5975	10891	0	16866	16866	0	2235
2019.	5975	11389	0	17364	17364	0	1743
2020.	5975	11905	0	17880	17880	0	5421

U razdoblju od 2008. do 2011. godine potrebno je osigurati manje količine električne energije iz susjednih sustava. Potreba za uvozom je posljedica revitalizacije pojedinih proizvodnih jedinica u EES BiH. Pretpostavka je da će sve revitalizacije na postojećim termoelektranama biti dovršene do kraja 2011. godine. Isti raspored revitalizacije korišten je i prilikom optimizacije scenarija izgradnje elektrana po elektroprivrednim područjima kako je to prikazano u poglavljima 7.2 i 8.1.

Najveći uvoz električne energije javlja se u 2008. godini (na razini 200 GWh ili 1,5% od ukupno potrebne električne energije), dok je u ostalim godinama uvoz zanemariv. Od 2012. godine, tj. nakon završetka svih revitalizacija u termoelektranama, nema potrebe za uvozom električne energije.

Na početku razdoblja iz hidroelektrana se pokriva oko 43% potreba, dok se na kraju razdoblja jedna trećina električne energije dobiva iz hidroelektrana (postojećih i novih ukupno), oko 31% iz postojećih TE, a ostatak iz novoizgrađenih termoelektrana.

Emisija ugljikovog dioksida (CO₂) s početnih 8,6 milijuna tona u 2008. godini raste na 11,4 milijuna tona u 2020. godini što predstavlja povećanje od oko 33%. Pri tome treba uzeti u obzir da u 2008. godini još uvijek postoji ugovoreni izvoz u RH, te je emisija CO₂ te godine veća nego npr. emisija nekoliko narednih godina. Prosječna godišnja emisija CO₂ u promatranom razdoblju iznosi oko 9,5 milijuna tona. Ukupna potrošnja ugljena u svim termoelektranama u promatranom razdoblju iznosi 119,4 milijuna tona.

Prethodnom bilancom prikazano je zadovoljenje potreba za električnom energijom isključivo na području EES BiH (osim u 2008. godini kada je obuhvaćen ugovor o izvozu električne energije u RH). Analizom broja sati iskorištenja maksimalne snage termoelektrana u takvim uvjetima i uz pretpostavku da je najveći mogući broj sati iskorištenja maksimalne snage postojećih (i revitaliziranih) elektrana 6000 sati, a novih proizvodnih jedinica 7000 sati dolazi se do zaključka da je tijekom cijelog razdoblja moguć prosječan izvoz oko 2250 GWh/god. Uz pretpostavku da su postojeće jedinice ograničene na do 5000 sati godišnje prosječna mogućnost izvoza iznosi oko 1050 GWh/god. U slučaju povećanja proizvodnje zbog izvoza električne energije posljedično će se povećati emisija ugljikovog dioksida i potrošnja ugljena kako je to prikazano tablicom 6.14.

Tablica 6.14. Potrošnja ugljena i emisija CO₂ u EES BiH za scenarij S2_REF

Godina	Potrošnja ugljena		Emisija CO ₂	
	milijuni tona		milijuni tona	
	Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom
2008.	8,33	9,44	8,6	9,6
2009.	8,33	10,07	8,0	9,6
2010.	8,00	10,38	8,0	10,3
2011.	8,35	10,91	8,5	11,0
2012.	8,81	10,71	8,9	10,8
2013.	8,82	12,51	8,7	12,3
2014.	9,36	12,51	9,2	12,3
2015.	9,91	12,51	9,7	12,3
2016.	10,39	12,51	10,2	12,3
2017.	10,87	12,51	10,7	12,3
2018.	8,84	10,74	10,6	12,9
2019.	9,22	10,74	11,0	12,9
2020.	10,14	15,46	11,4	16,6
Ukupno	119,4	151,0	123,6	155,5

U tablici 6.15 prikazani su nediskontirani troškovi goriva, pogona i održavanja (*engl.: O&M Costs*), izgradnje i uvoza električne energije za svaku godinu promatranog planskog razdoblja za EES BiH za scenarij S2_REF. Prikazana je i vrijednost funkcije cilja za 2020. i 2030. godinu. Funkcija cilja sadrži sve troškove pogona i izgradnje (uključujući i preostalu vrijednost) kako je to opisano u poglavlju 2. Trošak uvoza postoji samo u razdoblju od 2008. do 2011. godine. Nisu prikazani prihodi od izvoza s obzirom da nije poznata cijena izvoza ugovorenog s HEP d.d. (Republika Hrvatska). U prikazane troškove izgradnje uključeni su troškovi revitalizacije, kao i troškovi HE Mostarsko Blato u izgradnji. Nisu prikazani troškovi izgradnje objekata koji ulaze u pogon nakon 2020., a troškovi nastaju u planskom razdoblju. Prvi sljedeći termoenergetski objekt ulazi u pogon u 2022. godini.

Tablica 6.15. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza električne energije za EES BiH za scenarij S2_REF

Godina	Gorivo	Pogon i održavanje	Izgradnja	Uvoz	Ukupno
milijuni EUR					
2008.	170,9	148,0	101,6	10,9	431,4
2009.	158,9	145,5	134,7	4,4	443,5
2010.	160,2	158,2	305,3	0,7	624,4
2011.	172,2	160,2	252,2	0,6	585,2
2012.	179,0	164,8	163,1	0,0	506,9
2013.	162,8	173,7	0,0	0,0	336,5
2014.	173,6	176,1	26,7	0,0	376,4
2015.	183,5	179,4	135,9	0,0	498,8
2016.	193,2	181,8	279,4	0,0	654,4
2017.	202,3	184,5	242,9	0,0	629,7
2018.	203,5	191,3	206,5	0,0	601,3
2019.	212,1	194,1	107,3	0,0	513,5
2020.	212,1	206,0	0,0	0,0	418,1
Ukupno	2384,3	2263,6	1955,5	16,6	6620,0
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR					
2020.	3744,4				
2030.	5393,8				

Ukupni trošak za sve godine razdoblja za ovaj scenarij iznosi 6620,0 milijuna EUR. S obzirom na strukturu proizvodnih kapaciteta u prosjeku najveći udio u ukupnim troškovima imaju troškovi goriva te u godinama kada nema troškova izgradnje iznose oko 50% od ukupnog troška.

6.1.4. Scenarij S2_BEZ_STANARA

U scenariju S2_BEZ_STANARA pretpostavljeno je da je elektrana TE Stanari namijenjena isključivo za izvoz električne energije te je za potrebe kupaca u BiH potrebno izgraditi neki drugi objekt. U ovom slučaju pretpostavka je da ostale termoelektrane mogu ući u pogon najranije u 2014. godini. Zbog toga je potrebno zadržati TE Tuzla 3 u pogonu do 2014. i osigurati dodatni uvoz električne energije. Ostale pretpostavke su jednake kao u scenariju S2_REF.

Uz navedene pretpostavke raspored ulazaka u pogon prema scenariju S2_BEZ_STANARA prikazan je u tablici 6.16.

Tablica 6.16. Raspored ulaska u pogon elektrana za EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA

Snaga na pragu elektrane				
Godina	HE	[MW]	TE	[MW]
2010.	Mostarsko Blato	60		
2014.			Gacko II	300
2017.			Kongora	265
2018.			Tuzla 7	411
Ukupno	60		976	
Ukupno	1036			

U pogon ulazi ukupno 1036 MW, od toga 976 MW u termoelektranama. U pogon ulaze Gacko 2 (2014., 300 MW), Kongora (2017., 265 MW) i Tuzla 7 (2018., 411 MW). Izgradnja bloka u Tuzli omogućit će i kontinuiranu opskrbu toplinom potrošača na tim područjima s obzirom na izlazak iz pogona postojećih proizvodnih jedinica. U tablici 6.17 je prikazana struktura proizvodnih kapaciteta i rezerva sustava. Rezerva sustava je u svim godinama veća od 40%. Udio TE u ukupnoj snazi elektrana u sustavu na kraju razdoblja je veći od 50%.

Tablica 6.17. Struktura proizvodnih kapaciteta, vršno opterećenje i rezerva u sustavu u EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA

Godina	HE postojeće	HE nove	TE postojeće	TE nove	Ukupno	Vršno opterećenje	Rezerva sustava
	[MW]						
2008.	1991	0	1365	0	3356	2128	57,7
2009.	1991	0	1087	0	3078	2192	40,4
2010.	1991	60	1479	0	3530	2235	57,9
2011.	1991	60	1329	0	3380	2311	46,3
2012.	1991	60	1609	0	3660	2390	53,2
2013.	1991	60	1609	0	3660	2471	48,1
2014.	1991	60	1524	300	3875	2556	51,6
2015.	1991	60	1524	300	3875	2590	49,6
2016.	1991	60	1524	300	3875	2667	45,3
2017.	1991	60	1524	565	4140	2747	50,7
2018.	1991	60	1254	976	4281	2830	51,3
2019.	1991	60	1254	976	4281	2915	46,9
2020.	1991	60	1254	976	4281	3003	42,5

U tablici 6.18 prikazana je bilanca zadovoljenja potrošnje električne energije u BiH i ugovorenog izvoza. Osim ugovorenog izvoza u svakoj godini postoji i mogućnost dodatnog izvoza uz pretpostavku da postojeće revitalizirane imaju vrijeme iskorištenja maksimalne snage od 6000 sati/god, a nove jedinice 7000 sati/god. U tom slučaju prosječno je moguće izvoziti oko 1700 GWh/god. Na kraju razdoblja udio termoelektrana u ukupnoj proizvodnji je oko 2/3.

Tablica 6.18. Bilanca proizvodnje električne energije u EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA

Godina	HE	TE	Uvoz	Ukupno raspoloživo	Potrošnja EES BiH	Ugovoreni izvoz	Mogući dodatni izvoz
[GWh]							
2008.	5808	7342	217	13367	12367	1000	921
2009.	5808	6443	481	12733	12733	0	276
2010.	5975	7118	19	13112	13112	0	1757
2011.	5975	7425	149	13550	13550	0	738
2012.	5975	8029	0	14004	14004	0	1628
2013.	5975	8480	19	14474	14474	0	1175
2014.	5975	8987	0	14962	14962	0	2263
2015.	5975	9493	0	15468	15468	0	1756
2016.	5975	9943	0	15918	15918	0	1312
2017.	5975	10409	0	16384	16384	0	2691
2018.	5975	10891	0	16866	16866	0	3467
2019.	5975	11389	0	17364	17364	0	2968
2020.	5975	11905	0	17880	17880	0	2455

U razdoblju od 2008. do 2013. godine potrebno je osigurati određene količine električne energije iz susjednih sustava. Potreba za uvozom je posljedica revitalizacije pojedinih proizvodnih jedinica u EES BiH i nemogućnosti ulaska u pogon nove elektrane prije 2014. godine.

U tablici 6.19 prikazana je ukupna potrošnja ugljena i emisija ugljikovog dioksida za slučajeve sa i bez izvoza električne energije (za slučaj izvoza pretpostavljeno je iskorištenje maksimalne snage postojećih/revitaliziranih elektrana od 6000 sati/god). U bilance nije uključena potrošnja ugljena i emisija CO₂ za TE Stanari.

Tablica 6.19. Potrošnja ugljena i emisija CO₂ u EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA

Godina	Potrošnja ugljena		Emisija CO ₂	
	milijuni tona		milijuni tona	
	Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom
2008.	8,32	9,44	8,6	9,6
2009.	7,51	7,84	7,6	7,9
2010.	8,07	10,13	8,0	10,1
2011.	8,31	9,17	8,5	9,3
2012.	8,81	10,71	8,9	10,8
2013.	9,34	10,71	9,4	10,8
2014.	9,83	12,37	9,5	12,0
2015.	10,37	12,37	10,0	12,0
2016.	10,88	12,37	10,5	12,0
2017.	9,79	12,37	10,8	13,7
2018.	7,89	10,60	10,7	14,2
2019.	8,31	10,60	11,2	14,2
2020.	8,76	10,60	11,7	14,2
Ukupno	116,2	139,3	125,2	150,8

U tablici 6.10 prikazani su troškovi pogona i izgradnje (nediskontirani) te vrijednost funkcije cilja. Nisu prikazani prihodi od izvoza s obzirom da nije poznata cijena izvoza ugovorenog s HEP d.d. (Republika Hrvatska). U prikazane nediskontirane troškove izgradnje uključeni su

troškovi revitalizacije, kao i troškovi HE Mostarsko Blato u izgradnji, ali nisu uključeni troškovi objekata koji ulaze u pogon nakon 2020. godine, a čiji troškovi izgradnje nastaju prije 2020. godine. Vrijednost funkcije cilja u 2020. uključuje u sebe i ove troškove, kao i ostale troškove prema metodologiji opisanoj u poglavlju 2.

Tablica 6.20. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza električne energije za EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA

Godina	Gorivo	Pogon i održavanje	Izgradnja	Uvoz	Ukupno
	milijuni EUR				
2008.	170,8	147,7	101,6	11,9	432,0
2009.	159,1	109,4	255,5	26,5	550,5
2010.	161,5	152,2	103,8	1,0	418,5
2011.	175,4	117,4	278,1	8,2	579,1
2012.	179,0	164,8	219,1	0,0	562,9
2013.	189,8	167,8	160,6	1,1	519,3
2014.	180,9	173,6	149,5	0,0	504,0
2015.	191,8	176,7	271,8	0,0	640,3
2016.	200,5	179,9	320,4	0,0	700,8
2017.	200,2	190,5	134,1	0,0	524,8
2018.	201,8	196,5	0	0,0	398,2
2019.	212,2	199,1	0	0,0	411,3
2020.	221,6	202,4	0	0,0	423,9
Ukupno	2444,6	2178,0	1994,3	48,7	6665,6
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR					
2020.	3684,8				
2030.	5409,4				

6.1.5. Scenarij S2_mHE_VE

U scenariju S2_mHE_VE pretpostavljena je fiksirana realizacija projekata malih hidroelektrana i vjetroelektrana u skladu s najavama i planovima elektroprivrednih tvrtki i dodijeljenim koncesijama. Ostali projekti promatraju se kao ravnopravni kandidati za izgradnju. Ovaj scenarij može se smatrati izrazito ekološki orijentiranim scenarijem. U tablici 6.21 prikazan je raspored ulazaka u pogon (fiksirani ulasci te rezultati optimizacije).

Tablica 6.21. Raspored ulazaka u pogon za EES BiH za scenarij S2_mHE_VE

Snaga na pragu elektrane					
Godina	HE	[MW]	TE	[MW]	VE [MW]
2009.	Male HE RS	42			50
2010.	Mostarsko Blato	114			50
	Male HE EP HZHB				
	Male HE EP BiH				
2011.	Male HE EP HZHB	49			50
	Male HE RS				
2012.					50
2013.	Male HE RS	42			50
2014.			Gacko 2	300	
2015.	Male HE EP HZHB	55			
	Male HE RS				
2017.	Male HE RS	42			
2018.			Stanari	389	
Ukupno	345		689		250
Ukupno	1284				

Do 2020. godine u pogon ulazi ukupno 1284 MW na pragu elektrana, od toga 345 MW hidroelektrana (većinom projekti malih HE), 250 MW vjetroelektrana te dvije termoelektrane, Gacko u 2014. godini i Stanari u 2019. godini.

U ukupnoj proizvodnji električne energije udio hidroelektrana s oko 44% na početku planskog razdoblja opada na 39% u 2020. godini. Istovremeno udio termoelektrana ostaje približno stalan (promjena s oko 55% na oko 57%). Ostatak potrebne električne energije osigurava se iz uvoza (koji prestaje nakon 2011. godine) i iz vjetroelektrana čiji udio u ukupnoj proizvodnji u 2020. godini iznosi oko 4%.

Zbog povećane izgradnje malih hidroelektrana i vjetroelektrana, emisije ugljikovog dioksida u scenariju S2_mHE_VE iznose 10.0 milijuna tona u 2020. godini što je za 12% manje u odnosu na scenarij S2_REF.

Uz pretpostavku povećanog iskorištenja maksimalne snage elektrana (5000 do 6000 sati za postojeće/revitalizirane i 7000 za nove proizvodne jedinice), mogućnosti izvoza u scenariju S2_mHE_VE iznose u prosjeku 1400 do 2500 GWh/god.

Ukupni trošak razvoja i izgradnje EES-a BiH za scenarij S2_mHE_VE iznosi 6800 milijuna EUR, tj. veći je u odnosu na ukupni trošak scenarija S2_REF za 180 milijuna EUR. Vrijednost funkcije cilja u 2020. godini je 3780 milijuna EUR, a u 2030. je 5450 milijuna EUR.

6.1.6. Scenarij S3_REF

Scenarij S3_REF ima jednake pretpostavke kao i scenarij S2_REF, ali s potrošnjom električne energije prema globalnom scenariju potrošnje s mjerama S3. U tablici 6.22 prikazan je raspored izgradnje za scenarij S3_REF.

Tablica 6.22 Raspored ulazaka u pogon za EES BiH za scenarij S3_REF.

Snaga na pragu elektrane				
Godina	HE [MW]		TE [MW]	
2010.	Mostarsko Blato	60		
2013.			Stanari	389
2018.			Tuzla 7	411
Ukupno	60		800	
Ukupno	860			

Do 2020. godine u pogon ulazi ukupno 860 MW, od toga 60 MW hidroelektrana i 800 MW termoelektrana (snaga na pragu), tj. za 300 MW manje u odnosu na scenariju S2_REF (s većom potrošnjom električne energije). Razlika u odnosu na scenarij S2_REF je što u scenariju S3_REF u pogon ulazi i jedan blok TE Gacko 2 2020. godine (300 MW). Na početku razdoblja udio HE u ukupnoj snazi elektrana je 60%, a na kraju razdoblja iznosi 50%. Rezerva sustava u svim godinama je na razini većoj od 40%.

U tablici 6.23 prikazana je bilanca proizvodnje električne energije u EES BiH za scenarij S3_REF. Osim ugovorenog izvoza postoji i mogućnost izvoza u prosjeku 2280 GWh/god.

Tablica 6.23. Bilanca proizvodnje električne energije u EES BiH za scenarij S3_REF

Godina	HE postojeće	HE nove	TE postojeće	TE nove	Uvoz	Ukupno raspoloživo	Potrošnja EES BIH	Ugovoreni izvoz
[GWh]								
2008.	5808	0	7244	0	261	13314	12314	1000
2009.	5808	0	6746	0	106	12660	12660	0
2010.	5808	167	7027	0	16	13018	13018	0
2011.	5808	167	7428	0	4	13407	13407	0
2012.	5808	167	7819	0	15	13809	13809	0
2013.	5808	167	6032	2217	0	14225	14225	0
2014.	5808	167	6376	2303	0	14655	14655	0
2015.	5808	167	6723	2401	0	15099	15099	0
2016.	5808	167	7021	2481	0	15477	15477	0
2017.	5808	167	7352	2538	2	15867	15867	0
2018.	5808	167	5552	4742	0	16269	16269	0
2019.	5808	167	5832	4876	0	16684	16684	0
2020.	5808	167	6050	5086	0	17111	17111	0

Troškovi izgradnje i pogona EES-a BiH za scenarij S3_REF prikazani su u tablici 6.24. Prikazana je i vrijednost funkcije cilja.

Tablica 6.24. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza električne energije za EES BiH za scenarij S3_REF

Godina	Gorivo	Pogon i održavanje	Izgradnja	Uvoz	Ukupno
milijuni EUR					
2008.	168,9	142,8	101,6	14,4	427,7
2009.	157,0	140,5	134,7	5,8	438,0
2010.	158,2	152,7	305,3	0,9	617,1
2011.	169,5	154,2	252,2	0,2	576,1
2012.	174,9	158,9	163,1	0,8	497,7
2013.	157,5	168,1	0,0	0,0	325,6
2014.	166,9	170,3	26,7	0,0	363,9
2015.	176,0	172,8	135,9	0,0	484,7
2016.	183,9	174,9	258,0	0,0	616,8
2017.	192,3	177,0	134,1	0,1	503,5
2018.	191,9	183,4	0,0	0,0	375,3
2019.	200,5	185,6	0,0	0,0	386,1
2020.	208,2	188,1	0,0	0,0	396,3
Ukupno	2305,7	2169,3	1511,7	22,2	6008,9
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR					
2020.	3497,3				
2030.	5028,3				

Ukupni trošak EES-a BiH za scenarij S3_REF iznosi 6008,9 milijuna EUR, što je za oko 600 milijuna EUR manje u odnosu na ukupni trošak scenarija S2_REF. Manji trošak je posljedica manjih troškova izgradnje. U tablici 6.25 prikazana je potrošnja ugljena i emisija ugljikovog dioksida za scenarij S3_REF za slučaj s izvozom i bez izvoza električne energije.

Tablica 6.25. Potrošnja ugljena i emisija CO₂ u EES BiH za scenarij S3_REF

Godina	Potrošnja ugljena		Emisija CO ₂	
	milijuni tona		milijuni tona	
	Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom
2008.	8,19	9,43	8,4	9,6
2009.	8,20	10,07	7,9	9,6
2010.	7,88	10,38	7,9	10,3
2011.	8,18	10,91	8,3	11,0
2012.	8,56	10,71	8,7	10,8
2013.	8,54	12,51	8,4	12,3
2014.	9,01	12,51	8,9	12,3
2015.	9,49	12,51	9,3	12,3
2016.	9,90	12,51	9,7	12,3
2017.	10,32	12,51	10,2	12,3
2018.	8,27	10,74	10,0	12,9
2019.	8,66	10,74	10,4	12,9
2020.	9,02	10,74	10,8	12,9
Ukupno	114,2	146,2	119,0	151,7

6.1.7. Scenarij S1_REF

Scenarij S1_REF ima jednake pretpostavke kao i scenarij S2_REF, ali je potrošnja električne energije niža, tj. potrošnja električne energije odgovara nižem scenariju potrošnje energije u BiH općenito (scenarij s nižim porastom bruto domaćeg proizvoda). U tablici 6.26 prikazan je raspored izgradnje za scenarij S1_REF.

Tablica 6.26. Raspored ulaska u pogon za EES BiH za scenarij S1_REF

Snaga na pragu elektrane				
Godina	HE [MW]		TE [MW]	
2010.	Mostarsko Blato	60		
2013.			Stanari	389
2018.			Tuzla 7	411
Ukupno	60		800	
Ukupno	860			

Raspored ulaska u scenariju pogon jednak je rasporedu ulaska u pogon za scenarij S3_REF. Do 2020. godine u pogon ulazi ukupno 860 MW, od toga 60 MW hidroelektrana i 800 MW termoelektrana (snaga na pragu).

U tablici 6.27 prikazana je bilanca proizvodnje električne energije u EES BiH za scenarij S1_REF. Mogućnosti izvoza u ovom scenariju su u prosjeku 2750 GWh/god.

Tablica 6.27. Bilanca proizvodnje električne energije u EES BiH za scenarij S1_REF

Godina	HE postojeće	HE nove	TE postojeće	TE nove	Uvoz	Ukupno raspoloživo	Potrošnja EES BiH	Ugovoreni izvoz
[GWh]								
2008.	5808	0	7220	0	254	13282	12282	1000
2009.	5808	0	6712	0	100	12620	12620	0
2010.	5808	167	6983	0	13	12971	12971	0
2011.	5808	167	7297	0	2	13274	13274	0
2012.	5808	167	7603	0	6	13584	13584	0
2013.	5808	167	5759	2169	0	13903	13903	0
2014.	5808	167	6036	2218	0	14228	14228	0
2015.	5808	167	6297	2290	0	14562	14562	0
2016.	5808	167	6516	2349	0	14840	14840	0
2017.	5808	167	6742	2406	0	15123	15123	0
2018.	5808	167	4967	4469	0	15412	15412	0
2019.	5808	167	5161	4571	0	15707	15707	0
2020.	5808	167	5366	4668	0	16009	16009	0

Troškovi izgradnje i pogona EES-a BiH za scenarij S1_REF prikazani su u tablici 6.28. Prikazana je i vrijednost funkcije cilja.

Tablica 6.28. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza električne energije za EES BiH za scenarij S1_REF

Godina	Gorivo	Pogon i održavanje	Izgradnja	Uvoz	Ukupno
milijuni EUR					
2008.	168,4	142,7	101,6	13,9	426,6
2009.	156,2	140,3	134,7	5,5	436,7
2010.	157,2	152,4	305,3	0,7	615,6
2011.	166,2	153,5	252,2	0,1	572,0
2012.	169,9	157,4	163,1	0,3	490,7
2013.	150,5	166,3	0,0	0,0	316,8
2014.	157,6	168,1	26,7	0,0	352,4
2015.	164,9	169,7	135,9	0,0	470,5
2016.	170,6	171,2	258,0	0,0	599,8
2017.	176,6	172,9	134,1	0,0	483,6
2018.	174,9	178,1	0,0	0,0	353,0
2019.	180,4	180,3	0,0	0,0	360,7
2020.	186,4	182,1	0,0	0,0	368,5
Ukupno	2179,8	2135,0	1511,7	20,5	5847,0
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR					
2020.	3408,7				
2030.	4764,9				

Ukupni trošak pogona i izgradnje EES-a BiH do 2020. godine za scenarij S1_REF iznosi 5847,0 milijuna EUR, što je za oko 150 milijuna EUR manje u odnosu na ukupni trošak scenarija S3_REF, tj. oko 750 milijuna EUR manje u odnosu na scenarij S2_REF.

U tablici 6.29 prikazana je potrošnja ugljena i emisija ugljikovog dioksida za scenarij S1_REF za slučaj s izvozom i bez izvoza električne energije.

Tablica 6.29. Potrošnja ugljena i emisija CO₂ u EES BiH za scenarij S3_REF

Godina	Potrošnja ugljena		Emisija CO ₂	
	milijuni tona		milijuni tona	
	Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom
2008.	8,16	9,42	8,4	9,6
2009.	8,16	10,07	7,9	9,6
2010.	7,83	10,38	7,9	10,3
2011.	8,03	10,91	8,2	11,0
2012.	8,31	10,71	8,4	10,8
2013.	8,20	12,51	8,1	12,3
2014.	8,55	12,51	8,4	12,3
2015.	8,89	12,51	8,8	12,3
2016.	9,19	12,51	9,1	12,3
2017.	9,51	12,51	9,4	12,3
2018.	7,47	10,74	9,1	12,9
2019.	7,73	10,74	9,4	12,9
2020.	8,01	10,74	9,7	12,9
Ukupno	108,0	146,2	112,7	151,7

6.1.8. Potrošnja ugljena

U tablici 6.30 prikazana je potrošnja ugljena za scenarije S2_REF, S2_REF_SA, S3_REF i S1_REF. Prikazana potrošnja ugljena odnosi se na slučaj zadovoljenja potrošnje električne energije kupaca na području BiH, tj. ne obuhvaća potrošnju ugljena zbog izvoza električne energije.

Tablica 6.30. Potrošnja ugljena u EES BiH za tri referentna scenarija

Godina	S2_REF	S2_REF_SA	S3_REF	S1_REF
	milijuni tona			
2008.	8,33	8,3	8,19	8,16
2009.	8,33	7,51	8,20	8,16
2010.	8,00	8,07	7,88	7,83
2011.	8,35	8,32	8,18	8,03
2012.	8,81	8,81	8,56	8,31
2013.	8,82	9,34	8,54	8,20
2014.	9,36	9,30	9,01	8,55
2015.	9,91	9,84	9,49	8,89
2016.	10,39	10,31	9,90	9,19
2017.	10,87	10,79	10,32	9,51
2018.	8,84	10,66	8,27	7,47
2019.	9,22	11,42	8,66	7,73
2020.	10,14	11,90	9,02	8,01
Ukupno	119,4	124,6	114,2	108,0

6.1.9. Mogućnosti izvoza

U tablici 6.31 prikazane su mogućnosti izvoza za scenarije razvoja S2_REF, S2_REF_SA, S3_REF i S1_REF.

Tablica 6.31. Mogućnosti izvoza u EES BiH za scenarije S2_REF, S2_REF_SA, S3_REF i S1_REF.

Godina	S2_REF	S2_REF_SA	S3_REF	S1_REF
	GWh			
2008.	915	921	1011	1025
2009.	1358	1956	1457	1491
2010.	1932	1757	2028	2072
2011.	2091	2238	2227	2358
2012.	1628	1628	1836	2052
2013.	3369	1175	3619	3941
2014.	2882	3036	3189	3615
2015.	2375	2531	2744	3281
2016.	1925	2087	2366	3004
2017.	1460	1627	1978	2721
2018.	2235	1141	2832	3688
2019.	1743	2723	2417	3393
2020.	5421	2213	1989	3092
Prosjek	2256	1925	2284	2749

7. REZULTATI SCENARIJA IZGRADNJE PROIZVODNIH KAPACITETA ZA FEDERACIJU BIH

U ovom poglavlju prikazani su rezultati optimiranja razvoja proizvodnih kapaciteta za bosansko-hercegovački entitet Federacija BiH u nekoliko mogućih scenarija i to najprije u slučaju optimiranja na razini cijelog entiteta, a potom u slučaju optimiranja na razinama pojedinih elektroprivreda.

7.1. Rezultati scenarija razvoja Federacije BiH

U nastavku su prikazani rezultati simulacija razvoja proizvodnih kapaciteta u FBiH do 2020. godine za tri pretpostavljena scenarija razvoja potrošnje električne energije: S2 - referentni scenarij potrošnje, S3 - scenarij potrošnje energije uz primjenu mjera i S1 - scenarij niže potrošnje energije (Modul 1, knjiga C).

U okviru scenarija referentne potrošnje S2 razmatrana su tri moguća scenarija razvoja proizvodnih kapaciteta:

- S2_FBIH_REF_SA – referentni scenarij za Federaciju BiH koji uzima u obzir analizu osjetljivosti na cijene goriva i investicije u vjetroelektrane. Pretpostavljena je izgradnja HE Mostarsko Blato (ulazak u pogon 2010. godine) u skladu s dostavljenim podacima iz EP HZHB, dok je izgradnja ostalih objekata optimizirana uz pretpostavku da novi/zamjenski termoelektrični blokovi mogu ući u pogon najranije 2014. godine,
- S2_FBIH_FIX_SA – scenarij s fiksnim pojedinim objektima (hidroelektrane, vjetroelektrane) i uzimajući u obzir potrebu za pravovremenom izgradnjom zamjenskih blokova na lokacijama Tuzla i Kakanj kako bi se osigurala kontinuirana opskrba toplinskom energijom na tim područjima. Ovaj scenarij koristi cijene ugljena i visinu investicija u vjetroelektrane jednake kao u scenariju S2_FBIH_REF_SA
- S2_FBIH_REF – scenarij u kome je pretpostavljena slobodna izgradnja svih elektrana kandidata, uvažavajući najranije moguće godine ulaska u pogon. Scenarij je izrađen prije Nacrta Konačnog izvještaja i upitan je sa stanovišta mogućnosti realizacije pojedinih projekata hidro i termoelektrana u vrijednosti ulaznih podataka.

U okviru scenarija S3 i S1 razmatran je po jedan scenarij:

- S3_FBIH_REF – scenarij u kome je pretpostavljena slobodna izgradnja svih elektrana kandidata, uvažavajući najranije moguće godine ulaska u pogon. Scenarij je izrađen prije Nacrta Konačnog izvještaja i upitan je sa stanovišta mogućnosti realizacije pojedinih projekata hidro i termoelektrana.
- S1_FBIH_REF – scenarij kome je pretpostavljena slobodna izgradnja svih elektrana kandidata, uvažavajući najranije moguće godine ulaska u pogon. Scenarij je izrađen prije Nacrta Konačnog izvještaja i upitan je sa stanovišta mogućnosti realizacije pojedinih projekata hidro i termoelektrana.

U svim scenarijima pretpostavljen je isti raspored revitalizacije i isti raspored izlazaka iz pogona postojećih termoelektrana.

7.1.1. Scenarij S2_FBIH_REF_SA

Scenarij S2_FBIH_REF_SA predstavlja referentni scenarij za Federaciju BiH. U ovom scenariju koriste se cijene ugljena za analizu osjetljivosti prikazane u poglavlju 4.1.1. Osim modificiranih cijena ugljena pretpostavljena je viša specifična investicija u vjetroelektrane s obzirom na trendove na europskom tržištu tijekom 2007. godine (pogledati poglavlje 3.5).

Uz navedene pretpostavke raspored ulazaka u pogon prema scenariju S2_FBIH_REF_SA prikazan je u tablici 7.1.

Tablica 7.1. Raspored ulaska u pogon elektrana za Federaciju BiH za scenarij S2_FBIH_REF_SA

Godina	HE	[MW]	TE	[MW]	VE [MW]
2010.	Mostarsko Blato Male HE EP HZHB – sliv T-M-T Male HE EP BiH	114			50
2012.	Vranduk	22			
2014.			Kongora	265	
2016.			Kakanj 8	230	
2018.			Tuzla 7	411	
Ukupno na pragu	136		906		50
Ukupno na pragu	1092 [MW]				

U pogon ulazi ukupno 1092 MW, od toga 906 MW u termoelekttranama. U pogon ulaze TE Kongora (2014., 265 MW na pragu), Kakanj (2016., 230 MW) i Tuzla 7 (2018., 411 MW). Izgradnja blokova u Tuzli i Kaknju omogućit će i kontinuiranu opskrbu toplinom potrošača na tim područjima s obzirom na izlazak iz pogona postojećih proizvodnih jedinica. U tablici 7.2 prikazana je struktura proizvodnih kapaciteta i rezerva sustava. Rezerva sustava je u svim godinama veća od 40%. Udio TE u ukupnoj snazi elektrana u sustavu na kraju razdoblja je 53%. Nakon kraja planskog razdoblja prvi termoelektrski objekt ulazi u pogon 2022. godine.

U pogon ulazi određeni broj malih hidroelektrana i HE Vranduk (ukupno 136 MW), kao i 50 MW vjetroelektrana. Za razliku od scenarija S2_FBIH_REF u kojem u pogon ulazi 350 MW vjetroelektrana, u scenariju S2_FBIH_REF_SA vjetroelektrane ne predstavljaju konkurentnu opciju s obzirom na pretpostavljeni povećani trošak investiranja. Potrebe za energijom podmiruju se povećanom izgradnjom termoelektrana.

Tablica 7.2. Struktura proizvodnih kapaciteta, vršno opterećenje i rezerva u sustavu u Federaciji BiH za scenarij S2_FBIH_REF_SA

Godina	HE postojeće	HE nove	TE postojeće	TE nove	VE	Ukupno	Vršno opterećenje	Rezerva sustava
	[MW]							[%]
2008.	1256	0	835	0	0	2091	1408	48,5
2009.	1256	0	837	0	0	2093	1458	43,5
2010.	1256	114	752	0	50	2172	1496	41,8
2011.	1256	114	1049	0	50	2469	1544	56,7
2012.	1256	136	1049	0	50	2491	1593	53,2
2013.	1256	136	964	0	50	2406	1644	43,3
2014.	1256	136	964	265	50	2671	1697	54,4
2015.	1256	136	964	265	50	2671	1719	52,5
2016.	1256	136	964	495	50	2901	1766	61,4
2017.	1256	136	964	495	50	2901	1816	57,0
2018.	1256	136	694	906	50	3042	1867	60,2
2019.	1256	136	694	906	50	3042	1920	55,8
2020.	1256	136	694	906	50	3042	1975	51,5

U tablici 7.3 prikazana je bilanca zadovoljenja potrošnje električne energije u Federaciji BiH, ugovoreni i mogući dodatni izvoz električne energije. U svakoj godini postoji mogućnost

dodatnog izvoza uz pretpostavku da postojeće revitalizirane elektrane imaju vrijeme iskorištenja maksimalne snage od 6000 sati/god, a nove jedinice 7000 sati/god. U tom slučaju prosječno je moguće izvoziti oko 1200 GWh/god. Na godišnjoj razini mogućnosti uvoza se povećavaju nakon 2014., tj. nakon ulaska u pogon nekoliko velikih termo jedinica. Na kraju razdoblja udio termoelektrana u ukupnoj proizvodnji je 68%.

Tablica 7.3. Bilanca proizvodnje električne energije u Federaciji BiH za scenarij S2_FBIH_REF_SA

Godina	HE	TE	VE	Uvoz	Ukupno raspoloživo	Potrošnja Federacije BiH	Ugovoreni izvoz	Mogući dodatni izvoz
[GWh]								
2008.	3148	5668	0	638	9453	8453	1000	0
2009.	3148	5333	0	266	8746	8746	0	17
2010.	3569	4860	151	471	9051	9051	0	5
2011.	3569	5600	151	13	9333	9333	0	694
2012.	3672	5761	151	41	9624	9624	0	564
2013.	3672	5882	151	221	9926	9926	0	199
2014.	3672	6415	151	0	10238	10238	0	1224
2015.	3672	6738	151	0	10561	10561	0	901
2016.	3672	7023	151	0	10846	10846	0	2226
2017.	3672	7318	151	0	11141	11141	0	1931
2018.	3672	7623	151	0	11447	11447	0	2883
2019.	3672	7939	151	0	11762	11762	0	2567
2020.	3672	8266	151	0	12089	12089	0	2241

U razdoblju od 2008. do 2013. godine potrebno je osigurati određene količine električne energije iz susjednih sustava. Potreba za uvozom je posljedica revitalizacije pojedinih proizvodnih jedinica u Federaciji BiH i nemogućnosti ulaska u pogon nove elektrane prije 2014. godine.

U tablici 7.4 prikazana je potrošnja ugljena i emisija CO₂ u Federaciji BiH za scenarij S2_FBIH_REF_SA. Prikazane su vrijednosti za slučaj proizvodnje električne energije samo za kupce u Federaciji BiH (bez izvoza) i za slučaj proizvodnje za izvoz (s izvozom). Potrošnja ugljena prikazana je po lokacijama termoelektrana – Tuzla, Kakanj i Kongora.

Tablica 7.4. Potrošnja ugljena i emisija CO₂ u Federaciji BiH za scenarij S2_FBIH_REF_SA

Godina	Petrošnja ugljena, milijuni tona						Emisija CO ₂ milijuni tona	
	Tuzla		Kakanj		Kongora		Bez izvoza	S izvozom
	Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom		
2008.	3,13	3,13	2,78	2,78	-	-	6,8	6,8
2009.	3,61	3,63	2,67	2,68	-	-	6,5	6,5
2010.	3,65	3,66	2,05	2,05	-	-	5,8	5,8
2011.	3,61	4,41	2,32	2,33	-	-	6,5	7,4
2012.	3,74	4,41	2,36	2,36	-	-	6,7	7,4
2013.	3,46	3,70	2,62	2,62	-	-	6,7	7,0
2014.	2,78	3,70	2,13	2,33	2,11	2,34	7,0	8,4
2015.	2,97	3,70	2,21	2,33	2,20	2,34	7,3	8,4
2016.	2,50	3,70	2,78	3,40	1,82	2,34	7,3	9,7
2017.	2,65	3,70	2,87	3,40	1,91	2,34	7,6	9,7
2018.	3,47	5,00	2,28	2,91	1,54	2,34	7,4	10,3
2019.	3,68	5,00	2,33	2,91	1,60	2,34	7,7	10,3
2020.	3,86	5,00	2,40	2,91	1,68	2,34	8,0	10,3
Ukupno	43,12	52,76	31,80	35,03	12,85	16,36	91,3	107,8

U tablici 7.5 prikazani su troškovi pogona i izgradnje (nediskontirani) te vrijednost funkcije cilja. Nisu prikazani prihodi od izvoza s obzirom da nije poznata cijena izvoza ugovorenog s HEP d.d. (Republika Hrvatska). U prikazane nediskontirane troškove izgradnje uključeni su troškovi revitalizacije, kao i troškovi HE Mostarsko Blato u izgradnji, ali nisu uključeni troškovi objekata koji ulaze u pogon nakon 2020. godine, a čiji troškovi izgradnje nastaju prije 2020. godine. Vrijednost funkcije cilja u 2020. uključuje u sebe i ove troškove, kao i ostale troškove prema metodologiji opisanoj u poglavlju 2.

Tablica 7.5. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza električne energije za Federaciju BiH za scenarij S2_FBIH_REF_SA

Godina	Gorivo	Pogon i održavanje	Izgradnja	Uvoz	Ukupno
	milijuni EUR				
2008.	148,6	58,9	132,8	35,1	375,4
2009.	140,3	58,3	263,8	14,6	477,0
2010.	126,8	56,6	125,2	25,9	334,5
2011.	146,8	66,8	107,1	0,7	321,4
2012.	151,0	67,5	194,7	2,2	415,4
2013.	150,9	61,8	170,7	12,1	395,5
2014.	151,3	75,8	173,9	0,0	401,0
2015.	159,0	76,9	213,3	0,0	449,2
2016.	156,7	87,8	259,7	0,0	504,2
2017.	163,4	88,9	135,0	0,0	387,3
2018.	153,0	96,3	0,0	0,0	249,3
2019.	159,6	97,6	0,0	0,0	257,2
2020.	166,1	99,0	0,0	0,0	265,1
Ukupno	1973,5	992,2	1776,4	90,6	4832,7
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR					
2020.	2748,4				
2030.	3857,0				

7.1.2. Scenarij S2_FBIH_FIX_SA

U scenariju S2_FBIH_FIX_SA pretpostavljena je fiksirana izgradnja malih hidroelektrana na području Federacije BiH (ukupno oko 140 MW malih HE), zatim fiksirana izgradnja 350 MW vjetroelektrana, fiksirana izgradnja najbolje pripremljenih projekata izgradnje hidroelektrana (Vrilo, Vranduk, Kablić, Ustikolina i Unac) te izgradnja istih termo-blokova kao u scenariju S2_FBIH_REF_SA, ali s izmijenjenom dinamikom ulaska u pogon s obzirom na potrebnu zamjenu blokova na lokacijama Tuzla i Kakanj. Za cijene ugljena korištene su vrijednosti za analizu osjetljivosti prikazane u poglavlju 4.1.1.

Uz navedene pretpostavke raspored ulazaka u pogon prema scenariju S2_FBIH_FIX_SA prikazan je u tablici 7.6. U pogon ulazi ukupno 1713 MW, od toga 457 MW u malim i velikim hidroelektranama, 350 MW u vjetroelektranama i 906 MW u termoelektranama. Relativno velika izgradnja vjetroelektrana zahtjeva i postojanje dovoljne mogućnosti regulacije u sustavu. S obzirom na veliki udio hidroelektrana u elektroenergetskom sustavu BiH i očekivanu izgradnju dodatnih hidroelektrana, smatra se da ovoliki udio vjetroelektrana neće predstavljati problem u radu sustava, naravno uz definiranje odgovarajućih pravila u svezi nabave i plaćanja za energiju uravnoteženja.

Tablica 7.6. Raspored ulaska u pogon elektrana za Federaciju BiH za scenarij S2_FBIH_FIX_SA

Godina	HE	[MW]	TE	[MW]	VE [MW]
2010.	Mostarsko Blato Male HE EP HZHB – sliv T-M-T Male HE EP BiH	114			50
2011.	Male HE EP HZHB – sliv Lištice	7			
2012.	Vranduk, Vrilo	74			50
2013.	Kablić Male HE EP BiH	86			
2014.	Ustikolina	59	Kongora	265	50
2015.	Male HE EP HZHB – sliv Gornje Cetine	12	Tuzla 7	411	
2016.	Unac Male HE EP BiH	105			50
2017.			Kakanj 8	230	50
2018.					50
2019.					50
Ukupno na pragu	457		906		350
Ukupno na pragu	1713 [MW]				

U tablici 7.7 prikazana je bilanca zadovoljenja potrošnje električne energije u Federaciji BiH, ugovoreni i mogući dodatni izvoz električne energije. U svakoj godini postoji mogućnost dodatnog izvoza uz pretpostavku da postojeće revitalizirane elektrane imaju vrijeme iskorištenja maksimalne snage od 6000 sati/god, a nove jedinice 7000 sati/god. U tom slučaju prosječno je moguće izvoziti oko 2500 GWh/god. Na godišnjoj razini mogućnosti uvoza se povećavaju nakon 2014., tj. nakon ulaska u pogon nekoliko velikih termo jedinica. Na kraju razdoblja udio termoelektrana u ukupnoj proizvodnji za potrebe Federacije BiH je 52%.

Tablica 7.7. Bilanca proizvodnje električne energije u Federaciji BiH za scenarij S2_FBIH_FIX_SA

Godina	HE	TE	VE	Uvoz	Ukupno raspoloživo	Potrošnja Federacije BiH	Ugovoreni izvoz	Mogući dodatni izvoz
	[GWh]							
2008.	3148	5668	0	638	9453	8453	1000	0
2009.	3148	5333	0	266	8746	8746	0	17
2010.	3569	4860	151	471	9051	9051	0	5
2011.	3597	5574	151	11	9333	9333	0	720
2012.	3792	5517	302	13	9624	9624	0	776
2013.	3991	5525	302	108	9926	9926	0	392
2014.	4246	5539	453	0	10238	10238	0	2100
2015.	4277	5831	453	0	10561	10561	0	4685
2016.	4654	5588	604	0	10846	10846	0	4928
2017.	4654	5732	756	0	11141	11141	0	6394
2018.	4654	5886	907	0	11447	11447	0	4620
2019.	4654	6051	1058	0	11762	11762	0	4455
2020.	4654	6378	1058	0	12089	12089	0	4128

U razdoblju od 2008. do 2013. godine potrebno je osigurati određene količine električne energije iz susjednih sustava. Potreba za uvozom je posljedica revitalizacije pojedinih proizvodnih jedinica u Federaciji BiH i nemogućnosti ulaska u pogon nove elektrane prije 2014. godine.

U tablici 7.8 prikazana je potrošnja ugljena i emisija CO₂ u Federaciji BiH za scenarij S2_FBIH_FIX_SA. Prikazane su vrijednosti za slučaj proizvodnje električne energije samo za kupce u Federaciji BiH (bez izvoza) i za slučaj proizvodnje za izvoz (s izvozom). Potrošnja ugljena prikazana je po lokacijama termoelektrana – Tuzla, Kakanj i Kongora.

Tablica 7.8. Potrošnja ugljena i emisija CO₂ u Federaciji BiH za scenarij S2_FBIH_FIX_SA

Godina	Potrošnja ugljena, milijuni tona						Emisija CO ₂ milijuni tona	
	Tuzla		Kakanj		Kongora		Bez izvoza	S izvozom
	Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom		
2008.	3,13	3,13	2,78	2,78	-	-	6,8	6,8
2009.	3,61	3,63	2,67	2,68	-	-	6,5	6,5
2010.	3,65	3,66	2,05	2,05	-	-	5,8	5,8
2011.	3,59	4,41	2,31	2,33	-	-	6,5	7,4
2012.	3,54	4,41	2,29	2,33	-	-	6,4	7,4
2013.	3,25	3,70	2,46	2,46	-	-	6,3	6,8
2014.	2,18	3,70	1,95	2,33	1,90	2,34	6,0	8,4
2015.	2,83	6,28	1,58	2,33	1,50	2,34	5,8	10,8
2016.	2,70	6,28	1,51	2,33	1,46	2,34	5,5	10,8
2017.	2,25	6,28	1,85	3,40	1,37	2,34	5,4	12,2
2018.	2,42	5,00	1,81	2,91	1,39	2,34	5,6	10,3
2019.	2,49	5,00	1,87	2,91	1,42	2,34	5,7	10,3
2020.	2,67	5,00	1,96	2,91	1,47	2,34	6,1	10,3
Ukupno	38,29	60,49	27,10	33,78	10,52	16,36	78,3	113,5

U tablici 7.9 prikazani su troškovi pogona i izgradnje (nediskontirani) te vrijednost funkcije cilja. Nisu prikazani prihodi od izvoza s obzirom da nije poznata cijena izvoza ugovorenog s HEP d.d. (Republika Hrvatska). U prikazane nediskontirane troškove izgradnje uključeni su troškovi revitalizacije, kao i troškovi HE Mostarsko Blato u izgradnji, ali nisu uključeni troškovi objekata koji ulaze u pogon nakon 2020. godine, a čiji troškovi izgradnje nastaju prije 2020. godine. Vrijednost funkcije cilja u 2020. uključuje u sebe i ove troškove, kao i ostale troškove prema metodologiji opisanoj u poglavlju 2.

Tablica 7.9. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza električne energije za Federaciju BiH za scenarij S2_FBIH_FIX_SA

Godina	Gorivo	Pogon i održavanje	Izgradnja	Uvoz	Ukupno
milijuni EUR					
2008.	148,6	58,9	145,2	35,1	387,8
2009.	140,3	58,3	305,3	14,6	518,5
2010.	126,8	56,6	200,5	25,9	409,8
2011.	146,1	66,8	303,3	0,6	516,8
2012.	144,6	68,5	408,6	0,7	622,4
2013.	142,0	63,2	478,5	5,9	689,6
2014.	129,9	77,0	275,7	0,0	482,6
2015.	120,2	95,6	287,8	0,0	503,6
2016.	114,2	96,9	154,0	0,0	365,1
2017.	109,8	108,4	77,6	0,0	295,8
2018.	113,2	99,0	77,6	0,0	289,8
2019.	117,0	101,0	0,0	0,0	218,0
2020.	124,5	102,1	0,0	0,0	226,6
Ukupno	1677,2	1052,3	2714,1	82,8	5526,4
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR					
2020.	3180,1				
2030.	4164,1				

7.1.3. Scenarij S2_FBIH_REF

U scenariju S2_FBIH_REF pretpostavljena je izgradnja HE Mostarsko Blato (ulazak u pogon 2010. godine) u skladu s dostavljenim podacima iz EP HZHB, dok je izgradnja ostalih objekata optimizirana, uvažavajući najranije moguće godine ulaska u pogon. Scenarij je izrađen prije Nacrta Konačnog izvještaja i upitan je sa stanovišta mogućnosti realizacije pojedinih projekata hidro i termoelektrana i kvalitete ulaznih podataka.

U tablici 7.10 prikazan je raspored ulaska u pogon elektrana za scenarij S2_FBIH_REF.

Tablica 7.10 Raspored ulaska u pogon elektrana u FBiH za scenarij S2_FBIH_REF

Godina	HE	[MW]	TE	[MW]	VE [MW]
2009.					50
2010.	Mostarsko Blato	60			50
2012.	Vrilo, Unac	123			
2013.			Kongora	265	
2017.					50
2018.			Bugojno1	320	
2019.					100
2020.					100
Ukupno na pragu	183		585		350
Ukupno na pragu	1118 [MW]				

Do kraja 2015. godine u pogon ulaze hidroelektrane Vrilo i Unac, termoelektrana Kongora (jedan blok) te 100 MW vjetroelektrana. Do kraja 2020. godine u pogon ulazi i termoelektrana Bugojno te dodatnih 250 MW vjetroelektrana. Ukupno u cijelom promatranom razdoblju u pogon ulazi 1118 MW novih elektrana.

U tablici 7.11 prikazani su ukupni proizvodni kapaciteti po godinama, vršno opterećenje u sustavu te rezerva u sustavu bez vjetroelektrana i s vjetroelektranama.

Udio hidroelektrana u ukupnoj snazi elektrana na početku promatranog razdoblja iznosi 60%, a na kraju razdoblja pada na 47%.

Tablica 7.11 Snaga na pragu (postojeće s revitalizacijom i nove elektrane), vršno opterećenje i rezerva u elektroenergetskom sustavu FBiH za scenarij S2_FBIH_REF

Godina	Postojeće		Nove			Raspoloživa snaga u sustavu	Vršno opterećenje	Rezerva	
	HE i mHE	TE	HE i mHE	TE	VE			sa VE	bez VE
	[MW]							[%]	
2008.	1256	835	0	0	0	2091	1408	49	49
2009.	1256	837	0	0	50	2143	1458	47	44
2010.	1256	752	60	0	100	2168	1496	45	38
2011.	1256	1049	60	0	100	2465	1544	60	53
2012.	1256	1049	183	0	100	2588	1593	62	56
2013.	1256	964	183	265	100	2768	1644	68	62
2014.	1256	964	183	265	100	2768	1697	63	57
2015.	1256	964	183	265	100	2768	1719	61	55
2016.	1256	964	183	265	100	2768	1766	57	51
2017.	1256	964	183	265	150	2818	1816	55	47
2018.	1256	694	183	585	150	2868	1867	54	46
2019.	1256	694	183	585	250	2968	1920	55	42
2020.	1256	694	183	585	350	3068	1975	55	38

Rezerva u sustavu s VE kreće se oko 45%-70% u cijelom razdoblju, dok za slučaj bez VE rezerva na kraju razdoblja pada na 38%.

U tablici 7.12 prikazana je bilanca proizvodnje i nabave za scenarij S2_FBIH_REF. U bilancu je uključen ugovoreni izvoz električne energije (od strane EP BiH) u RH od 1 TWh električne energije u 2008. godini.

Tablica 7.12 Bilanca proizvodnje električne energije u FBiH za scenarij S2_FBIH_REF

Godina	Postojeće		Nove			Uvoz	Ukupno raspoloživo	Potrošnja FBiH
	HE i mHE	TE	HE i mHE	TE	VE			
	[GWh]							
2008.	3148	5667	0	0	0	625	8814	8453
2009.	3148	5232	0	0	151	215	8531	8746
2010.	3148	4940	167	0	302	495	8556	9051
2011.	3148	5716	167	0	302	0	9333	9333
2012.	3148	5665	509	0	302	0	9624	9624
2013.	3148	4360	509	1607	302	0	9926	9926
2014.	3148	4622	509	1658	302	0	10239	10238
2015.	3148	4906	509	1697	302	0	10562	10561
2016.	3148	5106	509	1781	302	0	10846	10846
2017.	3148	5190	509	1842	453	0	11141	11141
2018.	3148	3491	509	3847	453	0	11447	11447
2019.	3148	3492	509	3858	756	0	11762	11762
2020.	3148	3502	509	3873	1058	0	12089	12089

* - Ugovoreni izvoz u RH je 1TWh; Prestanak ugovora je kraj 2008. godine.

Kao što se vidi u zadovoljenju potrošnje s najvećim udjelom sudjeluju termoelektrane. Pred kraj razdoblja sve je veći udio novih termoelektrana. U prve dvije godine potreban je uvoz električne energije da bi se zadovoljile ugovorene obveze izvoza i nedostatak proizvodnih kapaciteta zbog revitalizacije postojećih elektrana.

U ovom scenariju postoji mogućnosti izvoza od 2009. godine, u prosječnom iznosu od 800 GWh godišnje uz pretpostavku o povećanom broju sati iskorištenja maksimalne snage termoelektrana (6000 sati/god za postojeće i 7000 sati/god za nove termoelektrane).

U tablici 7.13 prikazani su troškovi pogona i razvoja proizvodnih kapaciteta na području FBiH za scenarij S2_FBIH_REF.

Tablica 7.13 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza u FBiH za scenarij S2_FBIH_REF

Godina	Trošak goriva	Trošak pogona i održavanja	Trošak izgradnje	Troškovi uvoza	Ukupni trošak
milijuni EUR					
2008.	148,6	58,8	162,9	34,4	404,7
2009.	137,8	59,3	207,9	11,8	416,8
2010.	128,8	57,9	243,2	25,6	455,5
2011.	149,6	68,1	216,4	0,0	434,1
2012.	148,0	68,9	93,3	0,0	310,2
2013.	135,7	76,2	0,0	0,0	211,9
2014.	143,2	77,2	24,0	0,0	244,4
2015.	151,0	78,3	122,2	0,0	351,5
2016.	157,1	79,2	283,8	0,0	520,1
2017.	160,0	81,0	120,6	0,0	361,6
2018.	146,8	85,3	103,5	0,0	335,6
2019.	147,0	87,9	103,4	0,0	338,3
2020.	147,5	90,6	0,0	0,0	238,1
Ukupno	1901,1	968,7	1681,2	71,8	4622,8
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR					
2020.	2729,4				
2030.	3878,3				

U prikazane troškove uključeni su troškovi revitalizacije prema pretpostavljenim investicijama u poglavlju 3.2. Ukupni trošak iznosi 4623 milijuna EUR.

Emisije CO₂ iz termoelektrana u 2010. godini iznose 6.0 milijuna tona, a u 2020. 7,6 milijuna tona. Ukupna emisija CO₂ u razdoblju 2008.-2020. iznosi 91.1 milijuna tona. Potrošnja ugljena u 2010. godini iznosi 5,8 milijuna tona, a u 2020. 7,8 milijuna tona. Ukupna potrošnja ugljena u promatranom razdoblju u ovom scenariju iznosi 89.2 milijuna tona.

7.1.4. Scenarij S3_FBIH_REF

Scenarij S3_FBIH_REF je scenarij s nešto nižom potrošnjom u odnosu na scenarij S2_FBIH_REF, ali višom u odnosu na scenarij S1_FBIH_REF. Pretpostavke razvoja iste su kao u scenariju S2_FBIH_REF. Scenarij je izrađen prije Nacrta Konačnog izvještaja i upitan je sa stanovišta mogućnosti realizacije pojedinih projekata hidro i termoelektrana u vrijednosti ulaznih podataka.

U tablici 7.14 prikazan je raspored izgradnje za scenarij S3_FBIH_REF.

Tablica 7.14. Raspored ulaska u pogon elektrana FBiH za scenarij S3_FBiH_REF

Godina	HE	[MW]	TE	[MW]	VE	[MW]
2009.						50
2010.	Mostarsko Blato	60				50
2012.	Vrilo, Unac	123				
2013.			Kongora	265		
2018.			Bugojno1	320		
2020.						50
Ukupno na pragu		183		585		150
Ukupno na pragu	918 [MW]					

U odnosu na scenarij S2_FBiH_REF, a zbog manje potrošnje električne energije u scenariju S3_FBiH_REF, gradi se 200 MW manje u vjetroelektranama.

U tablici 7.15 prikazana je bilanca proizvodnje i nabave za scenarij S3_FBiH_REF. U bilancu je uključen ugovoreni izvoz električne energije (od strane EP BiH) u RH od 1 TWh električne energije u 2008. godini.

Tablica 7.15. Bilanca proizvodnje električne energije u FBiH za scenarij S3_FBiH_REF

Godina	Postojeće		Nove			Uvoz	Ukupno raspoloživo	Potrošnja FBiH
	HE i mHE	TE	HE i mHE	TE	VE			
	[GWh]							
2008.	3148	5650	0	0	0	610	8797	8418
2009.	3148	5199	0	0	151	201	8498	8698
2010.	3148	4905	167	0	302	467	8521	8988
2011.	3148	5618	167	0	302	0	9235	9235
2012.	3148	5531	509	0	302	0	9490	9490
2013.	3148	4212	509	1582	302	0	9752	9752
2014.	3148	4444	509	1622	302	0	10024	10024
2015.	3148	4695	509	1650	302	0	10304	10304
2016.	3148	4928	509	1650	302	0	10537	10537
2017.	3148	5124	509	1695	302	0	10778	10778
2018.	3148	5308	509	1760	302	0	11027	11027
2019.	3148	3612	509	3712	302	0	11283	11283
2020.	3148	3596	509	3842	453	0	11548	11548

U tablici 7.16 prikazani su troškovi proizvodnje. Ukupni troškovi su manji za 266,2 milijuna EUR u odnosu na scenarij S2_FBiH_REF.

Tablica 7.16. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza u FBiH za scenarij S3_FBIH_REF

Godina	Trošak goriva	Trošak pogona i održavanja	Trošak izgradnje	Troškovi uvoza	Ukupni trošak
milijuni EUR					
2008.	148,2	58,9	162,9	33,5	403,5
2009.	136,9	59,2	207,9	11,0	415,0
2010.	127,9	57,7	243,2	24,4	453,2
2011.	147,2	67,8	216,4	0,0	431,4
2012.	144,8	68,5	93,3	0,0	306,6
2013.	131,5	75,6	0,0	0,0	207,1
2014.	138,1	76,5	24,0	0,0	238,6
2015.	144,9	77,4	122,2	0,0	344,5
2016.	150,4	78,2	232,0	0,0	460,6
2017.	155,7	79,0	120,6	0,0	355,3
2018.	141,6	82,9	0,0	0,0	224,5
2019.	146,6	83,8	51,7	0,0	282,1
2020.	148,7	85,6	0,0	0,0	234,3
Ukupno	1862,5	951,1	1474,1	68,9	4356,6
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR					
2020.	2579,0				
2030.	3608,7				

Ukupna emisija CO₂ u ovom scenariju u razdoblju 2008.-2020. iznosi 88,3 milijuna tona, što je manje za 2,8 milijuna tona u odnosu na scenarij S2_FBIH_REF. Ukupna potrošnja ugljena iznosi 88,3 milijuna tona, što je manje za milijun tona u odnosu na scenarij S2_FBIH_REF.

U ovom scenariju postoji mogućnosti izvoza od 2009. godine, u prosječnom iznosu od 1087 GWh godišnje uz pretpostavku o povećanom broju sati iskorištenja maksimalne snage termoelektrana (6000 sati/god za postojeće i 7000 sati/god za nove termoelektrane).

7.1.5. Scenarij S1_FBIH_REF

Scenarij S1_FBIH_REF je scenarij s nižom potrošnjom, a istim pretpostavkama razvoja kao scenarij S2_FBIH_REF. Scenarij je izrađen prije Nacrta Konačnog izvještaja i upitan je sa stanovišta mogućnosti realizacije pojedinih projekata hidro i termoelektrana u vrijednosti ulaznih podataka.

U tablici 7.17 prikazan je raspored izgradnje za scenarij S1_FBIH_REF.

Tablica 7.17 Raspored ulaska u pogon elektrana FBiH za scenarij S1_FBIH_REF

Godina	HE	[MW]	TE	[MW]	VE [MW]
2009.	-		-		50
2010.	Mostarsko Blato	60	-		50
2012.	Vrilo, Unac	123	-		-
2013.	-		Kongora	265	-
2018.	-		Bugojno	320	-
Ukupno na pragu	183		585		100
Ukupno na pragu	868 [MW]				

S obzirom na manju potrošnju, izgradnja sustava u scenariju S1_FBIH_REF je očekivano manja u odnosu na izgradnju u scenariju S2_FBIH_REF. U pogon ulazi ukupno 868 MW novih elektrana. Osnovna razlika u odnosu na scenarij S2_FBIH_REF je manja izgradnja vjetroelektrana.

U tablici 7.18 prikazana je bilanca proizvodnje za scenarij S1_FBIH_REF. U bilancu je uključen ugovoreni izvoz električne energije (od strane EP BiH) u RH od 1 TWh električne energije u 2008. godini.

Tablica 7.18. Bilanca proizvodnje električne energije u FBiH za scenarij S1_FBIH_REF

Godina	Postojeće		Nove			Uvoz	Ukupno raspoloživo	Potrošnja FBiH
	HE i mHE	TE	HE i mHE	TE	VE			
	[GWh]							
2008.	3148	5677	0	0	0	635	8825	8475
2009.	3148	5254	0	0	151	225	8553	8777
2010.	3148	4963	167	0	302	513	8580	9093
2011.	3148	5667	167	0	302	0	9284	9284
2012.	3148	5520	509	0	302	0	9479	9479
2013.	3148	4153	509	1566	302	0	9678	9678
2014.	3148	4321	509	1601	302	0	9881	9881
2015.	3148	4519	509	1611	302	0	10089	10089
2016.	3148	4649	509	1643	302	0	10251	10251
2017.	3148	4787	509	1672	302	0	10417	10417
2018.	3148	3112	509	3515	302	0	10585	10585
2019.	3148	3221	509	3576	302	0	10756	10756
2020.	3148	3310	509	3661	302	0	10930	10930

* Ugovoreni izvoz u RH je 1TWh; Prestanak ugovora je kraj 2008. godine.

U tablici 7.19 prikazani su troškovi proizvodnje. Ukupni troškovi su manji za 372,7 milijuna EUR u odnosu na referentni scenarij S2_FBIH_REF.

Tablica 7.19 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza u FBiH za scenarij S1_FBIH_REF

Godina	Trošak goriva	Trošak pogona i održavanja	Trošak izgradnje	Troškovi uvoza	Ukupni trošak
	milijuni EUR				
2008.	148,9	58,9	162,9	34,9	405,6
2009.	138,3	59,3	207,9	12,4	417,9
2010.	129,4	57,9	243,2	26,5	457,0
2011.	148,4	67,9	216,4	0,00	432,7
2012.	144,5	68,4	93,3	0,00	306,2
2013.	129,7	75,3	0,0	0,00	205,0
2014.	134,6	76,0	24,0	0,00	234,6
2015.	139,8	76,6	122,2	0,00	338,6
2016.	143,7	77,2	232,0	0,00	452,9
2017.	147,6	77,8	120,6	0,00	346,0
2018.	132,3	81,3	0,0	0,00	213,6
2019.	136,1	81,9	0,0	0,00	218,0
2020.	139,6	82,5	0,0	0,00	222,1
Ukupno	1812,9	941,0	1422,4	73,8	4250,1
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR					
2020.	2537,7				
2030.	3545,3				

Ukupna emisija CO₂ u ovom scenariju u razdoblju 2008.-2020. iznosi 83,4 milijuna tona, što je manje za 7,7 milijuna tona u odnosu na scenarij S2_FBIH_REF. Ukupna potrošnja ugljena je 84,7 milijuna tona, što je za 4,5 milijuna tona manje u odnosu na scenarij S2_FBIH_REF.

U ovom scenariju postoji mogućnosti izvoza od 2009. godine u prosječnom iznosu od 1200 GWh godišnje, uz pretpostavku o povećanom broju sati iskorištenja maksimalne snage termoelektrana (6000 sati/god za postojeće i 7000 sati/god za nove termoelektrane).

7.1.6. Potrošnja ugljena

U tablici 7.20 prikazana je potrošnja ugljena u Federaciji BiH u tisućama tona za scenarije: S2_FBIH_REF, S2_FBIH_REF_SA, S3_FBIH_REF i S1_FBIH_REF.

Tablica 7.20. Potrošnja ugljena u FBiH za tri referentna scenarija

Godina	S2_FBIH_REF	S2_FBIH_REF_SA	S3_FBIH_REF	S1_FBIH_REF
	000 tona			
2008.	5910	5910	5890	5923
2009.	6169	6288	6130	6195
2010.	5805	5708	5762	5833
2011.	6045	5927	5945	5995
2012.	5974	6103	5837	5825
2013.	6521	6082	6328	6242
2014.	6870	7016	6631	6470
2015.	7230	7378	6936	6688
2016.	7538	7105	6936	6872
2017.	7682	7423	7202	7062
2018.	7808	7294	9358	7029
2019.	7821	7608	7560	7215
2020.	7845	7935	7826	7405
Ukupno	89219	87776	88341	84755

7.1.7. Mogućnost izvoza

Tablica 7.21 prikazuje mogućnosti izvoza za razmatrane scenarije razvoja Federacije BiH. Prikazani prosjek je izračunat samo za godine u kojima postoji mogućnost izvoza.

Tablica 7.21. Mogućnosti izvoza u Federaciji BiH

Godina	S2_FBIH_REF	S2_FBIH_REF_SA	S2_FBIH_FIX_SA	S3_FBIH_REF	S1_FBIH_REF
	GWh				
2008.	0	0	0	0	0
2009.	45	17	17	58	36
2010.	0	5	5	3	0
2011.	593	694	720	682	637
2012.	649	564	776	770	781
2013.	1672	199	392	1845	1921
2014.	1359	1224	2100	1574	1718
2015.	1036	901	4685	1294	1511
2016.	760	2226	4928	1294	1349
2017.	627	1931	6394	1061	1183
2018.	698	2883	4620	2856	1281
2019.	694	2567	4455	908	1140
2020.	679	2241	4128	705	994
Prosjeck	801	1189	2555	1087	1229

7.2. Scenariji razvoja EP BiH

U nastavku su prikazani rezultati za sljedeće scenarije razvoja EP BiH:

- S2_EPBIH_REF_SA – predstavlja referentni scenarij razvoja za EP BiH. Ovaj scenarij nastao je nakon izrade Nacrta Konačnog izvještaja uvažavajući nesigurnosti u ulaznim podacima za pojedine projekte termo i hidroelektrana. Zbog velikog broja nesigurnih parametara u pogledu specifičnih investicija i cijene ugljena, osobito s obzirom na postojeće i nove lokacije, uzimajući u obzir potrebu za opskrbom toplinskom energijom na lokacijama Tuzle i Kaknja (potreba izgradnje zamjenskih proizvodnih kapaciteta) i s obzirom na bitno izmijenjene okolnosti u pogledu prihvatljivih i realno mogućih projekata hidroelektrana do kojih je došlo tijekom izrade projekta izrađen je scenarij koji uvažava navedene nesigurnosti i promjene,
- S2_EPBIH_IZVOZ_SA – uvažavajući ciljeve tvrtke EP BiH za održavanjem poslovanja na postojećoj razini (oko 30% ukupne proizvodnje se izvozi) i sagledavanjem mogućnosti širenja poslovanja, izrađen je scenarij u kojem su razmatrane mogućnosti izvoza u razdoblju do 2020. godine. Osnovne pretpostavke, tj. ulazni parametri ovog scenarija preuzeti su iz scenarija S2_EPBIH_REF_SA,
- S2_EPBIH_REF – referentni scenarij razvoja nastao prije Nacrta Konačnog izvješća temeljem prvobitno dostavljenih i prikupljenih podataka. Pretpostavke za ispunjenje ovog scenarija su se bitno izmijenile te se za referentni scenarij EP BiH uzima prethodno opisan scenarij S2_EPBIH_REF_SA,
- S3_EPBIH_REF – predstavlja scenarij za S3 potrošnju električne energije, odnosno scenarij s mjerama. Koristi iste pretpostavke kao scenarij S2_EPBIH_REF i razmatran je prije izrade Nacrta Konačnog izvještaja. Sa stanovišta sadašnjeg stanja pojedinih projekata hidro i termoelektrana ovaj scenarij je malo vjerojatan,
- S1_EPBIH_REF – predstavlja tzv. niži scenarij odnosno scenarij u kojem potrošnja električne energije raste manjom brzinom u odnosu na scenarij S2_EPBIH_REF. Koristi iste pretpostavke kao scenarij S2_EPBIH_REF i razmatran je prije izrade Nacrta Konačnog izvještaja. Sa stanovišta sadašnjeg stanja pojedinih projekata hidro i termoelektrana ovaj scenarij je malo vjerojatan.

U svim scenarijima pretpostavljen je jednaki raspored revitalizacije i izlazaka iz pogona postojećih termoelektrana.

7.2.1. Scenarij S2_EPBIH_REF_SA

Ovaj scenarij je referentni scenarij razvoja EP BiH i nastao je nakon izrade Nacrta Konačnog izvještaja. U razdoblju između predaje i prezentacije rezultata Nacrta Konačnog izvještaja do predaje Konačnog izvještaja u suradnji s predstavnicima EP BiH i drugim zainteresiranim stranama i subjektima uočen je određen broj nesigurnosti u ulaznim podacima za pojedine projekte termo i hidroelektrana. Zbog velikog broja nesigurnih parametara u pogledu specifičnih investicija i cijene ugljena, osobito s obzirom na postojeće i nove lokacije, uzimajući u obzir potrebu za opskrbom toplinskom energijom na lokacijama Tuzle i Kaknja (potreba izgradnje zamjenskih proizvodnih kapaciteta) i s obzirom na bitno izmijenjene okolnosti u pogledu prihvatljivih i realno mogućih projekata hidroelektrana do kojih je došlo tijekom izrade projekta izrađen je scenarij koji uvažava navedene nesigurnosti i promjene. Za potrebe scenarija S2_EPBIH_REF_SA korištene su cijene ugljena za analizu osjetljivosti prikazane u poglavlju 4.1.1, tablica 4.1. Raspored ulazaka u pogon hidroelektrana je fiksiran, a raspored ulazaka u pogon termoelektrana je optimiziran. Dodan je određen broj projekata malih hidroelektrana za koje je dobivena koncesija i za koje su izrađeni projekti. Ukupna snaga malih hidroelektrana je oko 100 MW.

U tablici 7.22 prikazan je raspored ulazaka u pogon i snaga na pragu novih/zamjenskih elektrana.

Tablica 7.22 Raspored ulazaka u pogon elektrana EP BiH za scenarij S2_EPBIH_REF_SA

Godina	HE	[MW]	TE	[MW]
2010.	Male HE EP BiH	34	-	
2012.	Vranduk	22		
2013.	Male HE EP BiH	34		
2014.	Ustikolina	59	-	
2016.	Male HE EP BiH, Unac	105	-	
2018.	-		Tuzla 7	411
2020.	-		Kakanj	230
Ukupno na pragu	254		641	
Ukupno	895			

Do 2020. ukupno u pogon ulazi 895 MW novih elektrana, od toga 254 MW u hidroelektranama i 641 MW u termoelektranama – zamjenski blokovi Tuzla 7 u 2018. godini i Kakanj u 2020. godini.

U tablici 7.23 prikazana je ukupna snaga na pragu svih elektrana, vršno opterećenje i rezerva u sustavu EP BiH. Na kraju razdoblja 60% snage elektrana je u termoelektranama, a 40% u hidroelektranama. Rezerva sustava je u svim godinama na razini oko ili iznad 40%.

Tablica 7.23 Snaga na pragu (postojeće s revitalizacijom i nove elektrane), vršno opterećenje i rezerva u sustavu EP BiH za scenarij S2_EPBIH_REF_SA

Godina	HE postojeće	HE nove	TE postojeće	TE nove	Ukupno	Vršno opterećenje	Rezerva sustava
	[MW]					[%]	
2008.	509	0	835	0	1344	858	56,6
2009.	509	0	837	0	1346	898	49,8
2010.	509	34	752	0	1295	926	39,8
2011.	509	34	1049	0	1592	963	65,3
2012.	509	56	1049	0	1614	1002	61,1
2013.	509	90	964	0	1563	1041	50,1
2014.	509	149	964	0	1622	1083	49,8
2015.	509	149	964	0	1622	1092	48,5
2016.	509	254	964	0	1727	1135	52,2
2017.	509	254	964	0	1727	1178	46,6
2018.	509	254	694	411	1868	1224	52,6
2019.	509	254	694	411	1868	1271	47,0
2020.	509	254	694	641	2098	1320	58,9

U tablici 7.24 je prikazana bilanca zadovoljenja potrošnje električne energije u EP BiH i mogućnosti izvoza u svakoj godini razdoblja. Za potrebe izvoza pretpostavka je da sve postojeće i revitalizirane termo jedinice mogu raditi s 6000 sati godišnje (tj. iskorištenje maksimalne snage iznosi 6000 sati/god), a nove termo jedinice rade sa 7000 sati/god. U prosjeku je do 2020. godine moguć dodatni izvoz od oko 1900 GWh, tj. oko 30% potrošnje vlastitih kupaca. Uz pretpostavku da postojeće/revitalizirane termo jedinice mogu raditi s oko

5000 sati godišnje mogućnosti dodatnog izvoza iznose oko 1050 GWh, tj. oko 16% potrošnje vlastitih kupaca. Tijekom promatranog razdoblja nema potrebe za uvozom električne energije, čak ni u vrijeme revitalizacije postojećih jedinica.

Tablica 7.24. Bilanca proizvodnje električne energije u EP BiH za scenarij S2_EPBIH_REF_SA

Godina	HE	TE	Potrošnja EP BiH	Ugovoreni izvoz	Mogući dodatni izvoz
	[GWh]				
2008.	1580	4231	4810	1000	786
2009.	1580	3457	5037	0	1566
2010.	1707	3568	5275	0	949
2011.	1707	3778	5485	0	2516
2012.	1810	3893	5703	0	2401
2013.	1936	3994	5930	0	1791
2014.	2191	3975	6166	0	1810
2015.	2191	4220	6412	0	1566
2016.	2568	4091	6659	0	1694
2017.	2568	4348	6916	0	1438
2018.	2568	4615	7183	0	2430
2019.	2568	4892	7460	0	2155
2020.	2568	5180	7748	0	3472

U tablici 7.25 prikazane su potrošnje ugljena i emisija ugljikovog dioksida za slučajeve bez dodatnog izvoza i s dodatnim izvozom (pretpostavka rada postojećih/revitaliziranih elektrana s 6000 sati/god).

Tablica 7.25. Potrošnja ugljena i emisija CO₂ u EP BiH za scenarij S2_EPBIH_REF_SA

Godina	Potrošnja ugljena, milijuni tona				Emisija CO ₂ , milijuni tona	
	Tuzla		Kakanj		Bez izvoza	S izvozom
	Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom		
2008.	2,23	2,83	2,19	2,44	5,0	6,0
2009.	2,29	3,52	1,74	2,44	4,1	6,1
2010.	2,56	3,52	1,59	1,81	4,2	5,4
2011.	2,03	4,41	1,82	2,33	4,3	7,4
2012.	2,15	4,41	1,84	2,33	4,5	7,4
2013.	2,11	3,70	1,96	2,33	4,6	6,6
2014.	2,10	3,70	1,95	2,33	4,5	6,6
2015.	2,30	3,70	2,02	2,33	4,8	6,6
2016.	2,20	3,70	1,98	2,33	4,7	6,6
2017.	2,40	3,70	2,07	2,33	5,0	6,6
2018.	2,94	5,00	1,42	1,85	4,6	7,2
2019.	3,18	5,00	1,47	1,85	4,9	7,2
2020.	2,59	5,00	2,02	2,91	5,0	8,5
Ukupno	31,07	52,21	24,07	29,62	60,2	88,4

U tablici 7.26 prikazani su troškovi pogona i izgradnje (nediskontirani) te vrijednost funkcije cilja. Nisu prikazani prihodi od ugovorenog izvoza s obzirom da nije poznata cijena izvoza ugovorenog s HEP d.d. (Republika Hrvatska). Svi troškovi odnose se na zadovoljenje potreba vlastitih potrošača i ugovorenog izvoza električne energije (tj. troškovi goriva,

pogona i održavanja ne uključuju trošak goriva za potrebe izvoza). U nediskontirane troškove izgradnje uključeni su troškovi revitalizacije, a nisu uključeni troškovi objekata koji ulaze u pogon nakon 2020. godine, a čiji troškovi izgradnje nastaju prije 2020. godine. Prvi sljedeći termoenergetski objekt nakon kraja planskog razdoblja ulazi u pogon u 2021./2022. godini. Vrijednost funkcije cilja u 2020. uključuje u sebe sve troškove izgradnje, kao i ostale troškove (pogon i održavanje, preostala vrijednost na kraju planskog razdoblja i dr.) prema metodologiji opisanoj u poglavlju 2.

Tablica 7.26. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza električne energije za EP BiH za scenarij S2_EPBIH_REF_SA

Godina	Gorivo	Pogon i održavanje	Izgradnja	Ukupno
milijuni EUR				
2008.	111,5	48,0	80,9	240,4
2009.	90,7	45,8	142,0	278,5
2010.	93,3	44,1	111,1	248,5
2011.	98,1	52,8	51,8	202,7
2012.	101,2	53,3	80,3	234,8
2013.	103,0	48,1	29,3	180,4
2014.	102,5	48,6	85,2	236,3
2015.	108,9	49,4	199,1	357,4
2016.	105,6	49,8	273,2	428,6
2017.	112,1	50,6	211,6	374,3
2018.	98,7	58,3	147,1	304,1
2019.	105,4	59,2	76,4	241,0
2020.	104,8	69,8	0,0	174,6
Ukupno	1335,8	677,8	1487,9	3501,5
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR				
2020.	1864,9			
2030.	2709,2			

7.2.2. Scenarij S2_EPBIH_IZVOZ_SA

Osnovne pretpostavke u scenariju S2_EPBIH_IZVOZ_SA su jednake kao u scenariju S2_EPBIH_REF_SA. Dodatna pretpostavka ovog scenarije je razmatranje mogućnosti povećanja izvoza na razinu od oko 30% u odnosu na potrošnju vlastitih kupaca i uz pretpostavku da postojeće/revitalizirane jedinice rade oko 5000 sati/god.

Uz navedene pretpostavke u tablici 7.27 je prikazan raspored ulazaka u pogon novih elektrana do 2020. godine. U pogon ulazi ukupno 1215 MW, od toga 254 MW u malim HE I HE (jednako kao i u scenariju S2_EPBIH_REF_SA). U pogon ulazi ukupno 961 MW u termoelekttranama. U odnosu na scenarij S2_EPBIH_REF_SA zbog povećanja izvoza u pogon ranije ulazi blok Tuzla 7 (411 MW, 2014. godine), te dodatni blokovi TE Kakanj 8 (230 MW, 2017. godine) i TE Bugojno (320 MW, 2020. godine).

Tablica 7.27 Raspored ulazaka u pogon elektrana EP BiH za scenarij S2_EPBIH_IZVOZ_SA

Godina	HE	[MW]	TE	[MW]
2010.	Male HE EP BiH	34	-	
2012.	Vranduk	22		
2013.	Male HE EP BiH	34		
2014.	Ustikolina	59	-	
2015.			Tuzla 7	411
2016.	Male HE EP BiH, Unac	105	-	
2017.			Kakanj 8	230
2020.	-		Bugojno	320
Ukupno na pragu	254		961	
Ukupno	1215			

U tablici 7.28 prikazana je ukupna snaga na pragu svih elektrana, vršno opterećenje i rezerva u sustavu EP BiH. Zbog povećanja izvoza i povećane izgradnje raste udio snage termoelektrana u ukupnoj snazi elektrana u sustavu, kao i rezerva sustava. Na kraju razdoblja 70% snage elektrana je u termoelektranama, a 30% u hidroelektranama.

Tablica 7.28 Snaga na pragu (postojeće s revitalizacijom i nove elektrane), vršno opterećenje i rezerva u sustavu EP BiH za scenarij S2_EPBIH_IZVOZ_SA

Godina	HE postojeće	HE nove	TE postojeće	TE nove	Ukupno	Vršno opterećenje	Rezerva sustava
	[MW]						[%]
2008.	509	0	835	0	1344	858	56,6
2009.	509	0	837	0	1346	898	49,8
2010.	509	34	752	0	1295	926	39,8
2011.	509	34	1049	0	1592	963	65,3
2012.	509	56	1049	0	1614	1002	61,1
2013.	509	90	964	0	1563	1041	50,1
2014.	509	149	964	0	1622	1083	49,8
2015.	509	149	964	411	2033	1092	86,1
2016.	509	254	964	411	2138	1135	88,4
2017.	509	254	964	641	2368	1178	101,0
2018.	509	254	694	641	2098	1224	71,4
2019.	509	254	694	641	2098	1271	65,1
2020.	509	254	694	961	2418	1320	83,2

U tablici 7.29 prikazana je bilanca zadovoljenja potrošnje električne energije u EP BiH i mogućnosti izvoza u svakoj godini razdoblja. Za potrebe izvoza pretpostavka je da sve postojeće i revitalizirane termo jedinice mogu raditi s 5000-6000 sati godišnje (tj. iskorištenje maksimalne snage iznosi 5000-6000 sati/god), a nove termo jedinice rade sa 7000 sati/god. U prosjeku je do 2020. godine moguć dodatni izvoz od 2200 do 3100 GWh, tj. oko 33 do 50% potrošnje vlastitih kupaca. Tijekom promatranog razdoblja nema potrebe za uvozom električne energije, čak ni u vrijeme revitalizacije postojećih jedinica.

Tablica 7.29. Bilanca proizvodnje električne energije u EP BiH za scenarij S2_EPBIH_IZVOZ_SA

Godina	HE	TE	Potrošnja EES BiH	Ugovoreni izvoz	Mogući dodatni izvoz ^{a)}	Mogući dodatni izvoz ^{b)}
	[GWh]					
2008.	1580	4231	4810	1000	162	786
2009.	1580	3457	5037	0	729	1566
2010.	1707	3568	5275	0	282	949
2011.	1707	3778	5485	0	1467	2516
2012.	1810	3893	5703	0	1352	2401
2013.	1936	3994	5930	0	856	1791
2014.	2191	3975	6166	0	873	1810
2015.	2191	4220	6412	0	3477	4441
2016.	2568	4091	6659	0	3606	4570
2017.	2568	4348	6916	0	4959	5923
2018.	2568	4615	7183	0	3343	4037
2019.	2568	4892	7460	0	3066	3760
2020.	2568	5180	7748	0	5017	5711

a) – pretpostavka rada postojećih termo jedinica s 5000 sati/god

b) – pretpostavka rada postojećih termo jedinica s 6000 sati/god

U tablici 7.30 prikazane su potrošnje ugljena i emisija ugljikovog dioksida za slučajeve bez dodatnog izvoza i s dodatnim izvozom (pretpostavka rada postojećih/revitaliziranih elektrana s 6000 sati/god).

Tablica 7.30. Potrošnja ugljena i emisija CO₂ u EP BiH za scenarij S2_EPBIH_IZVOZ_SA

Godina	Potrošnja ugljena milijuni tona						Emisija CO ₂ milijuni tona	
	Tuzla		Kakanj		Bugojno		Bez izvoza	S izvozom
	Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom		
2008.	2,23	2,83	2,19	2,44	0,00	0,00	5,0	6,0
2009.	2,29	3,52	1,74	2,44	0,00	0,00	4,1	6,1
2010.	2,56	3,52	1,59	1,81	0,00	0,00	4,2	5,4
2011.	2,03	4,41	1,82	2,33	0,00	0,00	4,3	7,4
2012.	2,15	4,41	1,84	2,33	0,00	0,00	4,5	7,4
2013.	2,11	3,70	1,96	2,33	0,00	0,00	4,6	6,6
2014.	2,10	3,70	1,95	2,33	0,00	0,00	4,5	6,6
2015.	2,31	6,28	1,62	2,33	0,00	0,00	4,2	9,1
2016.	2,24	6,28	1,57	2,33	0,00	0,00	4,0	9,1
2017.	2,06	6,28	1,80	3,40	0,00	0,00	4,1	10,4
2018.	2,37	5,00	1,76	2,91	0,00	0,00	4,4	8,5
2019.	2,54	5,00	1,86	2,91	0,00	0,00	4,7	8,5
2020.	2,01	5,00	1,25	2,91	1,42	2,16	4,9	10,8
Ukupno	29,01	59,94	22,95	32,82	1,42	2,16	57,7	102,1

7.2.3. Scenarij S2_EPBiH_REF

Scenarij S2_EPBiH_REF je nastao u razdoblju prije izrade Nacrta Konačnog izvještaja i pretpostavlja izgradnju malih hidroelektrana i hidroelektrana Unac, Ustikolina i Glavatičevo u skladu s dostavljenim planovima i podacima iz EP BiH, dok je izgradnja ostalih objekata predmet optimizacije, uvažavajući godine najranijeg mogućeg ulaska u pogon. Međutim današnje stanje na pojedinim projektima (npr. HE Glavatičevo) je takvo da se dinamika izgradnje navedena u nastavku vrlo teško može ostvariti.

Tablica 7.31 prikazuje raspored ulazaka u pogon elektrana EP BiH za scenarij S2_EPBiH_REF. Prikazana je snaga na pragu elektrane.

Tablica 7.31 Raspored ulazaka u pogon elektrana EP BiH za scenarij S2_EPBiH_REF

Godina	HE	[MW]	TE	[MW]
2010.	Male HE EP BiH	34	-	
2012.	Unac	71	-	
2013.	Ustikolina	59	-	
2014.	Glavatičevo	172	-	
2018.	-		Bugojno 1	320
Ukupno na pragu	336		320	
Ukupno na pragu	656 [MW]			

U scenariju S2_EPBiH_REF osim malih hidroelektrana EP BiH i hidroelektrana Unac, Ustikolina i Glavatičevo, u razdoblju 2008.-2020. godine u pogon ulazi jedan blok termoelektrane Bugojno. Ukupno u pogon ulazi 656 MW (na pragu elektrana), a iz pogona izlazi 355 MW.

U suradnji s predstavnicima EP BiH ponovno je razmotrena realnost izgradnje TE Bugojno u promatranom razdoblju te je zaključeno da je s obzirom na stanje aktivnosti na ovom projektu, realnija opcija realizacija blokova na postojećim lokacijama u Tuzli i Kaknju, a imajući u vidu i potrebu kontinuirane opskrbe toplinom područja Tuzle i Kaknja. Osim toga upitan je i projekt HE Glavatičevo s obzirom na izmijenjene projektne parametre.

U tablici 7.32 prikazani su ukupni proizvodni kapaciteti po godinama, vršno opterećenje te rezerva u sustavu.

Tablica 7.32 Snaga na pragu (postojeće s revitalizacijom i nove elektrane), vršno opterećenje i rezerva u sustavu EP BiH za scenarij S2_EPBiH_REF

Godina	Postojeće		Nove		Ukupna snaga na pragu	Vršno opterećenje	Rezerva
	HE i mHE	TE	HE i mHE	TE			
	[MW]						
2008.	509	835	0	0	1344	858	57
2009.	509	837	0	0	1346	898	50
2010.	509	752	34	0	1295	926	40
2011.	509	1049	34	0	1592	963	65
2012.	509	1049	105	0	1663	1002	66
2013.	509	964	164	0	1637	1041	57
2014.	509	964	336	0	1809	1083	67

2015.	509	964	336	0	1809	1092	66
2016.	509	964	336	0	1809	1135	59
2017.	509	964	336	0	1809	1178	54
2018.	509	694	336	320	1859	1224	52
2019.	509	694	336	320	1859	1271	46
2020.	509	694	336	320	1859	1320	41

U sustavu EP BiH postoji velika rezerva tijekom promatranog razdoblja te nije potreban uvoz električne energije iz susjednih sustava. Tijekom cijelog razdoblja rezerva je veća od 40%. Ukupna snaga na početku promatranog razdoblja iznosi 1344 MW, a na kraju razdoblja 1859 MW. Udio hidroelektrana u ukupnoj snazi elektrana na početku promatranog razdoblja iznosi 38%, a na kraju razdoblja 45%.

U tablici 7.33 prikazana je bilanca proizvodnje električne energije za razdoblje 2008.–2020. godina. U 2008. godini prikazan je izvoz električne energije od 1 TWh u Republiku Hrvatsku (ugovor završava na kraju 2008.)

Tablica 7.33 Bilanca proizvodnje električne energije EP BiH za scenarij S2_EPBiH_REF

Godina	HE postojeće	HE nove	TE postojeće	TE nove	Ukupna proizvodnja	Potrošnja EP BiH	Izvoz
	[GWh]						
2008.	1580	0	4230	0	5810	4810	1000
2009.	1580	0	3457	0	5037	5037	0
2010.	1580	127	3568	0	5275	5275	0
2011.	1580	127	3778	0	5485	5485	0
2012.	1580	377	3746	0	5703	5703	0
2013.	1580	632	3719	0	5930	5930	0
2014.	1580	927	3660	0	6166	6166	0
2015.	1580	927	3905	0	6412	6412	0
2016.	1580	927	4153	0	6659	6659	0
2017.	1580	927	4409	0	6916	6916	0
2018.	1580	927	2838	1838	7183	7183	0
2019.	1580	927	3046	1908	7460	7460	0
2020.	1580	927	3250	1991	7748	7748	0

U sustavu EP BiH postoji dovoljno proizvodnih kapaciteta za zadovoljavanje vlastite potrošnje električne energije i izvoz od 1 TWh u 2008. godini u RH.

Ukupna emisija ugljikovog dioksida (CO₂) 2008. godine iznosi 5 milijuna tona, a 2020. iznosi oko 5,7 milijuna tona što predstavlja ukupni porast od 14%. Ukupna emisija CO₂ u promatranom razdoblju iznosi oko 60,9 milijuna tona.

Ukupna potrošnja ugljena u termoelektanama u razdoblju od 2008. do 2020. godine iznosi oko 55,2 milijuna tona.

U razdoblju od 2008. do 2020. godine vrijeme iskorištenja maksimalne snage postojećih elektrana je prosječno oko 4030 sati godišnje, a nove elektrane (TE Bugojno) u razdoblju 2018.-2020. oko 6000 sati godišnje. Uz pretpostavku iskorištenja maksimalne snage postojećih termoelektana u trajanju od 6000 sati/god i nove termoelektane u trajanju od 7000 sati/god, moguće je, pored zadovoljenja domaće potrošnje, dodatno izvoziti oko

800 GWh u 2008. godini i prosječno oko 1750 GWh/god u razdoblju 2009.-2020. godine. U slučaju izvoza električne energije emisija CO₂ i potrošnja ugljena se povećavaju.

U tablici 7.34 prikazani su nediskontirani troškovi goriva, troškovi pogona i održavanja, trošak izgradnje (s uključenim interkalarnim kamatama), te ukupan godišnji trošak za scenarij S2_EPBiH_REF za cijelo plansko razdoblje. U trošak izgradnje uključen je trošak revitalizacije.

Tablica 7.34 Troškovi goriva, pogona i održavanja, te izgradnje EP BiH za scenarij S2_EPBiH_REF

Godina	Trošak goriva	Trošak pogona i održavanja	Trošak izgradnje*	Ukupni trošak
milijuni EUR				
2008.	111,5	47,9	78,4	237,8
2009.	90,7	45,7	147,4	283,8
2010.	93,3	44,1	175,7	313,1
2011.	98,1	52,7	134,9	285,7
2012.	97,2	53,2	95,5	245,9
2013.	95,8	48,0	33,6	177,4
2014.	94,1	49,1	24,0	167,2
2015.	100,6	49,9	122,2	272,7
2016.	107,1	50,7	232,0	389,8
2017.	113,7	51,6	120,6	285,9
2018.	101,3	55,4	0	156,7
2019.	107,7	56,4	0	164,1
2020.	114,2	57,4	0	171,6
Ukupno	1325,3	662,1	1164,3	3151,7
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR				
2020.	1764,7			
2030.	2678,2			

* U trošak izgradnje je uključen trošak revitalizacije

Troškovi goriva imaju najveći udio u ukupnim troškovima EP BiH. U razdoblju do 2012. godine i 2015.-2017. povećani su troškovi izgradnje zbog revitalizacije postojećih termoelektrana i izgradnje TE Bugojno. U 2008. godini postoji ugovor o isporuci 1 TWh u RH. Za ovaj ugovor nije poznata cijena, te prihod po ovom ugovoru nije uzet u obzir prilikom izračuna ukupnih troškova (tj. prikazani su samo troškovi, bez mogućih prihoda od izvoza električne energije).

7.2.4. Scenarij S3_EPBiH_REF

Scenarij S3_EPBiH_REF predstavlja tzv. scenarij s mjerama u kojemu je pretpostavljena primjena određenih tehnologija obnovljivih izvora energije i energetske efikasnosti koji utječu na smanjenje potrošnje električne energije. Scenarij je nastao u razdoblju prije izrade Nacrta Konačnog izvještaja i pretpostavlja izgradnju malih hidroelektrana i hidroelektrana Unac, Ustikolina i Glavatičevo u skladu s dostavljenim planovima i podacima iz EP BiH, dok je izgradnja ostalih objekata predmet optimizacije, uvažavajući godine najranijeg mogućeg ulaska u pogon. Međutim današnje stanje na pojedinim projektima (npr. HE Glavatičevo) je takvo da se dinamika izgradnje navedena u nastavku vrlo teško može ostvariti.

Tablica 7.35 prikazuje raspored ulazaka u pogon elektrana EP BiH za scenarij S3_EPBiH_REF. Snaga je prikazana na pragu elektrane.

Tablica 7.35 Raspored ulazaka u pogon elektrana EP BiH za scenarij S3_EPBiH_REF

Godina	HE	[MW]	TE	[MW]
2010.	Male HE EP BiH	34	-	
2012.	Unac	71	-	
2013.	Ustikolina	59	-	
2014.	Glavatičevo	172	-	
2018.	-		Bugojno 1	320
Ukupno na pragu		336		320
Ukupno na pragu	656 [MW]			

U scenariju S3_EPBiH_REF osim malih hidroelektrana EP BiH i hidroelektrana Unac, Ustikolina i Glavatičevo, u razdoblju 2008.-2020. godine u pogon ulazi jedan blok termoelektrane Bugojno. Ukupno u pogon ulazi 656 MW (na pragu elektrana), a iz pogona izlazi 355 MW, odnosno raspored ulazaka elektrana u pogon u scenariju S3_EPBiH_REF je identičan scenariju S2_EPBiH_REF.

U suradnji s predstavnicima EP BiH ponovno je razmotrena realnost izgradnje TE Bugojno u promatranom razdoblju te je zaključeno da je s obzirom na stanje aktivnosti na ovom projektu, realnija opcija realizacija blokova na postojećim lokacijama u Tuzli i Kaknju, a imajući u vidu i potrebu kontinuirane opskrbe toplinom područja Tuzle i Kaknja. Osim toga upitan je i projekt HE Glavatičevo s obzirom na izmijenjene projektne parametre.

U tablici 7.36 prikazana je bilanca proizvodnje za scenarij S3_EPBiH_REF. U bilancu je uključen ugovoreni izvoz električne energije u RH od 1 TWh električne energije u 2008. godini.

Tablica 7.36 Bilanca proizvodnje električne energije u EP BiH za scenarij S3_EPBiH_REF

Godina	HE postojeće	HE nove	TE postojeće	TE nove	Ukupna proizvodnja	Potrošnja EP BiH	Izvoz
	[GWh]						
2008.	1580	0	4205	0	5785	4785	1000
2009.	1580	0	3422	0	5002	5002	0
2010.	1580	127	3521	0	5228	5228	0
2011.	1580	127	3713	0	5420	5420	0
2012.	1580	377	3662	0	5619	5619	0
2013.	1580	632	3613	0	5825	5825	0
2014.	1580	927	3532	0	6038	6038	0
2015.	1580	927	3753	0	6260	6260	0
2016.	1580	927	3967	0	6474	6474	0
2017.	1580	927	4189	0	6696	6696	0
2018.	1580	927	2637	1781	6925	6925	0
2019.	1580	927	2822	1833	7162	7162	0
2020.	1580	927	3005	1895	7407	7407	0

U tablici 7.37 prikazani su nediskontirani troškovi goriva, troškovi pogona i održavanja, trošak izgradnje (s uključenim interkalarnim kamatama), te ukupan godišnji trošak za scenarij

S3_EPBiH_REF za cijelo plansko razdoblje. U trošak izgradnje uključen je trošak revitalizacije.

Tablica 7.37 Troškovi goriva, pogona i održavanja, te izgradnje EP BiH za scenarij S3_EPBiH_REF

Godina	Trošak goriva	Trošak pogona i održavanja	Trošak izgradnje*	Ukupni trošak
milijuni EUR				
2008.	110,9	47,9	78,4	237,2
2009.	89,7	45,6	147,4	282,7
2010.	92,0	44,0	175,7	311,7
2011.	96,3	52,5	134,9	283,7
2012.	94,9	52,9	95,5	243,3
2013.	93,0	47,6	33,6	174,2
2014.	90,7	48,7	24,0	163,4
2015.	96,7	49,5	122,2	268,4
2016.	102,3	50,1	232,0	384,4
2017.	108,0	50,8	120,6	279,4
2018.	95,1	54,5	0,0	149,6
2019.	100,8	55,3	0,0	156,1
2020.	106,5	56,2	0,0	162,7
Ukupno	1276,9	655,6	1164,4	3096,9
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR				
2020.	1732,2			
2030.	2565,1			

* U trošak izgradnje je uključen trošak revitalizacije

U scenariju S3_EPBiH_REF ukupni troškovi su manji za 54,8 milijuna EUR u odnosu na scenarij S2_EPBiH_REF. U 2008. godini postoji ugovor o isporuci 1 TWh u RH, za ovaj ugovor nije poznata cijena, te prihod po ovom ugovoru nije uzet u obzir prilikom izračuna ukupnih troškova tj. prikazani su samo troškovi, bez mogućih prihoda na ime izvoza električne energije.

Ukupna emisija CO₂ 2020. godine je oko 5,3 milijuna tona. Ukupna emisija CO₂ u promatranom razdoblju iznosi oko 58,6 milijuna tona.

Ukupna potrošnja ugljena u termoelektranama u razdoblju od 2008. do 2020. godine iznosi oko 53 milijuna tona.

U razdoblju od 2008. do 2020. godine vrijeme iskorištenja maksimalne snage postojećih elektrana je prosječno oko 3900 sati godišnje, a nove elektrane (TE Bugojno) u razdoblju 2018.-2020. oko 5750 sati godišnje. Uz pretpostavku iskorištenja maksimalne snage postojećih termoelektrana u trajanju od 6000 sati/god i nove termoelektrane u trajanju od 7000 sati/god, moguće je, pored zadovoljenja domaće potrošnje, dodatno izvoziti oko 800 GWh u 2008. godini i prosječno oko 1900 GWh u razdoblju 2009.-2020. godine. U slučaju izvoza električne energije emisija CO₂ i potrošnja ugljena se povećavaju.

7.2.5. Scenarij S1_EPBiH_REF

Scenarij S1_EPBiH_REF predstavlja tzv. niži scenarij odnosno scenarij u kojem potrošnja električne energije raste manjom brzinom u odnosu na scenarij S2_EPBiH_REF. Scenarij je nastao u razdoblju prije izrade Nacrta Konačnog izvještaja i pretpostavlja izgradnju malih hidroelektrana i hidroelektrana Unac, Ustikolina i Glavatičevo u skladu s dostavljenim planovima i podacima iz EP BiH, dok je izgradnja ostalih objekata predmet optimizacije, uvažavajući godine najranijeg mogućeg ulaska u pogon. Međutim današnje stanje na pojedinim projektima (npr. HE Glavatičevo) je takvo da se dinamika izgradnje navedena u nastavku vrlo teško može ostvariti.

Tablica 7.38 prikazuje raspored ulazaka u pogon elektrana EP BiH za scenarij S1_EPBiH_REF. Prikazana snaga je na pragu elektrane.

Tablica 7.38 Raspored ulazaka u pogon elektrana EP BiH za scenarij S1_EPBiH_REF

Godina	HE	[MW]	TE	[MW]
2010.	Male HE EP BiH	34	-	
2012.	Unac	71	-	
2013.	Ustikolina	59	-	
2014.	Glavatičevo	172	-	
2018.	Vranduk	22	-	
2020.	-		Bugojno 1	320
Ukupno na pragu	358		320	
Ukupno na pragu	678 [MW]			

U scenariju S1_EPBiH_REF osim malih hidroelektrana EP BiH i hidroelektrana Unac, Ustikolina i Glavatičevo, u razdoblju 2008.-2020. godine u pogon ulaze još i hidroelektrana Vranduk te termoelektrana Bugojno blok 1. Ukupno u pogon ulazi 678 MW (iz pogona izlazi 355 MW).

U suradnji s predstavnicima EP BiH ponovno je razmotrena realnost izgradnje TE Bugojno u promatranom razdoblju te je zaključeno da je s obzirom na stanje aktivnosti na ovom projektu, realnija opcija realizacija blokova na postojećim lokacijama u Tuzli i Kaknju, a imajući u vidu i potrebu kontinuirane opskrbe toplinom područja Tuzle i Kaknja. Osim toga upitan je i projekt HE Glavatičevo s obzirom na izmijenjene projektne parametre.

U tablici 7.39 prikazana je bilanca proizvodnje za scenarij S1_EPBiH_REF. U bilancu je uključen ugovoreni izvoz električne energije u RH od 1 TWh električne energije u 2008. godini.

Tablica 7.39 Bilanca proizvodnje električne energije u EP BiH za scenarij S1_EPBiH_REF

Godina	HE postojeće	HE nove	TE postojeće	TE nove	Ukupna proizvodnja	Potrošnja EP BiH	Izvoz
	[GWh]						
2008.	1580	0	4278	0	5858	4858	1000
2009.	1580	0	3523	0	5103	5103	0
2010.	1580	127	3654	0	5361	5361	0
2011.	1580	127	3779	0	5486	5486	0
2012.	1580	377	3657	0	5614	5614	0
2013.	1580	632	3532	0	5744	5744	0
2014.	1580	927	3371	0	5878	5878	0
2015.	1580	927	3508	0	6015	6015	0
2016.	1580	927	3630	0	6137	6137	0
2017.	1580	927	3755	0	6262	6262	0
2018.	1580	1030	3780	0	6390	6390	0
2019.	1580	1030	3910	0	6520	6520	0
2020.	1580	1030	2334	1709	6653	6653	0

U tablici 7.40 prikazani su nediskontirani troškovi goriva, troškovi pogona i održavanja, trošak izgradnje (s uključenim interkalarnim kamatama), te ukupan godišnji trošak za scenarij S1_EPBiH_REF za cijelo plansko razdoblje. U trošak izgradnje uključen je trošak revitalizacije.

Tablica 7.40 Troškovi goriva, pogona i održavanja, te izgradnje EP BiH za scenarij S1_EPBiH_REF

Godina	Trošak goriva	Trošak pogona i održavanja	Trošak izgradnje*	Ukupni trošak
	milijuna EUR			
2008.	112,7	48,1	78,4	239,2
2009.	92,5	46,0	147,4	285,9
2010.	95,6	44,4	175,7	315,7
2011.	98,1	52,7	134,9	285,7
2012.	94,7	52,9	95,5	243,1
2013.	90,9	47,3	33,6	171,8
2014.	86,4	48,3	2,5	137,2
2015.	90,1	48,6	12,8	151,5
2016.	93,4	49,0	48,2	190,6
2017.	96,7	49,5	134,8	281,0
2018.	96,4	38,1	232,0	366,5
2019.	99,1	38,3	120,6	258,0
2020.	85,9	53,4	0,0	139,3
Ukupno	1232,5	616,6	1216,4	3065,5
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR				
2020.	1704,8			
2030.	2339,8			

* U trošak izgradnje uključen je trošak revitalizacije

Troškovi goriva imaju najveći udio u ukupnim troškovima EP BiH. Veliki su i troškovi izgradnje na početku promatranog razdoblja zbog revitalizacije termoelektrana i u razdoblju od 2016. do 2019. godine zbog izgradnje HE Vranduk te osobito TE Bugojno blok 1. U 2008.

godini postoji ugovor o isporuci 1 TWh u RH, ali nije poznata cijena, te zbog toga nije uračunat taj prihod u ukupnim troškovima.

Emisija CO₂ za 2020. godinu je oko 4,4 milijuna tona. Ukupna emisija CO₂ u promatranom razdoblju iznosi oko 55,5 milijuna tona.

Ukupna potrošnja ugljena u termoelektranama u razdoblju od 2008. do 2020. godine iznosi oko 49,9 milijuna tona.

U razdoblju od 2008. do 2020. godine vrijeme iskorištenja maksimalne snage postojećih elektrana je prosječno oko 4000 sati godišnje, a nove elektrane (TE Bugojno blok 1) u 2020. godini 5340 sati (manje u odnosu na scenarij S2_EPBiH_REF). Uz pretpostavku iskorištenja maksimalne snage postojećih termoelektrane u trajanju od 6000 sati/god i nove termoelektrane u trajanju od 7000 sati/god, moguće je, pored zadovoljenja domaće potrošnje, dodatno izvoziti oko 700 GWh u 2008. godini, zatim prosječno oko 2000 GWh godišnje u razdoblju 2009.-2017. godine, u razdoblju od 2018.-2019. godine oko 300 GWh, a u 2020. godini oko 2300 GWh (ovo je posljedica ulaska TE Bugojno blok 1 tek 2020. godine. U slučaju izvoza električne energije emisija CO₂ i potrošnja ugljena se povećavaju.

7.2.6. Potrošnja ugljena

U tablici 7.41 prikazana je potrošnja ugljena u EP BiH u tisućama tona za scenarije: S2_EPBIH_REF_SA, S2_EPBIH_IZVOZ_SA, S2_EPBIH_REF, S1_EPBIH_REF i S3_EPBIH_REF. Prikazana potrošnja ugljena odnosi se na potrošnju ugljena za zadovoljenje vlastite potrošnje. U slučaju izvoza električne energije potrošnja ugljena se naravno povećava.

Tablica 7.41 Potrošnja ugljena u EP BiH

Godina	S2_EPBIH_REF_SA	S2_EPBIH_IZVOZ_SA	S2_EPBIH_REF	S3_EPBIH_REF	S1_EPBIH_REF
			000 tona		
2008.	4421	4421	4421	4394	4471
2009.	4029	4029	4029	3985	4108
2010.	4153	4153	4153	4096	4257
2011.	3851	3851	3851	3769	3851
2012.	3994	3994	3814	3710	3703
2013.	4070	4070	3757	3632	3535
2014.	4050	4050	3681	3531	3351
2015.	4321	3932	3969	3793	3503
2016.	4181	3809	4245	4039	3648
2017.	4467	3858	4530	4286	3796
2018.	4364	4137	4609	4331	3816
2019.	4644	4397	4914	4585	3930
2020.	4605	4677	5227	4856	3946
Ukupno	55149	53378	55199	53007	49917

7.2.7. Mogućnosti izvoza

U tablici 7.42 prikazane su mogućnosti izvoza za scenarije razvoja S2_EPBIH_REF, S2_EPBIH_REF_SA, S3_EPBIH_REF i S1_EPBIH_REF.

Tablica 7.42 Mogućnosti izvoza u EP BiH za sve scenarije

Godina	S2_EPBIH_REF_SA	S2_EPBIH_IZVOZ_SA	S2_EPBIH_REF	S3_EPBIH_REF	S1_EPBIH_REF
	GWh				
2008.	786	786	781	805	733
2009.	1566	1566	1566	1601	1500
2010.	949	949	945	991	858
2011.	2516	2516	2516	2581	2515
2012.	2401	2401	2548	2632	2637
2013.	1791	1791	2066	2171	2252
2014.	1810	1810	2125	2252	2414
2015.	1566	4441	1879	2031	2277
2016.	1694	4570	1632	1817	2154
2017.	1438	5923	1375	1595	2029
2018.	2430	4037	1728	1986	385
2019.	2155	3760	1452	1749	254
2020.	3472	5711	1165	1504	2362
Prosjek	1890	3100	1675	1824	1721

7.3. Scenariji razvoja EP HZHB

U nastavku su prikazani rezultati optimizacije za sljedeće scenarije razvoja EP HZHB:

- S2_HZHB_REF – predstavlja referentni scenarij u kojem je pretpostavljena izgradnja HE Vrilo i HE Kablić te je pretpostavka da HE Mostarsko Blato (u izgradnji) ulazi u pogon 2010. godine. Ostalo je predmet optimizacije.
- S2_HZHB_ALx2 – pretpostavlja da se od 2012. godine potrošnja električne energije tvornice aluminija "Aluminij d.o.o. Mostar" udvostručuje. Osim toga pretpostavljena je fiksna izgradnja malih hidroelektrana, hidroelektrana i vjetroelektrana koji su dobiveni kao rezultat optimizacije u referentnom scenariju S2_HZHB_REF.
- S3_HZHB_REF – predstavlja scenarij razvoja EP HZHB za scenarij potrošnje električne energije S3-s mjerama. Pretpostavljen je ulazak u pogon HE Vrilo i HE Kablić te HE Mostarsko Blato (u izgradnji i ulazi u pogon 2010.).
- S1_HZHB_REF – predstavlja scenarij razvoja EP HZHB za scenarij potrošnje električne energije S1-niži. Pretpostavljen je ulazak u pogon HE Vrilo i HE Kablić te HE Mostarsko Blato (u izgradnji i ulazi u pogon 2010.).

7.3.1. Scenarij S2_HZHB_REF

Scenarij S2_HZHB_REF predstavlja referentni scenarij za EP HZHB. Pretpostavljena je izgradnja hidroelektrana Vrilo i Kablić. Pretpostavka je da HE Mostarsko Blato (u izgradnji) ulazi u pogon 2010. godine u skladu s dostavljenim planovima i podacima iz EP HZHB.

Tablica 7.43 prikazuje raspored ulazaka u pogon elektrana EP HZHB za scenarij S2_HZHB_REF. Snaga je prikazana na pragu elektrane.

Tablica 7.43 Raspored ulaska u pogon elektrana EP HZHB za scenarij S2_HZHB_REF

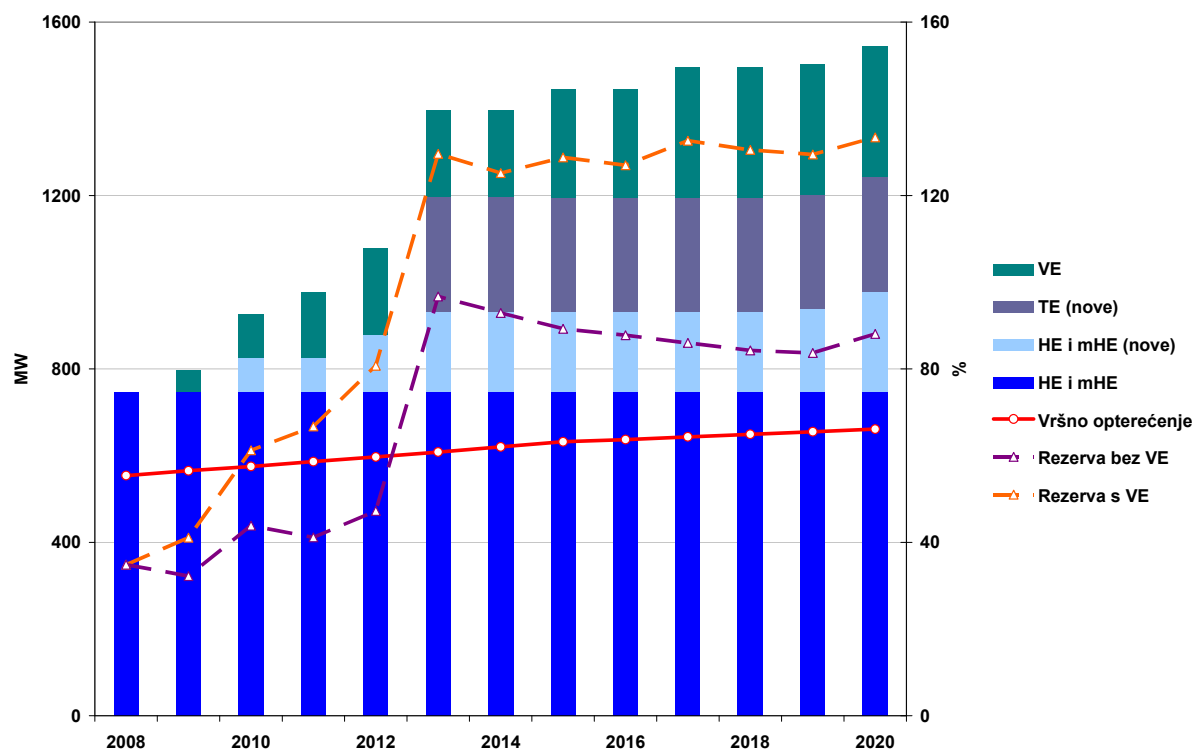
Godina	HE	[MW]	TE	[MW]	VE [MW]
2009.	-		-		50
2010.	Mostarsko Blato, Male HE EP HZHB -Sliv T-M-T	80	-		50
2011.	-		-		50
2012.	Vrilo	52	-		50
2013.	Kablić	52	Kongora 1	265	-
2015.	-		-		50
2017.	-		-		50
2019.	Male HE EP HZHB - Sliv Lištice	7	-		-
2020.	Vrletna Kosa, Jajce II – proširenje (HE Ugar Ušće)	40	-		-
Ukupno na pragu	231		265		300
Ukupno na pragu	796 [MW]				

U scenariju S2_HZHB_REF osim HE Vrilo, HE Kablić i HE Mostarsko Blato u razdoblju od 2008. do 2020. godine u pogon ulaze još i male HE sliva Tihaljina-Mlade-Trebižat, male HE sliva Lištice, hidroelektrane Vrletna Kosa i Ugar Ušće, termoelektrana Kongora (jedan blok) i ukupno 300 MW vjetroelektrana. Ukupno u pogon ulazi 796 MW (na pragu elektrana).

U tablici 7.44 i na slici 7.1 prikazani su ukupni proizvodni kapaciteti po godinama, vršno opterećenje te rezerva u sustavu (bez vjetroelektrana i s vjetroelektranama).

Tablica 7.44 Snaga na pragu (postojeće i nove elektrane), vršno opterećenje i rezerva u sustavu EP HZHB za scenarij S2_HZHB_REF

Godina	Postojeće	Nove			Ukupna snaga na pragu	Vršno opterećenje	Rezerva	
	HE i mHE	HE i mHE	TE	VE			sa VE	bez VE
	[MW]						[%]	
2008.	747	0	0	0	747	554	35	35
2009.	747	0	0	50	797	565	41	32
2010.	747	80	0	100	927	575	61	44
2011.	747	80	0	150	977	586	67	41
2012.	747	132	0	200	1079	597	81	47
2013.	747	184	265	200	1396	608	130	97
2014.	747	184	265	200	1396	620	125	93
2015.	747	184	265	250	1446	632	129	89
2016.	747	184	265	250	1446	637	127	88
2017.	747	184	265	300	1496	643	133	86
2018.	747	184	265	300	1496	649	131	84
2019.	747	191	265	300	1503	655	129	84
2020.	747	231	265	300	1543	661	133	88



Slika 7.1 Snaga na pragu (postojeće i nove elektrane), vršno opterećenje i rezerva u sustavu EP HZHB za scenarij S2_HZHB_REF

Unatoč relativno visokoj razini rezerve u sustavu EP HZHB na početku razdoblja (približno 40%), svi proizvodni kapaciteti su u hidroelektranama koje ne mogu osigurati dovoljnu

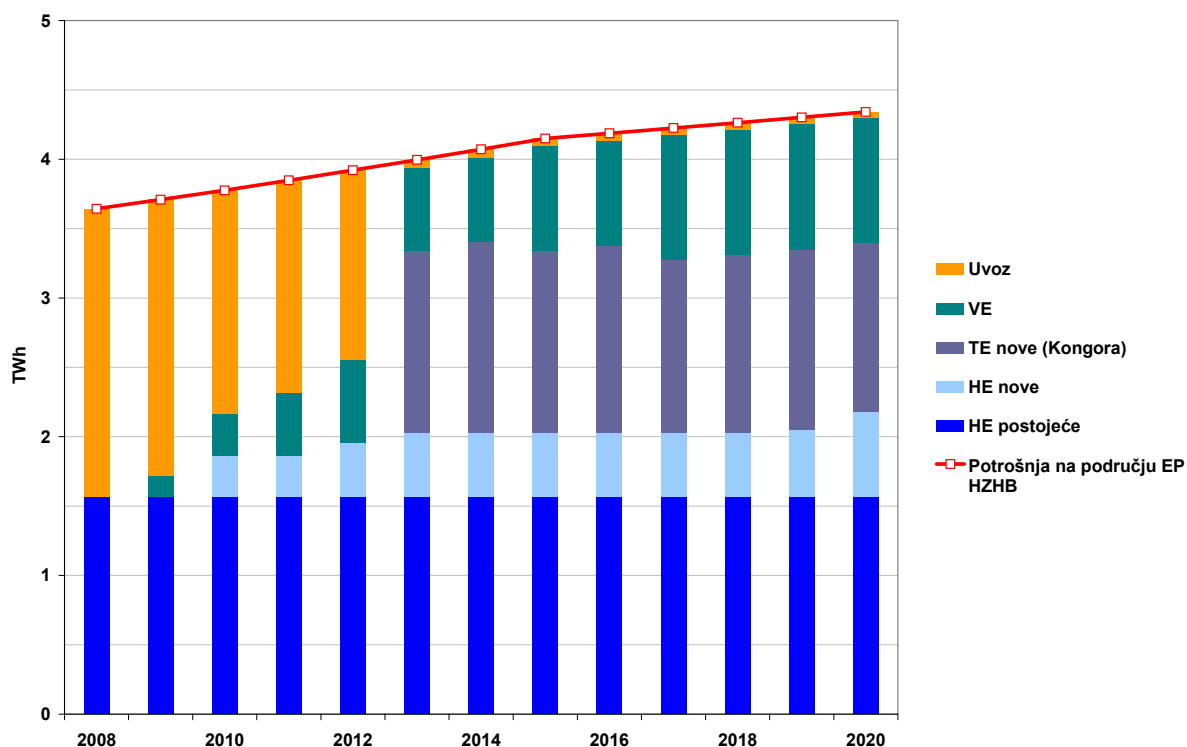
energiju i sigurnu snagu u sustavu, tj. velik dio snage i energije potrebno je osigurati iz susjednih sustava.

Ukupna snaga elektrana na početku promatranog razdoblja iznosi 747 MW (hidroelektrane), a na kraju razdoblja 1543 MW. Udio hidroelektrana u ukupnoj snazi na kraju promatranog razdoblja iznosi oko 63%, termoelektrana 17%, a ostalo su vjetroelektrane.

U tablici 7.45 i na slici 7.2 prikazana je bilanca proizvodnje električne energije, te uvoz električne energije iz drugih sustava za razdoblje 2008. – 2020. godine.

Tablica 7.45 Bilanca proizvodnje/uvoza električne energije EP HZHB za scenarij S2_HZHB_REF

Godina	HE postojeće	HE nove	VE	TE Kongora	Ukupna proizvodnja	Potrošnja EP HZHB	Uvoz
[GWh]							
2008.	1568	0	0	0	1568	3643	2075
2009.	1568	0	151	0	1719	3709	1990
2010.	1568	295	302	0	2165	3776	1612
2011.	1568	295	453	0	2316	3848	1532
2012.	1568	387	604	0	2559	3921	1362
2013.	1568	460	604	1310	3941	3996	55
2014.	1568	460	604	1380	4011	4072	61
2015.	1568	460	756	1313	4096	4150	54
2016.	1568	460	756	1348	4131	4187	56
2017.	1568	460	907	1246	4180	4225	45
2018.	1568	460	907	1281	4215	4264	49
2019.	1568	487	907	1291	4253	4302	49
2020.	1568	610	903	1223	4304	4341	37



Slika 7.2 Bilanca proizvodnje/uvoza električne energije EP HZHB za scenarij S2_HZHB_REF

Zbog nedostatka električne energije iz vlastitih proizvodnih kapaciteta potrebno je u sustavu EP HZHB osigurati dovoljan uvoz električne energije iz drugih sustava (tablica 7.45). Uvoz se postupno smanjuje kako se povećava izgrađenost vlastitog sustava. Nakon što se izgradi TE Kongora, uvoz je potreban samo u posebnim slučajevima (npr. redoviti remont).

Emisija ugljikovog dioksida (CO₂) iznosi oko 1,2 milijuna tona godišnje. Ukupna emisija CO₂ u promatranom razdoblju iznosi oko 9,6 milijuna tona.

Ukupna potrošnja ugljena u termoelektrani Kongora u razdoblju od 2013. do 2020. godine iznosi 13,1 milijuna tona.

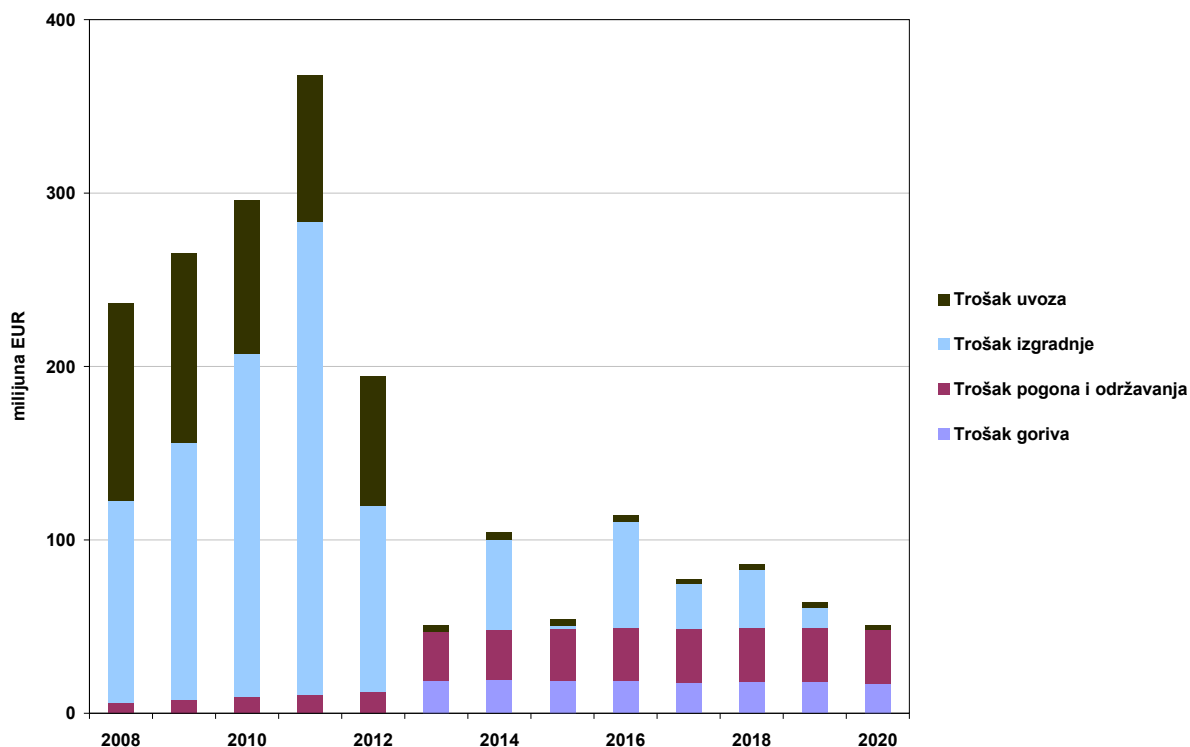
U razdoblju od 2013. do 2020. godine vrijeme iskorištenja maksimalne snage elektrane TE Kongora je 4670 sati godišnje. Uz pretpostavku iskorištenja maksimalne snage ove termoelektrane u trajanju od 7000 sati/god, moguć je, pored zadovoljenja domaće potrošnje, prosječan izvoz električne energije od oko 550 GWh godišnje. U slučaju izvoza električne energije emisija CO₂ i potrošnja ugljena se povećavaju.

U tablici 7.46 i na slici 7.3 prikazani su nediskontirani troškovi goriva, troškovi pogona i održavanja, trošak izgradnje (s uključenim interkalarnim kamatama), trošak uvoza električne energije te ukupan godišnji trošak za scenarij S2_HZHB_REF za cijelo plansko razdoblje.

**Tablica 7.46 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza
EP HZHB za scenarij S2_HZHB_REF**

Godina	Trošak goriva	Trošak pogona i održavanja	Trošak izgradnje*	Trošak uvoza	Ukupni trošak
milijuni EUR					
2008.	0	6,2	116,0	114,1	236,3
2009.	0	7,6	148,5	109,5	265,5
2010.	0	9,5	198,1	88,6	296,2
2011.	0	10,8	272,8	84,3	367,9
2012.	0	12,5	107,2	74,9	194,6
2013.	18,5	28,7	0,0	3,5	50,7
2014.	19,4	28,9	51,7	4,3	104,3
2015.	18,6	30,0	2,3	3,5	54,4
2016.	19,0	30,1	61,3	3,9	114,3
2017.	17,7	31,0	26,2	2,7	77,6
2018.	18,2	31,1	33,8	3,1	86,2
2019.	18,3	31,2	11,2	3,2	64,0
2020.	17,3	31,2	0,0	2,3	50,8
Ukupno	147,0	288,8	1029,2	497,9	1962,8
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR					
2020.	1347,5				
2030.	1528,9				

*Prikazani trošak uključuje i trošak izgradnje HE Mostarsko Blato.



Slika 7.3 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza EP HZHB za scenarij S2_HZHB_REF

Sa slike 7.3 se vidi da je najveći trošak upravo trošak izgradnje (u najvećoj mjeri zbog izgradnje TE Kongora). U prvim godinama velik je i trošak uvoza električne energije (pretpostavljena cijena uvoza 55 EUR/MWh).

7.3.2. Scenarij S2_HZHB_ALx2

Na ukupnu potrošnju električne energije na području EP HZHB značajno utječe potrošnja tvornice aluminija u Mostaru. U Modulu 2 je opisan scenarij povećanja potrošnje prema tom scenariju. Za potrebe simulacija u ovom modulu pretpostavljeno je da u scenariju S2_HZHB_ALx2, tvornica aluminija od 2012. godine udvostručava potrošnju električne energije (povećanje za oko 1900 GWh/god). Osim toga pretpostavljena je fiksna izgradnja malih hidroelektrana (Sliv Tihaljina-Mlade-Trebižat i Sliv Lištice), hidroelektrana (Mostarsko Blato, Vrilo, Kablić, Vrletna Kosa i HE Ugar Ušće) i 300 MW vjetroelektrana, tj. uzet je rezultat optimizacije scenarija S2_HZHB_REF. Pretpostavka je da prvi blok termoelektrane Kongora može ući u pogon 2013. godine, a drugi u 2015. godini. U odnosu na scenarij S2_HZHB_REF osnovna razlika je da u scenariju S2_HZHB_ALx2 je da ulazi u pogon i drugi blok TE Kongora u 2015. godini – pogledati tablicu ispod. Zbog povećanja potrošnje tvornice aluminija potrebno je u razdoblju od 2013. do 2015. godine osigurati dodatne količine električne energije iz drugih sustava.

Tablica 7.47 Raspored ulaska u pogon elektrana EP HZHB za scenarij S2_HZHB_ALx2 za slučaj izgradnje TE Kongora

Godina	HE	[MW]	TE	[MW]	VE [MW]
2009.	-		-		50
2010.	Mostarsko Blato, Male HE EP HZHB -Sliv T-M-T	80	-		50
2011.	-		-		50
2012.	Vrilo	52	-		50
2013.	Kablić	52	Kongora 1	265	-
2015.	-		Kongora 2	265	50
2017.	-		-		50
2019.	Male HE EP HZHB - Sliv Lištice	7	-		-
2020.	Vrletna Kosa, Jajce II – proširenje (HE Ugar Ušće)	40	-		-
Ukupno na pragu	231		530		300
Ukupno na pragu	1061 [MW]				

EP HZHB je jedina elektroprivreda u BiH koja u svom sustavu nema termoenergetskih objekata. Zbog toga se razmatra i mogućnost izgradnje plinske elektrane na lokaciji Mostara koja bi osim proizvodnje električne energije mogla osiguravati i toplinsku energiju za potrebe kućanstava (i eventualno industrije). Najranija moguća godina ulaska u pogon plinske elektrane je 2015. godina. Radi se o visokoučinkovitom kombiniranom plinsko-parnom kogeneracijskom bloku instalirane snage 300 MW i osobina prikazanih u poglavlju 3.3.1. Raspored ulazaka u pogon za slučaj izgradnje plinske elektrane prikazan je u sljedećoj tablici.

Tablica 7.48 Raspored ulaska u pogon elektrana EP HZHB za scenarij S2_HZHB_ALx2 za slučaj izgradnje plinske elektrane

Godina	HE	[MW]	TE	[MW]	VE [MW]
2009.	-		-		50
2010.	Mostarsko Blato, Male HE EP HZHB -Sliv T-M-T	80	-		50
2011.	-		-		50
2012.	Vrilo	52	-		50
2013.	Kablić	52			-
2015.	-		CCGT	580	50
2017.	-		-		50
2019.	Male HE EP HZHB - Sliv Lištice	7	-		-
2020.	Vrletna Kosa, Jajce II – proširenje (HE Ugar Ušće)	40	-		-
Ukupno na pragu	231		580		300
Ukupno na pragu	1161 [MW]				

U tablici 7.49 je prikazana bilanca proizvodnje/nabave električne energije za slučaj izgradnje TE Kongora, a u tablici 7.50 za slučaj izgradnje dva bloka plinske elektrane (2x300 MW).

Nakon ulaska u pogon drugog bloka, TE Kongora proizvodi oko 3000 GWh/god koliko je i projektirana proizvodnja ove elektrane. U vrijeme redovitog održavanja blokova potrebno je

osigurati uvoz električne energije. Na kraju razdoblja 50% potrošnje pokriva se proizvodnjom TE Kongora, a ostatak proizvodnjom hidroelektrana i vjetroelektrana.

Tablica 7.49. Bilanca proizvodnje/nabave električne energije za scenarij S2_HZHB_ALx2 u slučaju izgradnje TE Kongora

Godina	HE	TE	VE	Uvoz	Potrošnja
	[GWh]				
2008.	1568	0	0	2075	3643
2009.	1568	0	151	1990	3709
2010.	1862	0	302	1612	3776
2011.	1862	0	453	1532	3848
2012.	1954	0	604	3290	5849
2013.	2027	1809	604	1483	5923
2014.	2027	1809	604	1559	5999
2015.	2027	3143	756	152	6077
2016.	2027	3167	756	165	6115
2017.	2027	3090	907	129	6153
2018.	2027	3116	907	141	6191
2019.	2055	3121	907	146	6229
2020.	2178	3070	907	114	6268

U slučaju izgradnje plinske elektrane, zbog nešto veće instalirane snage u sustavu u odnosu na slučaj izgradnje TE Kongora, smanjene su potrebe za uvozom električne energije nakon 2015. godine. Osim toga u ovom slučaju moguće je od 2015. nadalje izvoziti oko 800 GWh/god.

Tablica 7.50. Bilanca proizvodnje/nabave električne energije za scenarij S2_HZHB_ALx2 u slučaju izgradnje plinske elektrane 2x300 MW

Godina	HE	TE	VE	Uvoz	Potrošnja	Mogući izvoz
	[GWh]					
2008.	1568	0	0	2075	3643	0
2009.	1568	0	151	1990	3709	0
2010.	1862	0	302	1612	3776	0
2011.	1862	0	453	1532	3848	0
2012.	1954	0	604	3290	5849	0
2013.	2027	0	604	3292	5923	0
2014.	2027	0	604	3368	5999	0
2015.	2027	3255	756	40	6077	857
2016.	2027	3291	756	41	6115	833
2017.	2027	3182	907	37	6153	899
2018.	2027	3219	907	38	6191	878
2019.	2055	3229	907	39	6229	867
2020.	2178	3150	907	34	6268	910

U tablici 7.51 prikazana je potrošnja ugljena i potrošnja prirodnog plina, kao i usporedba emisije ugljikovog dioksida za ove dvije opcije izgradnje (ugljen ili plin).

Tablica 7.51. Potrošnja ugljena/prirodnog plina i emisija CO₂ za scenarij S2_HZHB_ALx2

Godina	Izgradnja TE Kongora		Izgradnja TE na plin			
	Petrošnja ugljena	Emisija CO ₂	Bez izvoza		S izvozom	
			Petrošnja plina	Emisija CO ₂	Petrošnja plina	Emisija CO ₂
	milijun tona	milijun tona	tisuća m ³	milijun tona	tisuća m ³	milijun tona
2013.	2,3	1,7	0	0,00	0	0,00
2014.	2,3	1,7	0	0,00	0	0,00
2015.	4,0	2,9	630	1,20	796	1,51
2016.	4,0	2,9	637	1,21	799	1,52
2017.	3,9	2,9	616	1,17	790	1,50
2018.	3,9	2,9	623	1,18	793	1,51
2019.	3,9	2,9	625	1,19	793	1,51
2020.	3,9	2,8	610	1,16	786	1,49
Ukupno	28,1	20,6	3743	7,10	4759	9,03

U tablicama 7.52 i 7.53 i prikazani su nediskontirani troškovi pogona i izgradnje sustava, kao i vrijednost funkcije cilja za slučajeve izgradnje TE Kongora i plinske elektrane.

Tablica 7.52 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza EP HZHB za scenarij S2_HZHB_ALx2 za slučaj izgradnje TE Kongora

Godina	Trošak goriva	Trošak pogona i održavanja	Trošak izgradnje*	Trošak uvoza	Ukupni trošak
	milijuni EUR				
2008	0,0	6,3	116,0	114,1	236,4
2009	0,0	7,6	148,5	109,5	265,6
2010	0,0	9,5	198,1	88,7	296,3
2011	0,0	10,8	291,4	84,3	386,5
2012	0,0	12,5	201,8	180,9	395,2
2013	25,8	31,0	179,5	81,5	317,8
2014	25,8	31,0	145,0	85,7	287,5
2015	44,8	48,2	2,3	8,3	103,6
2016	45,1	48,3	61,3	9,1	163,8
2017	44,0	49,2	26,2	7,1	126,5
2018	44,4	49,3	33,8	7,8	135,3
2019	44,5	49,5	11,2	8,0	113,2
2020	43,7	49,5	0,0	6,3	99,5
Ukupno	318,1	402,7	1415,0	791,3	2927,1
Vrijednost funkcije cilja, milijuni EUR					
2020.	1844,0				
2030.	2154,8				

*Prikazani trošak uključuje i trošak izgradnje HE Mostarsko Blato.

Tablica 7.53 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza EP HZHB za scenarij S2_HZHB_ALx2 za slučaj izgradnje plinske elektrane

Godina	Trošak goriva	Trošak pogona i održavanja	Trošak izgradnje*	Trošak uvoza	Ukupni trošak
milijuni EUR					
2008	0,0	6,3	116,0	114,1	236,4
2009	0,0	7,6	129,9	109,5	247,0
2010	0,0	9,5	103,5	88,7	201,7
2011	0,0	10,8	113,6	84,3	208,7
2012	0,0	12,5	135,7	180,9	329,1
2013	0,0	13,0	306,8	181,0	500,8
2014	0,0	13,0	221,6	185,2	419,8
2015	158,2	34,7	2,3	2,2	197,4
2016	160,0	34,7	61,3	2,2	258,2
2017	154,6	35,9	26,2	2,0	218,7
2018	156,4	35,9	33,8	2,1	228,2
2019	157,0	36,1	11,2	2,1	206,4
2020	153,1	36,3	0,0	1,9	191,3
Ukupno	939,3	286,3	1262,0	956,2	3443,8
Vrijednost funkcije cilja, milijuni EUR					
2020.	2087,2				
2030.	2679,9				

*Prikazani trošak uključuje i trošak izgradnje HE Mostarsko Blato.

7.3.3. Scenarij S3_HZHB_REF

Scenarij S3_HZHB_REF predstavlja scenarij razvoja EP HZHB za scenarij potrošnje električne energije S3-s mjerama. Pretpostavljen je ulazak u pogon HE Vrilo i HE Kablič te HE Mostarsko Blato (u izgradnji i ulazi u pogon 2010.).

Tablica 7.54 prikazuje raspored ulazaka u pogon elektrana EP HZHB za scenarij S3_HZHB_REF. Snaga je prikazana na pragu elektrane.

Tablica 7.54 Raspored ulazaka u pogon elektrana EP HZHB za scenarij S3_HZHB_REF

Godina	HE	[MW]	TE	[MW]	VE [MW]
2009.	-		-		50
2010.	Mostarsko Blato, Male HE HZHB -Sliv T-M-T	80	-		50
2011.	Male HE HZHB - Sliv Lištice	7	-		50
2012.	Vrilo	52	-		
2013.	Kablič	52	Kongora 1	265	-
2014.	-		-		50
2016.	Vrletna Kosa	25	-		
2017.	Male HE HZHB - Sliv Gornje Cetine	13	-		-
2018.	Jajce II – proširenje (HE Ugar Ušće)	15	-		-
Ukupno na pragu	244		265		200
Ukupno na pragu	709 [MW]				

U scenariju S3_HZHB_REF osim HE Vrilo, HE Kablić i HE Mostarsko Blato u razdoblju od 2008. do 2020. godine u pogon ulaze još i male HE sliva Tihaljina-Mlade-Trebižat, male HE sliva Lištice te male HE sliva Gornje Cetine, hidroelektrane Vrletna Kosa i Ugar Ušće, jedan blok termoelektrane Kongora i ukupno 200 MW vjetroelektrana. Ukupno u pogon ulazi 709 MW (na pragu elektrana) što je za razliku od scenarija S2_HZHB_REF ukupno manje za oko 90 MW.

U tablici 7.55 prikazana je bilanca proizvodnje električne energije, te uvoz električne energije iz drugih sustava za razdoblje 2008. – 2020. godine.

Tablica 7.55 Bilanca proizvodnje/uvoza električne energije EP HZHB za scenarij S3_HZHB_REF

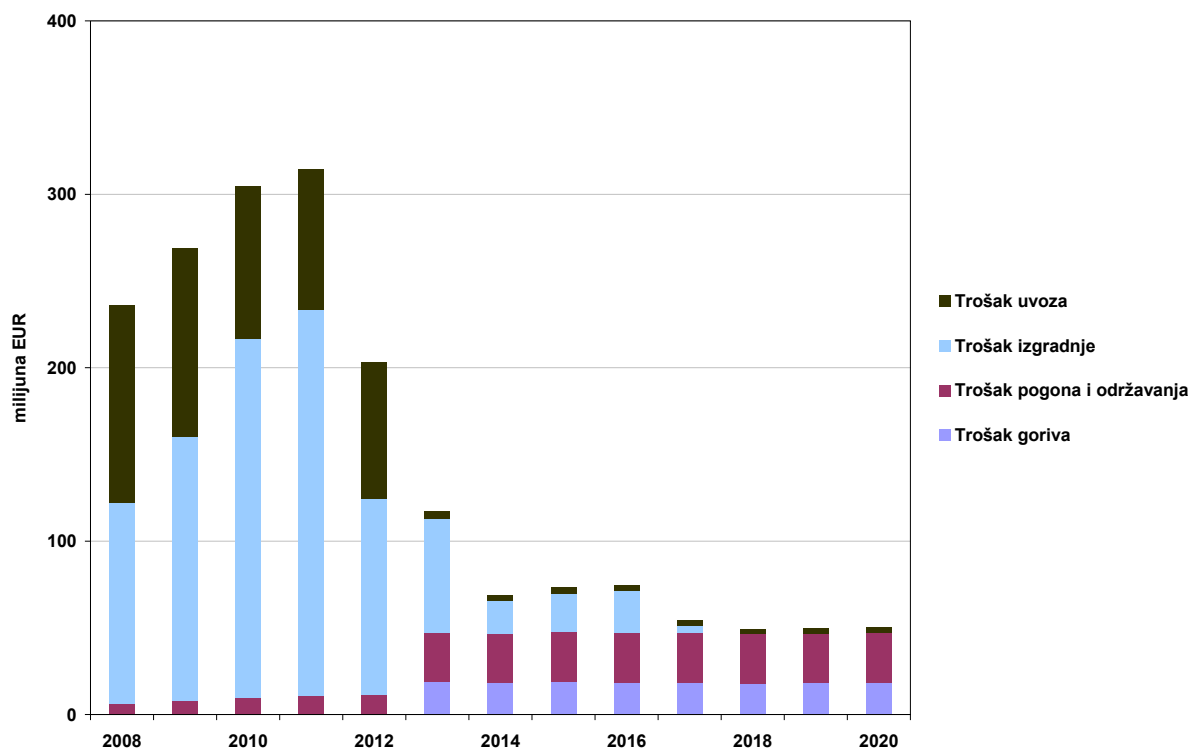
Godina	HE postojeće	HE nove	VE	TE Kongora	Ukupna proizvodnja	Potrošnja EP HZHB	Uvoz
[GWh]							
2008.	1568	0	0	0	1568	3633	2065
2009.	1568	0	151	0	1719	3696	1977
2010.	1568	295	302	0	2165	3760	1596
2011.	1568	322	453	0	2343	3815	1472
2012.	1568	414	453	0	2435	3871	1436
2013.	1568	487	453	1342	3867	3928	61
2014.	1568	487	604	1268	3934	3985	51
2015.	1568	487	604	1316	3988	4044	56
2016.	1568	550	604	1280	4013	4063	50
2017.	1568	581	604	1271	4034	4083	49
2018.	1568	641	602	1239	4059	4102	43
2019.	1568	641	602	1254	4077	4122	45
2020.	1568	641	603	1270	4095	4141	47

U tablici 7.56 i na slici 7.4 prikazani su nediskontirani troškovi goriva, troškovi pogona i održavanja, trošak izgradnje (s uključenim interkalarnim kamatama), trošak uvoza električne energije te ukupan godišnji trošak za scenarij S3_HZHB_REF za cijelo plansko razdoblje.

**Tablica 7.56 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza
EP HZHB za scenarij S3_HZHB_REF**

Godina	Trošak goriva	Trošak pogona i održavanja	Trošak izgradnje*	Trošak uvoza	Ukupni trošak
	milijuni EUR				
2008.	0	6,2	116,0	113,6	235,8
2009.	0	7,6	152,6	108,8	269,0
2010.	0	9,5	207,5	87,8	304,8
2011.	0	10,8	222,5	81,0	314,2
2012.	0	11,3	113,2	79,0	203,5
2013.	19,1	27,6	66,4	4,3	117,3
2014.	18,1	28,6	18,9	3,2	68,8
2015.	18,8	28,8	22,1	3,8	73,5
2016.	18,2	28,8	24,5	3,4	74,8
2017.	18,1	28,8	4,2	3,3	54,4
2018.	17,7	28,8	0,0	2,9	49,4
2019.	17,9	28,8	0,0	3,1	49,8
2020.	18,1	28,9	0,0	3,3	50,3
Ukupno	146,0	274,5	947,8	497,3	1865,6
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR					
2020.	1305,8				
2030.	1479,8				

*Prikazani trošak uključuje i trošak izgradnje HE Mostarsko Blato.



**Slika 7.4 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza
EP HZHB za scenarij S3_HZHB_REF**

Sa slike 7.4 vidi se da je i u scenariju S3_HZHB_REF najveći trošak upravo trošak izgradnje (u najvećoj mjeri zbog izgradnje TE Kongora). U prvim godinama velik je i trošak uvoza

električne energije (pretpostavljena cijena uvoza 55 EUR/MWh). U odnosu na scenarij S2_HZHB_REF ukupni troškovi su manji za 97,2 milijuna EUR.

U scenariju S3_HZHB_REF je također potreban uvoz električne energije (zbog nedostatka električne energije iz vlastitih proizvodnih kapaciteta). Uvoz se postupno smanjuje kako se povećava izgrađenost vlastitog sustava (nakon što se izgradi TE Kongora, uvoz je potreban samo u posebnim slučajevima, npr. redoviti remont).

Emisija ugljikovog dioksida (CO₂) 2020. godine je oko 1,2 milijuna tona. Ukupna emisija CO₂ u promatranom razdoblju iznosi oko 9,5 milijuna tona.

Ukupna potrošnja ugljena u termoelektrani Kongora u razdoblju od 2013. do 2020. godine iznosi oko 13,0 milijuna tona.

U razdoblju od 2013. do 2020. godine vrijeme iskorištenja maksimalne snage elektrane TE Kongora je 4650 sati godišnje. Uz pretpostavku iskorištenja maksimalne snage ove termoelektrane u trajanju od 7000 sati/god, moguć je pored zadovoljenja domaće potrošnje i izvoz električne energije od prosječno 560 GWh godišnje. U slučaju izvoza električne energije emisija CO₂ i potrošnja ugljena se povećavaju.

7.3.4. Scenarij S1_HZHB_REF

Scenarij S1_HZHB_REF predstavlja tzv. niži scenarij odnosno scenarij u kojem potrošnja električne energije raste manjom brzinom u odnosu na scenarij S2_HZHB_REF. Pretpostavljena je izgradnja HE Vrilo i HE Kablić te HE Mostarsko Blato (u izgradnji) koja ulazi u pogon 2010.

Tablica 7.57 prikazuje raspored ulazaka u pogon elektrana EP HZHB za scenarij S1_HZHB_REF. Prikazana snaga je na pragu elektrane.

Tablica 7.57 Raspored ulaska u pogon elektrana EP HZHB za scenarij S1_HZHB_REF

Godina	HE	[MW]	TE	[MW]	VE [MW]
2009.	-		-		50
2010.	Mostarsko blato, Male HE HZHB -Sliv T-M-T	80	-		50
2011.	-		-		50
2012.	Vrilo	52	-		-
2013.	Kablić	52	Kongora 1	265	-
2014.	-		-		50
2016.	-		-		50
2019.	-		-		50
Ukupno na pragu	184		265		300
Ukupno na pragu	749 [MW]				

U scenariju S1_HZHB_REF osim HE Vrilo, HE Kablić, HE Mostarsko Blato i male HE na slivu T-M-T u razdoblju od 2008. do 2020. godine u pogon ulazi i termoelektrana Kongora (jedan blok) i ukupno 300 MW vjetroelektrana. Ukupno u pogon ulazi 749 MW (snaga na pragu elektrana).

U tablici 7.58 prikazana je bilanca proizvodnje električne energije, te uvoz električne energije iz drugih sustava za razdoblje 2008. – 2020. godine.

Tablica 7.58 Bilanca proizvodnje/uvoza električne energije EP HZHB za scenarij S1_HZHB_REF

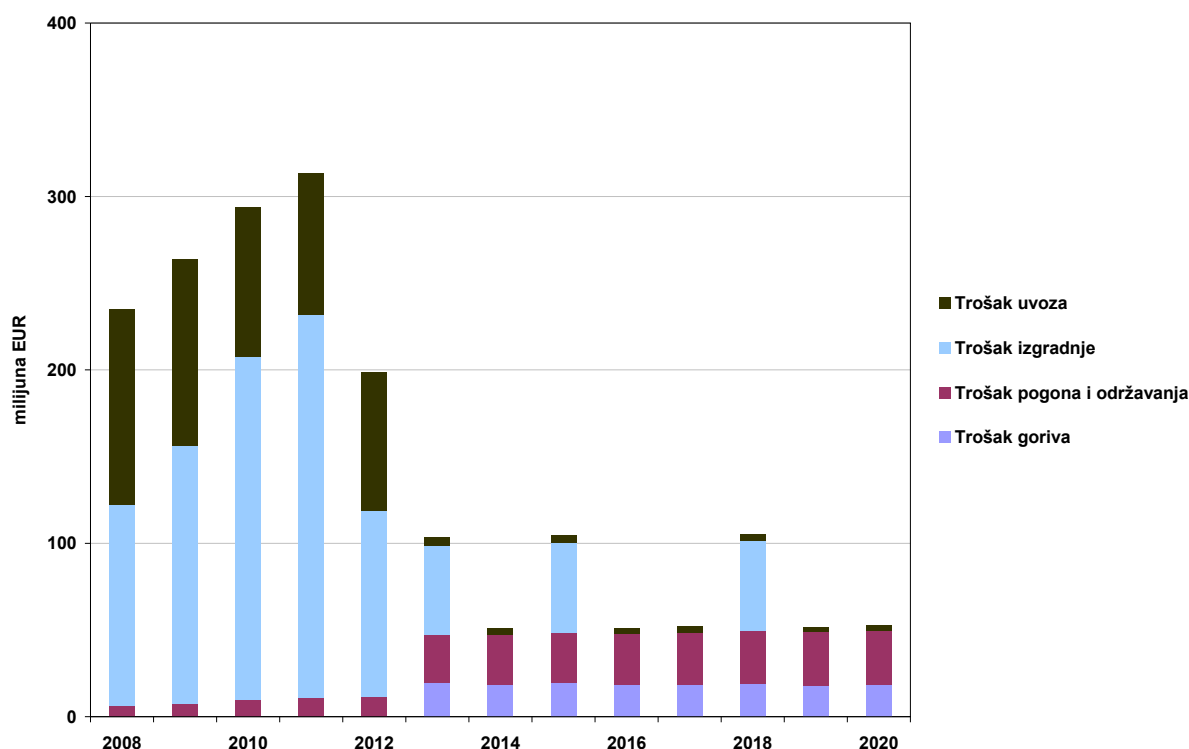
Godina	HE postojeće	HE nove	VE	TE Kongora	Ukupna proizvodnja	Potrošnja EP HZHB	Uvoz
[GWh]							
2008.	1568	0	0	0	1568	3617	2049
2009.	1568	0	151	0	1719	3674	1955
2010.	1568	295	302	0	2165	3732	1568
2011.	1568	295	453	0	2316	3798	1482
2012.	1568	387	453	0	2408	3865	1457
2013.	1568	460	453	1389	3870	3934	65
2014.	1568	460	604	1315	3947	4003	56
2015.	1568	460	604	1380	4012	4074	62
2016.	1568	460	756	1280	4063	4114	51
2017.	1568	460	756	1317	4099	4154	55
2018.	1568	460	756	1354	4137	4195	58
2019.	1568	460	907	1255	4189	4236	47
2020.	1568	460	907	1293	4227	4277	50

U tablici 7.59 i na slici 7.5 prikazani su nediskontirani troškovi goriva, troškovi pogona i održavanja, trošak izgradnje (s uključenim interkalarnim kamatama), trošak uvoza električne energije te ukupan godišnji trošak za scenarij S1_HZHB_REF za cijelo plansko razdoblje.

Tablica 7.59 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza EP HZHB za scenarij S1_HZHB_REF

Godina	Trošak goriva	O&M troškovi	Trošak izgradnje*	Trošak uvoza	Ukupni trošak
milijuni EUR					
2008.	0	6,3	116,0	112,7	235,0
2009.	0	7,6	148,5	107,6	263,6
2010.	0	9,6	198,1	86,2	293,9
2011.	0	10,9	221,1	81,5	313,5
2012.	0	11,2	107,2	80,2	198,6
2013.	19,5	27,7	51,7	4,6	103,5
2014.	18,6	28,6	0,0	3,6	50,8
2015.	19,4	29,0	51,7	4,3	104,4
2016.	18,1	29,8	0,0	3,1	51,0
2017.	18,6	30,0	0,0	3,5	52,1
2018.	19,1	30,2	51,7	4,0	105,0
2019.	17,8	31,1	0,0	2,8	51,7
2020.	18,3	31,2	0,0	3,2	52,7
Ukupno	149,4	283,2	946,0	497,3	1875,9
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR					
2020.	1309,3				
2030.	1504,0				

*Prikazani trošak uključuje i trošak izgradnje HE Mostarsko Blato.



**Slika 7.5 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza
EP HZHB za scenarij S1_HZHB_REF**

Sa slike 7.5 vidi se da je u ukupnom trošku najveći udio troška izgradnje. U prvim godinama velik je i trošak uvoza električne energije (pretpostavljena cijena uvoza 55 EUR/MWh).

U scenariju S1_HZHB_REF također je potreban uvoz električne energije do 2013. godine (zbog nedostatka električne energije iz vlastitih proizvodnih kapaciteta). Uvoz se postupno smanjuje kako se povećava izgrađenost vlastitog sustava (nakon što se izgradi TE Kongora – jedan blok, uvoz je potreban samo u posebnim slučajevima, npr. redoviti remont postrojenja).

Emisija ugljikovog dioksida (CO₂) 2020. godine je oko 1,2 milijuna tona. Ukupna emisija CO₂ u promatranom razdoblju iznosi oko 9,8 milijuna tona.

Ukupna potrošnja ugljena u termoelektrani Kongora u razdoblju od 2013. do 2020. godine iznosi oko 13,3 milijuna tona.

U razdoblju od 2013. do 2020. godine vrijeme iskorištenja maksimalne snage elektrane TE Kongora je oko 4750 sati godišnje. Uz pretpostavku iskorištenja maksimalne snage ove termoelektrane u trajanju od 7000 sati/god, moguće je pored zadovoljenja domaće potrošnje i izvoz električne energije u prosjeku oko 530 GWh godišnje. U slučaju izvoza električne energije emisija CO₂ i potrošnja ugljena se povećava.

7.3.5. Potrošnja ugljena

U tablici 7.60 prikazana je potrošnja ugljena u EP HZHB u tisućama tona za scenarije: S2_HZHB_REF, S2_HZHB_ALx2, S1_HZHB_REF i S3_HZHB_REF.

Tablica 7.60 Potrošnja ugljena u EP HZHB za tri referentna scenarija

Godina	S2_HZHB_REF	S2_HZHB_ALx2	S3_HZHB_REF	S1_HZHB_REF
	000 tona			
2008.	0	0	0	0
2009.	0	0	0	0
2010.	0	0	0	0
2011.	0	0	0	0
2012.	0	0	0	0
2013.	1650	2279	1712	1750
2014.	1739	2279	1607	1657
2015.	1655	3960	1674	1739
2016.	1699	3991	1627	1613
2017.	1570	3894	1615	1659
2018.	1614	3926	1574	1707
2019.	1627	3933	1595	1581
2020.	1541	3868	1617	1629
Ukupno	13094	28132	13021	13336

7.3.6. Mogućnosti izvoza

U tablici 7.61 prikazane su mogućnosti izvoza za scenarije razvoja S2_HZHB_REF, S2_HZHB_ALx2, S3_HZHB_REF i S1_HZHB_REF.

Tablica 7.61 Mogućnosti izvoza u EP HZHB za sve scenarije

Godina	S2_HZHB_REF	S2_HZHB_ALx2*	S3_HZHB_REF	S1_HZHB_REF
	GWh			
2008.	0	0	0	0
2009.	0	0	0	0
2010.	0	0	0	0
2011.	0	0	0	0
2012.	0	0	0	0
2013.	546	46	496	466
2014.	475	46	580	540
2015.	542	567	527	475
2016.	507	543	564	575
2017.	609	620	573	538
2018.	574	594	606	501
2019.	564	589	589	600
2020.	632	640	572	563
Prosjek	556	592*	563	532

*- prosjek za opciju izgradnje TE Kongora za razdoblje od 2015. do 2020. godine

8. REZULTATI SCENARIJA IZGRADNJE PROIZVODNIH KAPACITETA ZA REPUBLIKU SRPSKU

8.1. Scenariji razvoja RS

U nastavku su prikazani rezultati simulacija razvoja proizvodnih kapaciteta u RS, kao i planovi izgradnje za Elektroprivredu RS. S obzirom na pojedine privatne projekte, planovi RS i ERS se ne moraju nužno poklapati. Scenariji izgradnje prikazani su do 2020. godine za tri pretpostavljena scenarija razvoja potrošnje električne energije: S2 - referentni scenarij, S1 - scenarij niže potrošnje i S3 - scenarij s mjerama.

U okviru scenarija referentne potrošnje S2 razmatrana su tri moguća scenarija razvoja kapaciteta za proizvodnju električne energije:

- S2_RS_REF – plan izgradnje na razini RS. Pretpostavljena je slobodna izgradnja svih elektrana kandidata, uvažavajući najranije moguće godine ulaska u pogon,
- S2_RS_Stanari – pretpostavljen je fiksirani ulazak u pogon TE Stanari u 2013. godini.
- S2_RS_IZVOZ – pretpostavljen je fiksirani ulazak u pogon TE Stanari u 2013. godini i TE Gacko 2 (jedan blok) u 2015. godini za potrebe povećanja izvoza električne energije.
- S2_ERS_REF – u ovom scenariju se promatra potreba izgradnje elektrana za ERS, tj. pretpostavka je da TE Stanari proizvode samo za izvoz.

U okviru scenarija S3 i S1 razmatran je po jedan scenarij razvoja:

- S3_RS_REF – predstavlja scenarij potrošnje električne energije s mjerama. Pretpostavljena je slobodna izgradnja svih elektrana kandidata, uvažavajući najranije moguće godine ulaska u pogon.
- S1_RS_REF – predstavlja tzv. niži scenarij potrošnje električne energije. Promatra se konkurencija svih elektrana kandidata za izgradnju.

U svim scenarijima pretpostavljen je isti raspored revitalizacije postojećih termoelektrana.

8.1.1. Scenarij S2_RS_REF

U referentnom scenariju pretpostavljena je slobodna izgradnja elektrana uvažavajući najranije moguće godine ulaska u pogon pojedinih kandidata. Ovaj scenarij je optimalni scenarij izgradnje, bez obzira na planove pojedinih subjekata o ulascima u pogon pojedinih elektrana (npr. očekivani ulazak u pogon TE Stanari u 2013. godini koji je obrađen kasnije).

Tablica 8.1 prikazuje raspored ulaska u pogon elektrana za scenarij S2_RS_REF.

Tablica 8.1 Raspored ulaska u pogon elektrana u RS za scenarij S2_RS_REF

Godina	HE	[MW]	TE	[MW]
2013.	Buk Bijela	132		
2014.	Male HE RS	84,8		
2016.	Foča	56		
2017.	-		Stanari	389
Ukupno na pragu	272,8		389	
Ukupno na pragu	661,8 [MW]			

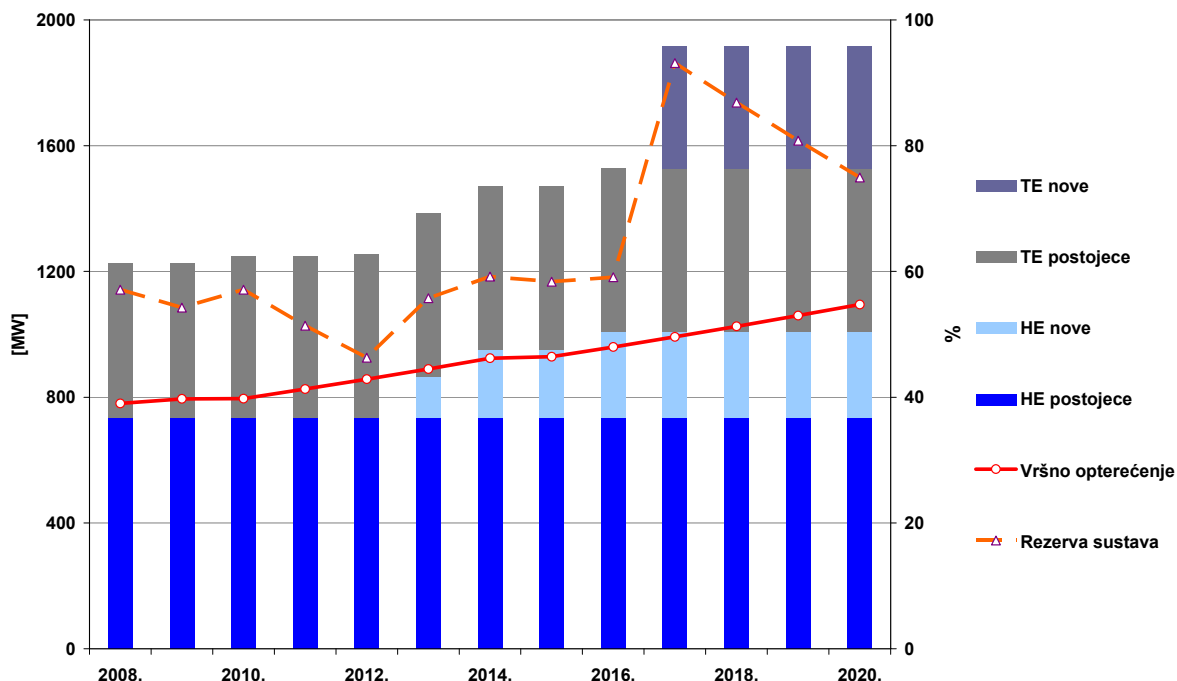
Do 2015. godine u pogon ulaze HE Buk Bijela i male HE, a do 2020. HE Foča i TE Stanari. Ukupna snaga novih elektrana je 661,8 MW.

S obzirom na stanje aktivnosti na projektu HE Buk Bijela 2013. godina kao godina ulaska u pogon je optimistično postavljena.

U tablici 8.2 i na slici 8.1 prikazani su ukupni proizvodni kapaciteti po godinama, vršno opterećenje u sustavu te rezerva u elektroenergetskom sustavu RS. Udio hidroelektrana u ukupnoj snazi elektrana na početku promatranog razdoblja iznosi 60%, a na kraju razdoblja opada na 53%.

Tablica 8.2 Snaga na pragu (postojeće s revitalizacijom i nove elektrane), vršno opterećenje i rezerva u elektroenergetskom sustavu RS za scenarij S2_RS_REF

Godina	HE		TE		Ukupna snaga na pragu	Vršno opterećenje	Rezerva
	postojeće	nove	postojeće	nove			
	[MW]						
2008.	735	0	491	0	1226	780	57,1
2009.	735	0	491	0	1226	795	54,3
2010.	735	0	515	0	1250	796	57,1
2011.	735	0	515	0	1250	826	51,4
2012.	735	0	519	0	1254	857	46,3
2013.	735	132	519	0	1386	890	55,7
2014.	735	217	519	0	1471	924	59,2
2015.	735	217	519	0	1471	929	58,4
2016.	735	273	519	0	1527	960	59,1
2017.	735	273	519	389	1916	992	93,1
2018.	735	273	519	389	1916	1025	86,9
2019.	735	273	519	389	1916	1060	80,8
2020.	735	273	519	389	1916	1095	74,9



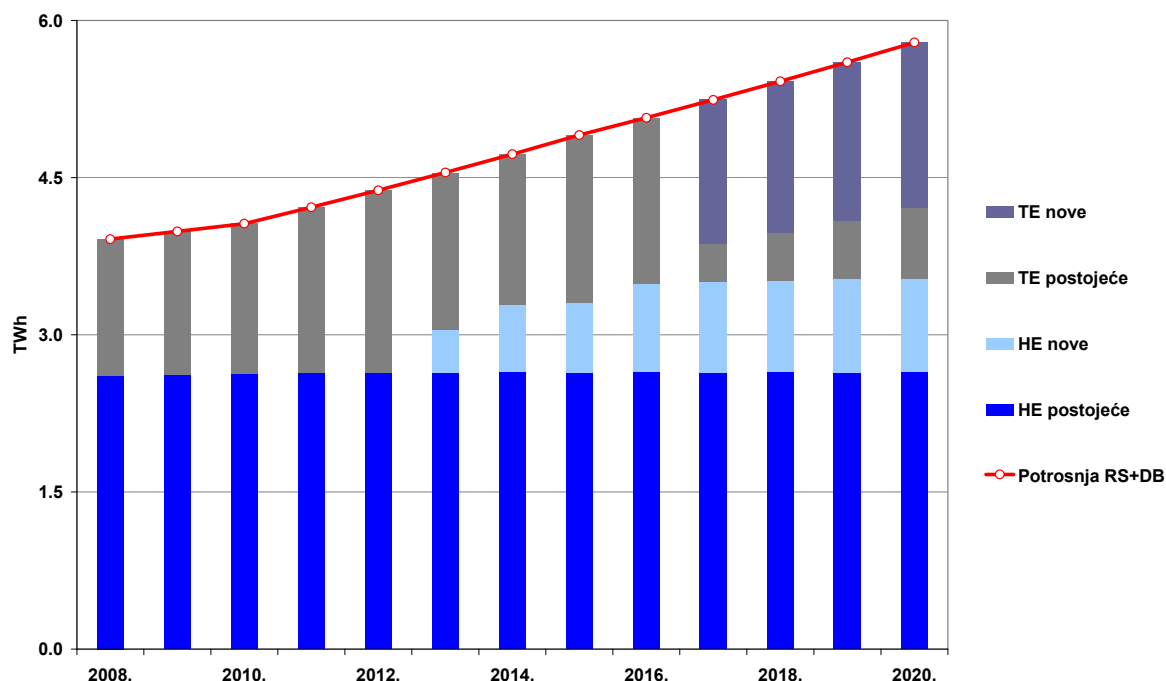
Slika 8.1 Snaga na pragu (postojeće s revitalizacijom i nove elektrane), vršno opterećenje i rezerva u elektroenergetskom sustavu RS za scenarij S2_RS_REF

Na početku razdoblja rezerva u sustavu je 57%, a na kraju razdoblja se povećava na 75%.

U tablici 8.3 i na slici 8.2 prikazana je bilanca proizvodnje električne energije u RS za scenarij S2_RS_REF. Potrebno je istaknuti da ulaskom u pogon novog bloka Stanari u 2017. godini postojeći blokovi Gacko 1 i Ugljevik 1 značajno smanjuju proizvodnju, s obzirom na povoljnije karakteristike novog bloka. Uz pretpostavku da su ulazni podaci o postojećim blokovima točni (osobito se to odnosi na fiksne i varijabilne troškove pogona i održavanja), ovakav rezultat i raspored izgradnje ukazuje na upitnost ekonomske opravdanosti daljnjeg korištenja postojećih blokova.

Tablica 8.3 Bilanca proizvodnje/uvoza električne energije u RS za scenarij S2_RS_REF

Godina	HE postojeće	HE nove	TE postojeće	TE nove	Potrošnja RS i DB	Mogući izvoz
[GWh]						
2008.	2615	0	1298	0	3913	1707
2009.	2621	0	1366	0	3987	1587
2010.	2628	0	1434	0	4061	1675
2011.	2637	0	1580	0	4217	1540
2012.	2642	0	1738	0	4379	1383
2013.	2642	404	1497	0	4548	1619
2014.	2642	647	1435	0	4724	1680
2015.	2642	666	1599	0	4907	1518
2016.	2642	848	1581	0	5072	1535
2017.	2642	863	362	1376	5243	3988
2018.	2642	876	458	1443	5419	3888
2019.	2642	890	554	1516	5602	3745
2020.	2642	896	669	1583	5791	3580



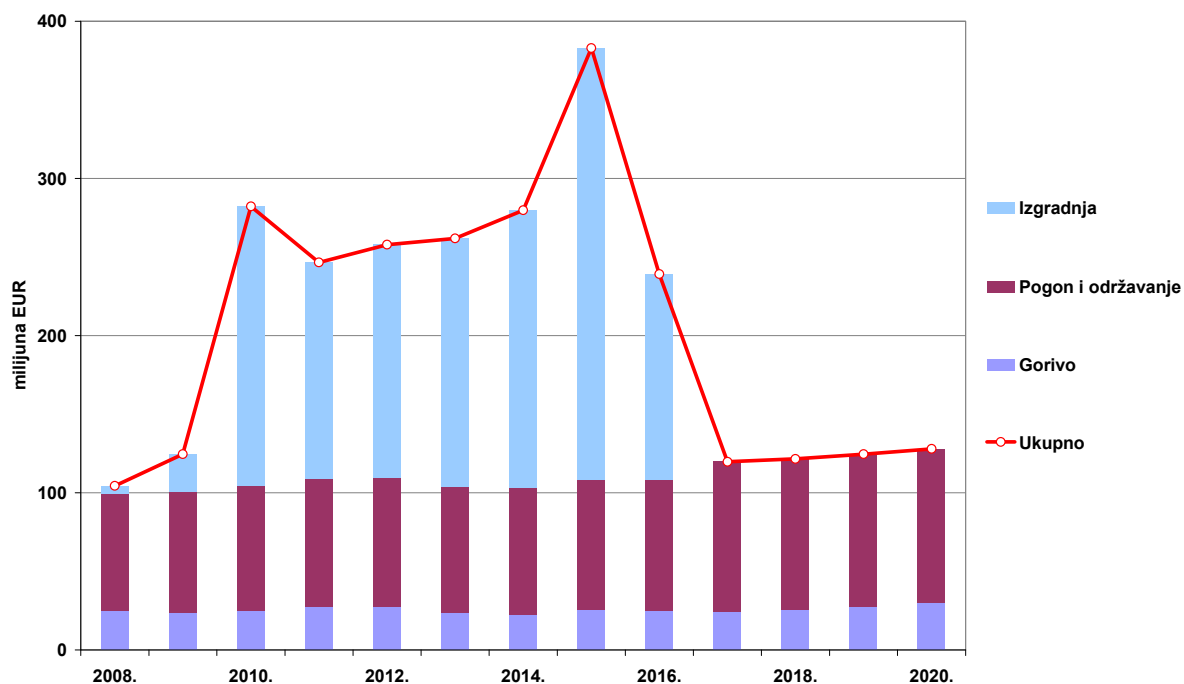
Slika 8.2 Bilanca proizvodnje/uvoza električne energije u RS za scenarij S2_RS_REF

U slučaju godišnjeg rada postojećih/revitaliziranih termoelektrana od 6000 sati s maksimalnom snagom, odnosno novih termoelektrana 7000 sati, postoji mogućnost prosječnog godišnjeg izvoza od oko 2250 GWh.

U tablici 8.4 i na slici 8.3 prikazana je struktura troškova i vrijednost funkcije cilja za scenarij S2_RS_REF. U troškove su uključeni i troškovi revitalizacije prema pretpostavljenim investicijama i rasporedu revitalizacija u poglavlju 3.2.

Tablica 8.4 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza u RS za scenarij S2_RS_REF

Godina	Trošak goriva	Trošak pogona i održavanja	Trošak izgradnje	Ukupni trošak
	milijuni EUR			
2008.	24,6	74,9	4,8	104,3
2009.	23,9	76,7	23,9	124,5
2010.	24,8	79,8	177,6	282,2
2011.	27,5	81,1	138,0	246,6
2012.	27,8	81,7	148,3	257,8
2013.	23,6	80,4	157,8	261,8
2014.	22,6	80,6	176,6	279,8
2015.	25,4	82,7	275,0	383,1
2016.	25,1	83,0	131,1	239,2
2017.	24,1	95,6	0,0	119,7
2018.	25,5	96,1	0,0	121,6
2019.	27,5	97,0	0,0	124,5
2020.	29,9	98,0	0,0	127,9
Ukupno	332,3	1107,6	1233,1	2673,0
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR				
2020.	1493,8			
2030.	1961,1			



Slika 8.3 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza u RS za scenarij S2_RS_REF

U tablici 8.5 prikazana je potrošnja ugljena i emisija CO₂ za slučaj bez izvoza (proizvodnja samo za kupce u RS, uključujući i Distrikt Brčko) i za slučaj s izvozom (prodaja električne energije i u druge sustave).

Tablica 8.5. Potrošnja ugljena i emisija CO₂ za RS u scenariju S2_RS_REF

Godina	Potrošnja ugljena		Emisija CO ₂	
	milijuni tona		milijuni tona	
	Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom
2008.	1,68	3,79	1,4	3,3
2009.	1,81	3,79	1,5	3,3
2010.	1,85	3,82	1,5	3,3
2011.	2,01	3,82	1,7	3,3
2012.	2,15	3,68	1,8	3,2
2013.	1,88	3,68	1,6	3,2
2014.	1,81	3,68	1,5	3,2
2015.	1,98	3,68	1,7	3,2
2016.	1,95	3,68	1,6	3,2
2017.	1,87	6,18	1,6	5,4
2018.	1,97	6,18	1,7	5,4
2019.	2,12	6,18	1,9	5,4
2020.	2,30	6,18	2,0	5,4
Ukupno	25,4	58,3	21,5	50,9

8.1.2. Scenarij S2_RS_Stanari

U scenariju S2_RS_Stanari pretpostavljen je ulazak u pogon TE Stanari (389 MW, snaga na pragu) u 2013. godini u skladu s planovima investitora (EFT). Izgradnja ostalih elektrana je optimizirana, uvažavajući najranije moguće godine njihova ulaska u pogon. Prema rezultatima simulacija do kraja razdoblja ulazi HE Buk Bijela. Ukupna snaga na pragu novih elektrana je 521 MW.

Troškovi pogona i izgradnje prikazani su u tablici 8.6, a u tablici 8.5 dana je potrošnja ugljena za slučaj s izvozom i bez izvoza. U ovom scenariju mogućnosti izvoza su u prosjeku oko 2800 GWh/god.

Tablica 8.6 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza u RS za scenarij S2_RS_Stanari

Godina	Trošak goriva	Trošak pogona i održavanja	Trošak izgradnje	Ukupni trošak
	milijuni EUR			
2008.	24,6	74,9	4,8	104,3
2009.	23,9	76,7	50,0	150,6
2010.	24,8	79,8	310,5	415,1
2011.	27,5	81,1	390,2	498,8
2012.	27,8	81,7	226,7	336,2
2013.	24,4	94,8	0,0	119,2
2014.	25,4	95,1	0,0	120,5
2015.	26,1	95,3	0,0	121,4
2016.	27,2	95,7	0,0	122,9
2017.	28,7	96,3	0,0	125,0
2018.	31,0	97,1	0,0	128,1
2019.	33,3	98,1	0,0	131,4
2020.	36,1	99,1	0,0	135,2
Ukupno	360,8	1165,7	982,3	2508,8
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR				
2020.	1525,9			
2030.	2021,5			

Tablica 8.7. Potrošnja ugljena i emisija CO₂ za RS u scenariju S2_RS_Stanari

Godina	Potrošnja ugljena		Emisija CO ₂	
	milijuni tona		milijuni tona	
	Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom
2008.	1,68	3,79	1,4	3,3
2009.	1,81	3,79	1,5	3,3
2010.	1,85	3,82	1,5	3,3
2011.	2,01	3,82	1,7	3,3
2012.	2,15	3,68	1,8	3,2
2013.	1,89	6,18	1,7	5,4
2014.	1,96	6,18	1,7	5,4
2015.	2,01	6,18	1,8	5,4
2016.	2,10	6,18	1,8	5,4
2017.	2,22	6,18	1,9	5,4
2018.	2,39	6,18	2,1	5,4
2019.	2,58	6,18	2,2	5,4
2020.	2,79	6,18	2,4	5,4
Ukupno	27,4	68,3	23,6	59,9

8.1.3. Scenarij S2_RS_IZVOZ

Pretpostavljen je fiksirani ulazak u pogon TE Stanari u 2013. godini i povećanje izvoza električne energije od 2015. godine. Zbog toga u pogon ulazi TE Gacko 2 (jedan blok) u 2015. godini.

U tablicama 8.8 i 8.9 prikazani su troškovi, potrošnja ugljena i emisija CO₂ za ovaj scenarij. U ovom scenariju mogućnosti izvoza električne energije su u prosjeku 3600 GWh/god.

Tablica 8.8 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza u RS za scenarij S2_RS_IZVOZ

Godina	Trošak goriva	Trošak pogona i održavanja	Trošak izgradnje	Ukupni trošak
	milijuni EUR			
2008.	24,6	74,9	4,8	104,3
2009.	23,9	76,7	23,9	124,5
2010.	24,8	79,8	177,6	282,2
2011.	27,5	81,1	138,0	246,6
2012.	27,8	81,7	148,3	257,8
2013.	23,6	80,4	157,8	261,8
2014.	22,6	80,6	176,6	279,8
2015.	25,4	82,7	275,0	383,1
2016.	25,1	83,0	131,1	239,2
2017.	24,1	95,6	0,0	119,7
2018.	25,5	96,1	0,0	121,6
2019.	27,5	97,0	0,0	124,5
2020.	29,9	98,0	0,0	127,9
Ukupno	332,3	1107,6	1233,1	2673,0
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR				
2020.	1493,8			
2030.	1961,1			

Tablica 8.9. Potrošnja ugljena i emisija CO₂ za RS u scenariju S2_RS_IZVOZ

Godina	Potrošnja ugljena		Emisija CO ₂	
	milijuni tona		milijuni tona	
	Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom
2008.	1,68	3,79	1,4	3,3
2009.	1,81	3,79	1,5	3,3
2010.	1,85	3,82	1,5	3,3
2011.	2,01	3,82	1,7	3,3
2012.	2,15	3,68	1,8	3,2
2013.	1,94	6,18	1,7	5,4
2014.	2,12	6,18	1,9	5,4
2015.	2,34	8,51	2,0	7,3
2016.	2,47	8,51	2,1	7,3
2017.	2,67	8,51	2,3	7,3
2018.	2,88	8,51	2,5	7,3
2019.	3,10	8,51	2,6	7,3
2020.	3,32	8,51	2,8	7,3
Ukupno	30,3	82,3	25,9	71,1

8.1.4. Scenarij S2_ERS_REF

U ovom scenariju promatra se potreba izgradnje elektrana za potrebe ERS, tj. pretpostavka je da TE Stanari proizvode samo za izvoz. Drugim riječima, bez obzira na projekt TE Stanari ERS gradi vlastite elektrane. Raspored ulazaka u pogon za ovaj scenarij prikazan je u tablici 8.10.

Tablica 8.10 Raspored ulaska u pogon elektrana u ERS za scenarij S2_ERS_REF

Godina	HE	[MW]	TE	[MW]
2013.	Buk Bijela	132		
2014.	Male HE RS	84,8		
2016.	Foča	56		
2017.	-		Ugljevik 2	380
Ukupno na pragu	272,8		380	
Ukupno na pragu	652,8 [MW]			

Raspored ulazak isti je kao i u scenariju S2_RS_REF, s razlikom da umjesto TE Stanari u pogon ulazi TE Ugljevik 2 (380 MW). U tablici 8.11 prikazana je bilanca proizvodnje električne energije. Prema ovom scenariju moguć je izvoz u prosjeku oko 2250 GWh/god. U tablici 8.12 prikazana je potrošnja ugljena i emisije ugljikovog dioksida (bez podataka za TE Stanari).

S obzirom na stanje aktivnosti na projektu HE Buk Bijela 2013. godina kao godina ulaska u pogon je optimistično postavljena.

Tablica 8.11 Bilanca proizvodnje/uvoza električne energije u ERS za scenarij S2_RS_REF

Godina	HE postojeće	HE nove	TE postojeće	TE nove	Potrošnja RS i DB	Mogući izvoz
	[GWh]					
2008.	2615	0	1298	0	3913	1707
2009.	2621	0	1366	0	3987	1587
2010.	2628	0	1434	0	4061	1675
2011.	2637	0	1580	0	4217	1540
2012.	2642	0	1738	0	4379	1383
2013.	2642	404	1497	0	4548	1619
2014.	2642	647	1435	0	4724	1680
2015.	2642	666	1599	0	4907	1518
2016.	2642	848	1581	0	5072	1535
2017.	2642	863	1114	624	5243	3954
2018.	2642	876	1209	692	5419	3841
2019.	2642	890	1283	787	5602	3691
2020.	2642	896	1363	889	5791	3520

Tablica 8.12. Potrošnja ugljena i emisija CO₂ za RS u scenariju S2_RS_REF

Godina	Potrošnja ugljena		Emisija CO ₂	
	milijuni tona		milijuni tona	
	Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom
2008.	1,68	3,79	1,4	3,3
2009.	1,81	3,79	1,5	3,3
2010.	1,85	3,82	1,5	3,3
2011.	2,01	3,82	1,7	3,3
2012.	2,15	3,68	1,8	3,2
2013.	1,88	3,68	1,6	3,2
2014.	1,81	3,68	1,5	3,2
2015.	1,98	3,68	1,7	3,2
2016.	1,95	3,68	1,6	3,2
2017.	1,56	3,68	1,8	5,4
2018.	1,61	3,68	1,9	5,4
2019.	1,68	3,68	2,0	5,4
2020.	1,76	3,68	2,2	5,4
Ukupno	23,7	48,3	22,1	50,9

U tablici 8.13 i prikazana je struktura troškova i vrijednost funkcije cilja za scenarij S2_RS_REF. U troškove su uključeni i troškovi revitalizacije prema pretpostavljenim investicijama i rasporedu revitalizacija prikazanim u poglavlju 3.2.

Tablica 8.13 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza u RS za scenarij S2_RS_REF

Godina	Trošak goriva	Trošak pogona i održavanja	Trošak izgradnje	Ukupni trošak
	milijuni EUR			
2008.	24,6	74,9	4,8	104,3
2009.	23,9	76,7	23,9	124,5
2010.	24,8	79,8	177,6	282,2
2011.	27,5	81,1	138,0	246,6
2012.	27,8	81,7	148,3	257,8
2013.	23,6	80,4	157,6	261,6
2014.	22,6	80,6	175,6	278,8
2015.	25,4	82,7	273,1	381,2
2016.	25,1	83,0	130,1	238,2
2017.	27,6	94,6	0,0	122,2
2018.	29,3	95,2	0,0	124,5
2019.	31,6	96,2	0,0	127,8
2020.	34,3	97,3	0,0	131,6
Ukupno	348,1	1104,2	1229,1	2681,4
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR				
2020.	1497,8			
2030.	1993,1			

8.1.5. Scenarij S3_RS_REF

Scenarij S3_RS_REF predstavlja scenarij potrošnje električne energije s mjerama. Promatra se konkurencija svih elektrana kandidata za izgradnju. Raspored revitalizacije isti je kao i u scenariju S2_RS_REF.

U tablici 7.35 prikazan je raspored ulaska u pogon elektrana kandidata za izgradnju ERS za scenarij S3_RS_REF.

Tablica 8.14 Raspored ulaska u pogon elektrana ERS za scenarij S3_RS_REF

Godina	Objekt	[MW]
2013.	Buk Bijela	132
2014.	Foča	56
2017.	Stanari	389
Ukupno na pragu	577 [MW]	

U scenariju S3_RS_REF u promatranom razdoblju u pogon 2013. godine ulazi HE Buk Bijela, zatim 2014. HE Foča i 2017. TE Stanari, tj. u odnosu na scenarij S2_RS_REF ne ulaze u pogon male HE.

S obzirom na stanje aktivnosti na projektu HE Buk Bijela 2013. godina kao godina ulaska u pogon je optimistično postavljena.

U tablici 8.15 prikazana je bilanca proizvodnje i nabave električne energije u RS za scenarij S3_RS_REF. Prema ovom scenariju moguć je izvoz električne energije u prosjeku 2250 GWh/god.

Tablica 8.15 Bilanca proizvodnje/uvoza električne energije u RS za scenarij S3_RS_REF

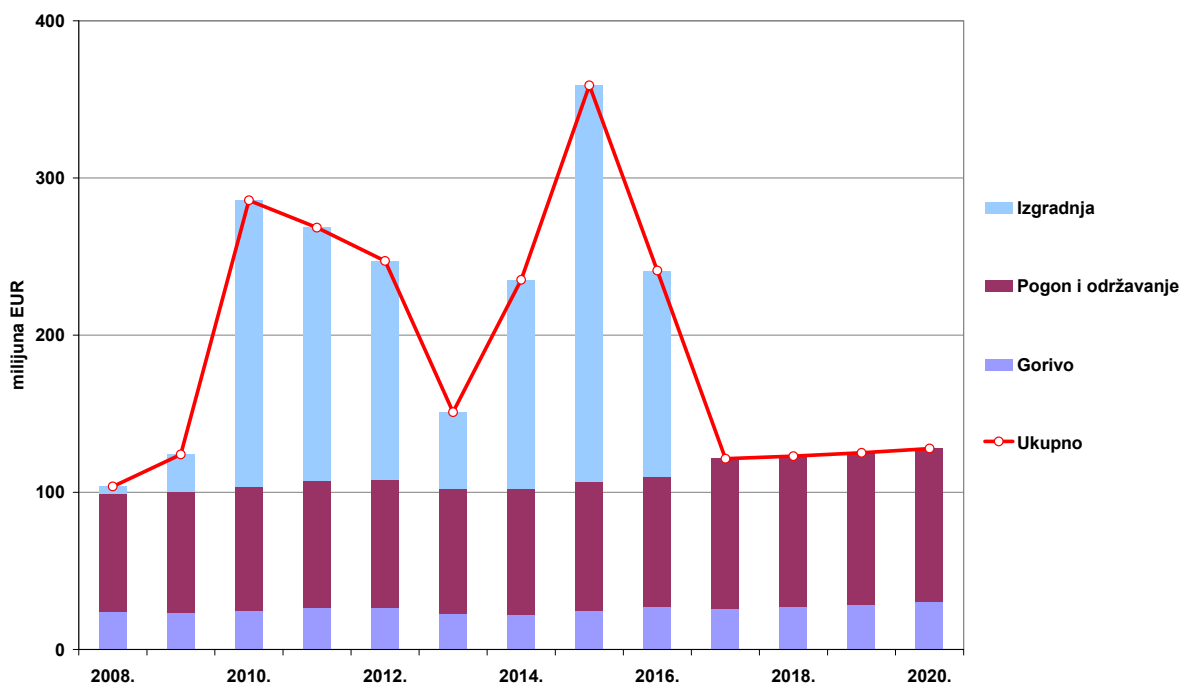
Godina	HE postojeće	HE nove	TE postojeće	TE nove	Ukupna proizvodnja	Potrošnja RS i DB	Mogući izvoz
	[GWh]						
2008.	2614	0	1300	0	3895	3895	1721
2009.	2619	0	1343	0	3823	3962	1609
2010.	2625	0	1405	0	4030	4030	1701
2011.	2636	0	1537	0	4063	4172	1581
2012.	2640	0	1679	0	4320	4320	1438
2013.	2640	400	1427	0	4472	4472	1687
2014.	2640	581	1409	0	4631	4631	1706
2015.	2640	603	1552	0	4795	4795	1563
2016.	2640	614	1686	0	4940	4940	1431
2017.	2640	625	354	1469	5089	5089	3864
2018.	2640	636	455	1511	5242	5242	3779
2019.	2640	641	554	1566	5400	5400	3670
2020.	2640	645	662	1616	5563	5563	3542

U tablici 8.16 i na slici 8.4 prikazani su nediskontirani troškovi goriva, troškovi pogona i održavanja, trošak izgradnje (s uključenim interkalarnim kamatama), trošak uvoza električne energije te ukupan godišnji trošak za scenarij S3_RS_REF za cijelo plansko razdoblje. Prikazana je i vrijednost funkcije cilja.

Tablica 8.16 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza ERS za scenarij S3_RS_REF

Godina	Trošak goriva	Trošak pogona i održavanja	Trošak izgradnje*	Ukupni trošak
	milijuni EUR			
2008.	24,2	74,7	4,8	103,7
2009.	23,6	76,5	23,9	124,0
2010.	24,2	79,5	182,1	285,8
2011.	26,7	80,7	161,0	268,4
2012.	26,7	81,1	139,4	247,2
2013.	22,5	79,7	48,8	151,0
2014.	22,2	80,1	132,9	235,2
2015.	24,7	82,0	252,2	358,9
2016.	26,8	83,2	131,1	241,1
2017.	25,8	95,6	0,0	121,4
2018.	27,0	96,0	0,0	123,0
2019.	28,5	96,6	0,0	125,1
2020.	30,4	97,4	0,0	127,8
Ukupno	333,3	1103,1	1076,3	2512,7
Vrijednost funkcije cilja– milijun EUR				
2020.	1413,9			
2030.	1868,0			

* U trošak izgradnje je uključen trošak revitalizacije



Slika 8.4 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza ERS za scenarij S3_RS_REF

U tablici 8.17 prikazana je potrošnja ugljena i emisija CO₂ za ovaj scenarij za slučajeve bez izvoza i s izvozom.

Tablica 8.17. Potrošnja ugljena i emisija CO₂ za RS u scenariju S3_RS_REF

Godina	Potrošnja ugljena		Emisija CO ₂	
	milijuni tona		milijuni tona	
	Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom
2008.	1,67	3,79	1,4	3,3
2009.	1,78	3,79	1,5	3,3
2010.	1,82	3,82	1,5	3,3
2011.	1,96	3,82	1,6	3,3
2012.	2,09	3,68	1,7	3,2
2013.	1,80	3,68	1,5	3,2
2014.	1,78	3,68	1,5	3,2
2015.	1,92	3,68	1,6	3,2
2016.	2,07	3,68	1,7	3,2
2017.	1,99	6,18	1,7	5,4
2018.	2,08	6,18	1,8	5,4
2019.	2,20	6,18	1,9	5,4
2020.	2,34	6,18	2,0	5,4
Ukupno	25,5	58,3	21,6	50,9

8.1.6. Scenarij S1_RS_REF

Scenarij S1_RS_REF predstavlja tzv. niži scenarij odnosno scenarij u kojem potrošnja električne energije raste manjom brzinom u odnosu na scenarij S2_RS_REF. Promatra se konkurencija elektrana kandidata za izgradnju.

U tablici 8.18 prikazan je raspored ulaska u pogon elektrana kandidata za izgradnju ERS za scenarij S1_RS_REF.

Tablica 8.18 Raspored ulaska u pogon elektrana u RS za scenarij S1_RS_REF

Godina	HE	[MW]
2015.	Male HE	42,4
2016.	Male HE	42,4
2017.	Male HE	42,4
2018.	Buk Bijela	132
Ukupno na pragu		56
Ukupno na pragu	259,2 [MW]	

U scenariju S1_RS_REF u razdoblju od 2008.-2020. godine u pogon ulazi nekoliko malih HE Buk Bijela u razdoblju od 2015. do 2020. godine.

U tablici 8.19 prikazana je bilanca proizvodnje i nabave električne energije u RS za scenarij S1_RS_REF. Prema ovom scenariju moguć je izvoz u prosjeku oko 1600 GWh/god.

Tablica 8.19 Bilanca proizvodnje/uvoza električne energije u RS za scenarij S1_RS_REF

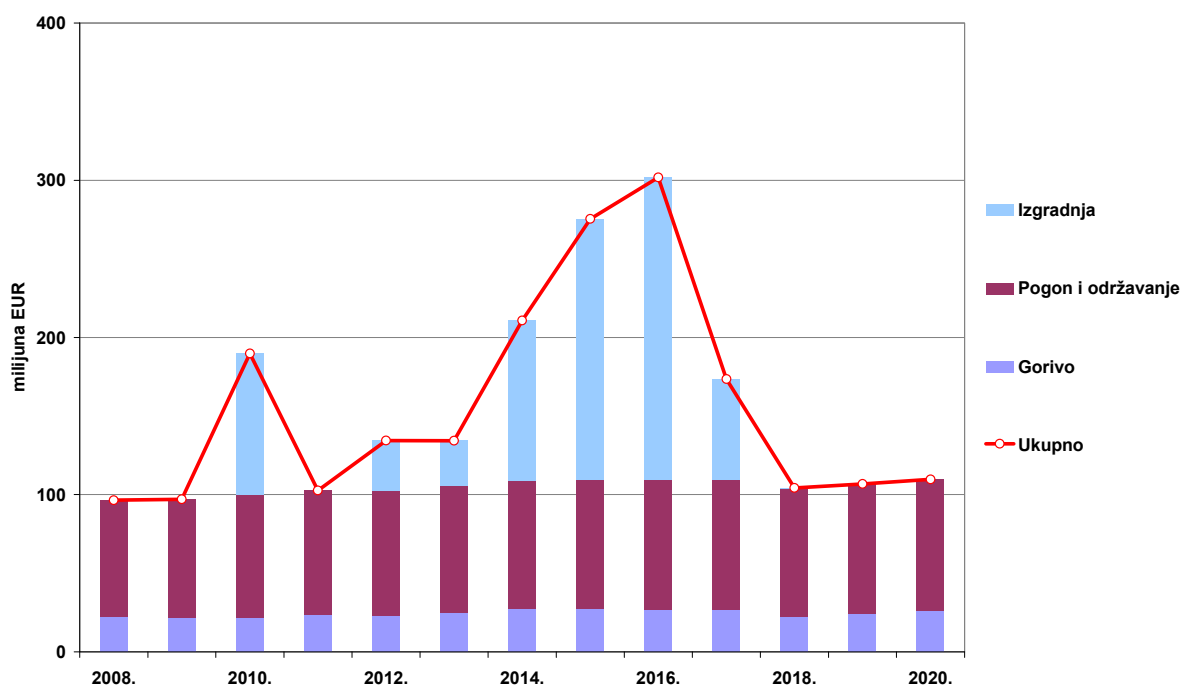
Godina	HE postojeće	HE nove	TE postojeće	Ukupna proizvodnja	Potrošnja RS i DB	Mogući izvoz
	[GWh]					
2008.	2607	0	1200	3807	3807	1791
2009.	2610	0	1233	3730	3842	1716
2010.	2614	0	1265	3878	3878	1833
2011.	2622	0	1369	3912	3991	1735
2012.	2631	0	1475	4106	4106	1639
2013.	2637	0	1589	4226	4226	1527
2014.	2641	0	1708	4349	4349	1411
2015.	2641	132	1707	4476	4476	1410
2016.	2641	258	1695	4590	4590	1422
2017.	2641	383	1688	4708	4708	1429
2018.	2641	768	1423	4829	4829	1691
2019.	2641	787	1529	4953	4953	1587
2020.	2641	798	1645	5080	5080	1472

U tablici 8.20 i na slici 8.5 prikazani su nediskontirani troškovi goriva, troškovi pogona i održavanja, trošak izgradnje (s uključenim interkalarnim kamatama), trošak uvoza električne energije te ukupan godišnji trošak za scenarij S1_RS_REF za cijelo plansko razdoblje. Prikazana je i vrijednost funkcije cilja.

Tablica 8.20 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza u RS za scenarij S1_RS_REF

Godina	Trošak goriva	Trošak pogona i održavanja	Trošak izgradnje*	Ukupni trošak
	milijuni EUR			
2008.	22.4	74.1	0.0	96.5
2009.	21.5	75.5	0.0	97.0
2010.	21.6	78.2	90.0	189.8
2011.	23.4	79.2	0.0	102.6
2012.	23.2	79.2	32.0	134.4
2013.	25.1	80.3	28.9	134.3
2014.	27.0	81.4	102.4	210.8
2015.	27.1	82.3	166.0	275.4
2016.	26.9	82.6	192.3	301.8
2017.	26.8	83.0	63.7	173.5
2018.	22.6	81.6	0.0	104.2
2019.	24.3	82.5	0.0	106.8
2020.	26.2	83.5	0.0	109.7
Ukupno	318.1	1043.4	675.4	2036.9
Vrijednost funkcije cilja – milijun EUR				
2020.	1121,6			
2030.	1573,6			

* U trošak izgradnje je uključen trošak revitalizacije



Slika 8.5 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza u RS za scenarij S1_RS_REF

U tablici 8.21 prikazana je potrošnja ugljena i emisija CO₂ za ovaj scenarij za slučajeve bez izvoza i s izvozom.

Tablica 8.21. Potrošnja ugljena i emisija CO₂ za RS u scenariju S1_RS_REF

Godina	Potrošnja ugljena		Emisija CO ₂	
	milijuni tona		milijuni tona	
	Bez izvoza	S izvozom	Bez izvoza	S izvozom
2008.	1,58	3,79	1,3	3,3
2009.	1,65	3,79	1,4	3,3
2010.	1,67	3,82	1,4	3,3
2011.	1,78	3,82	1,5	3,3
2012.	1,86	3,68	1,5	3,2
2013.	1,99	3,68	1,6	3,2
2014.	2,12	3,68	1,8	3,2
2015.	2,11	3,68	1,8	3,2
2016.	2,09	3,68	1,7	3,2
2017.	2,08	3,68	1,7	3,2
2018.	1,77	3,68	1,5	3,2
2019.	1,89	3,68	1,6	3,2
2020.	2,03	3,68	1,7	3,2
Ukupno	24,6	48,3	20,5	41,8

8.1.7. Potrošnja ugljena

U tablici 8.22 prikazana je potrošnja ugljena u RS u tisućama tona za tri referentna scenarija: S2_RS_REF, S3_RS_REF i S1_RS_REF uz pretpostavku proizvodnje samo za kupce na području koje opskrbljuje ERS (Republika Srpska i Distrikt Brčko).

Tablica 8.22 Potrošnja ugljena u RS za tri referentna scenarija izgradnje

Godina	S2_RS_REF	S3_RS_REF	S1_RS_REF
	milijuni tona		
2008.	1,68	1,67	1,58
2009.	1,81	1,78	1,65
2010.	1,85	1,82	1,67
2011.	2,01	1,96	1,78
2012.	2,15	2,09	1,86
2013.	1,88	1,80	1,99
2014.	1,81	1,78	2,12
2015.	1,98	1,92	2,11
2016.	1,95	2,07	2,09
2017.	1,87	1,99	2,08
2018.	1,97	2,08	1,77
2019.	2,12	2,20	1,89
2020.	2,30	2,34	2,03
Ukupno	25,4	25,5	24,6

8.1.8. Mogućnosti izvoza

U tablici 8.23. prikazane su mogućnosti izvoza za sve prethodno prikazane scenarije razvoja u RS.

Tablica 8.23. Mogućnosti izvoza u RS po analiziranim scenarijima

Godina	S2_RS_REF	S2_RS_Stanari	S2_RS_IZVOZ	S3_RS_REF	S1_RS_REF
	GWh				
2008.	1707	1707	1707	1721	1791
2009.	1587	1587	1587	1609	1716
2010.	1675	1675	1675	1701	1833
2011.	1540	1540	1540	1581	1735
2012.	1383	1383	1383	1438	1639
2013.	1619	3946	3873	1687	1527
2014.	1680	3874	3712	1706	1411
2015.	1518	3837	5621	1563	1410
2016.	1535	3758	5522	1431	1422
2017.	3988	3646	5354	3864	1429
2018.	3888	3495	5179	3779	1691
2019.	3745	3333	4997	3670	1587
2020.	3580	3150	4808	3542	1472
Prosjeak	2265	2841	3612	2253	1589

9. UKUPNI TROŠAK RAZVOJA KAPACITETA ZA PROIZVODNJU ELEKTRIČNE ENERGIJE

U ovom poglavlju izdvojena je procjena ulaganja u sektor proizvodnje električne energije. Svi prikazani podaci odnose se na scenarij potrošnje S2-referentni. Prikazana su ulaganja za različite razine optimizacije – na razini države, na razini entiteta i na razini elektroprivreda.

U tablici 9.1 prikazane su investicije u EES BiH za scenarij S2_REF_SA. Scenarij S2_REF_SA je referentni scenarij razvoja za elektroenergetski sustav Bosne i Hercegovine koji uvažava novelirane podatke o opcijama izgradnje elektrana i cijenama ugljena (novelirane u odnosu na cijene korištene za Nacrt Konačnog izvještaja). U ovom scenariju promatra se konkurentnost svih opcija za proizvodnju električne energije (mHE, HE, VE, TE na ugljen, plinske TE), tj. nema fiksirane izgradnje objekata, osim planiranih revitalizacija i objekata čija izgradnja je u tijeku (HE Mostarsko Blato u EP HZHB).

Tablica 9.1 Investicije za EES BiH za scenarij S2_REF_SA

Scenarij	S2_REF_SA			
Projekt	Instalirana snaga	Investicija	Početak ulaganja	Ulazak u pogon
	MW	milijuni EUR	godina	godina
TE Tuzla 5 – revit.	200	85,0	2007.	2009.
HE Mostarsko Blato	61	73,2	2006.	2010.
TE Ugljevik 1 – revit.	280	90,0	2010.	2010.
TE Tuzla 6 – revit.	215	113,3	2009.	2011.
TE Kakanj 6 – revit.	110	52,5	2010.	2011.
TE Gacko 1 – revit.	280	32,0	2012.	2012.
TE Stanari	420	495,6	2009.	2013.
TE Tuzla 7	450	495,0	2014.	2018.
TE Kakanj 8	250	280,0	2016.	2020.
Ukupno	2266	1716,6		
Funkcija cilja	3656,2		2020. godina	
milijuni EUR	5349,3		2030. godina	

U tablici 9.2 prikazane su investicije za zajedničku optimizaciju područja Federacije BiH za scenarij S2_FBIH_REF_SA koji uvažava novelirane podatke o opcijama izgradnje elektrana i cijenama ugljena. U referentnom scenariju S2_FBIH_REF_SA pretpostavljena je izgradnja HE Mostarsko Blato (ulazak u pogon 2010. godine) u skladu s dostavljenim podacima iz EP HZHB, dok je izgradnja ostalih objekata optimizirana, uvažavajući najranije moguće godine ulaska u pogon.

Tablica 9.2 Investicije za Federaciju BiH za scenarij S2_FBIH_REF_SA

Scenarij	S2_FBIH_REF_SA			
Projekt	Instalirana snaga	Investicija	Početak ulaganja	Ulazak u pogon
	MW	milijuni EUR	godina	godina
TE Tuzla 5 – revit.	200	85,0	2007.	2009.
HE Mostarsko Blato	61	73,2	2006.	2010.
Male HE EP HZHB	20	37,6	2008.	2010.
Male HE EP BiH	34	51,1	2008.	2010.
Vjetroelektrane	50	65,0	2009.	2010.
TE Tuzla 6 – revit.	215	113,3	2009.	2011.
TE Kakanj 6 – revit.	110	52,5	2010.	2011.
HE Vranduk	22	46,4	2008.	2012.
TE Kongora	275	344,3	2010.	2014.
TE Kakanj 8	250	280,0	2012.	2016.
TE Tuzla 7	450	495,0	2014.	2018.
Ukupno	1687	1643,4		
Funkcija cilja	2748,4		2020. godina	
milijuni EUR	3857,0		2030. godina	

U tablici 9.3 prikazane su investicije EP BiH za scenarij S2_EPBIH_REF_SA. Scenarij S2_EPBIH_REF_SA predstavlja referentni scenarij za EP BiH i uzima u obzir novelirane podatke o cijenama ugljena i mogućnostima realizacije pojedinih elektrana. Pretpostavljena je izgradnja malih hidroelektrana i hidroelektrana Vranduk, Ustikolina i Unac u skladu s dostavljenim planovima i podacima iz EP BiH, dok je izgradnja ostalih objekata predmet optimizacije, uvažavajući godine najranijeg mogućeg ulaska u pogon.

Tablica 9.3 Investicije za EP BiH za scenarij S2_EPBIH_REF_SA

Scenarij	S2_EPBIH_REF_SA			
Projekt	Instalirana snaga	Investicija	Početak ulaganja	Ulazak u pogon
	MW	milijuni EUR	godina	godina
TE Tuzla 5 – revitalizacija	200	85,0	2007.	2009.
HE Mostarsko Blato	61	73,2	2006.	2010.
Male HE EP BiH	34	51,1	2008.	2010.
TE Tuzla 6 – revitalizacija	215	113,3	2009.	2011.
TE Kakanj 6 – revitalizacija	110	52,5	2010.	2011.
HE Vranduk	22	46,4	2008.	2012.
Male HE EP BiH	34	51,1	2011.	2013.
HE Ustikolina	59	82,4	2010.	2014.
Male HE EP BiH	34	51,1	2014.	2016.
HE Unac	71	68,373	2013.	2016.
TE Tuzla 7	450	495,0	2014.	2018.
TE Kakanj 8	250	495,0	2016.	2020.
Ukupno	1540	1449,3		
Funkcija cilja	1864,9		2020. godina	
milijuni EUR	2709,2		2030. godina	

U tablici 9.4 prikazane su investicije EP HZHB za scenarij S2_HZHB_REF. Scenarij S2_HZHB_REF predstavlja referentni scenarij za EP HZHB. Pretpostavljena je izgradnja

hidroelektrana Vrilo i Kablić. Pretpostavka je da HE Mostarsko Blato (u izgradnji) ulazi u pogon 2010. godine u skladu s dostavljenim planovima i podacima iz EP HZHB.

Tablica 9.4 Investicije za EP HZHB za scenarij S2_HZHB_REF

Scenarij	S2_HZHB_REF			
Projekt	Instalirana snaga	Investicija	Početak ulaganja	Ulazak u pogon
	MW	milijuni EUR	godina	godina
Vjetroelektrane	50	65,0	2008.	2009.
HE Mostarsko Blato	61	73,2	2006.	2010.
Male HE EP HZHB Sliv T-M-T	20	37,6	2008.	2010.
Vjetroelektrane	50	65,0	2009.	2010.
Vjetroelektrane	50	65,0	2009.	2010.
Vjetroelektrane	50	65,0	2010.	2011.
HE Vrilo	52	59,7	2009.	2012.
Vjetroelektrane	50	65,0	2011.	2012.
HE Kablić	52	74,7	2009.	2013.
TE Kongora	275	344,3	2010.	2014.
Vjetroelektrane	50	65,0	2014.	2015.
Vjetroelektrane	50	65,0	2016.	2017.
Small HPP EP HZHB Sliv Lištice	7	12,8	2017	2019
HE Vrletna Kosa	25	37,5	2015.	2020.
HE Ugar Ušće	15	22,5	2015.	2020.
Ukupno	857	1117,6		
Funkcija cilja	1347,5		2020. godina	
milijuni EUR	1528,9		2030. godina	

U tablici 9.5 prikazane su investicije za područje RS za scenarij S2_RS_Stanari. U scenariju S2_RS_Stanari pretpostavljen je ulazak u pogon TE Stanari (389 MW, snaga na pragu) u 2013. godini, odnosno u skladu s planovima investitora (EFT). Izgradnja ostalih elektrana je optimizirana, uvažavajući najranije moguće godine njihova ulaska u pogon.

Tablica 9.5 Investicije za RS za scenarij S2_RS_Stanari

Scenarij	S2_RS_Stanari			
Projekt	Instalirana snaga	Investicija	Početak ulaganja	Ulazak u pogon
	MW	milijuni EUR	godina	godina
TE Ugljevik 1 – revit.	280	90,0	2010.	2010.
TE Gacko 1 – revit.	280	32,0	2012.	2012.
TE Stanari	420	495,6	2009.	2013.
HE Buk Bijela	132	280,0	2009.	2013.
Ukupno	1112	897,6		
Funkcija cilja	1525,9		2020. godina	
milijuni EUR	2021,5		2030. godina	

U tablici 9.6 prikazane su investicije ERS za scenarij S2_ERS_REF. U scenariju S2_ERS_REF pretpostavljena je slobodna izgradnja svih elektrana kandidata za potrebe

ERS, uvažavajući najranije moguće godine ulaska u pogon. U tablici je prikazana i investicija u TE Stanari, ali ova investicija ne spada u projekte ERS, već se radi o ulaganju od strane tvrtke EFT Group. Također je pretpostavljena revitalizacija elektrana Gacko i Ugljevik u 2012. i 2010. godini.

Tablica 9.6 Investicije za ERS/RS za scenarij S2_ERS_REF

Scenarij	S2_ERS_REF			
Projekt	Instalirana snaga	Investicija	Početak ulaganja	Ulazak u pogon
	MW	milijuni EUR	godina	godina
TE Ugljevik 1 – revit.	280	90,0	2010.	2010.
TE Gacko 1 – revit.	280	32,0	2012.	2012.
TE Stanari	420	495,6	2009.	2013.
HE Buk Bijela	132	280,0	2009.	2013.
Male HE	84.8	148,4	2010.	2014.
HE Foča	56	84,7	2012.	2016.
Ugljevik 2	400	480,0	2013.	2017.
Ukupno	1652.8	1610,6		
Funkcija cilja*	1497,8		2020. godina	
milijuni EUR	1993,1		2030. godina	
* - ne uključuje trošak izgradnje TE Stanari – investicija tvrtke EFT				

10. ZAKLJUČAK

Rezimirajući cjelokupnu analizu provedenu za plan izgradnje proizvodnih objekata kroz cijelo plansko razdoblje (2008-2020.), između svih važnih pitanja izdvaja se nekoliko njih, za koje se može reći da su ključna:

1. Odnos dva entiteta (Federacija BiH i Republika Srpska), zatim odnos tri elektroprivrede, njihova spremnost na suradnju u elektroenergetskom sektoru i pristup planiranju izgradnje elektrana zasnovan na međusobnim odnosima.
2. Razina "elektroenergetske suverenosti" Bosne i Hercegovine kao države, njenih entiteta i elektroprivreda pojedinačno (razina samodostatnosti ili mjera oslanjanja na uvoz električne energije, ili pak izvozna orijentacija).
3. Stanje u elektroenergetskom sektoru zemalja u regiji i mogući utjecaj na buduću izgradnju elektrana u BiH.
4. Mogućnost izgradnje novih termoelektrana na ugljen, s obzirom na rezerve ugljena i cijenu ugljena.
5. Mogućnost izgradnje novih hidroelektrana.
6. Udio novih obnovljivih izvora električne energije (vjetar, male HE, biomasa) u podmirivanju ukupne potrošnje.
7. Utjecaj izgradnje novih izvora na stanje okoliša i mogućnost harmonizacije s domaćom i međunarodnom pravnom regulativom koja tretira problem zaštite okoliša.

Dakako da pored gore navedenih pitanja postoje i druga važna pitanja.

Sva ova pitanja se pokušalo valorizirati kroz različite scenarije izgradnje elektrana u BiH, i kad se radila analiza na razini cijele države te na razini entiteta a i na razini elektroprivreda. Scenariji analizirani u ovom modulu su višeslojni, smješteni su u više ravnina. Jedna ravnina je npr. potrošnja električne energije (postoje tri varijante), druga ravnina je razina cijele BiH, treća razina je po entitetima, četvrta razina je po elektroprivredama, a zatim dolaze razine opcija izgradnje elektrana (više obnovljivih ili manje obnovljivih), forsirana izgradnja termoelektrana na ugljen ili ne, itd.

Ukupni broj svih mogućih scenarija po svim ravninama bi se dobio kao međusobni umnožak (produkt) scenarija iz svake ravnine. To bi bio prilično velik broj scenarija i problem bi bio praktične naravi, što sa svim tim scenarijima. Stoga se najveće težište stavilo na referentni scenarij potrošnje (**S2-referentni**) koji je analiziran najdetaljnije. Ostala dva scenarija potrošnje su analizirana kroz znatno manje varijanti. Vrlo je važno naglasiti da scenariji, naročito njihova dimenzija potrošnje električne energije ne znače predviđanje budućnosti, nego oni znače što se može očekivati, odnosno što bi se trebalo činiti u elektroenergetskom sektoru, ako potrošnja električne energije bude prema pojedinom scenariju. Stoga se i definira nekoliko scenarija potrošnje električne energije, da bi se, s nekom vjerojatnošću, definirao prostor mogućih događanja.

Kad se govori o odnosu entiteta i elektroprivreda misli se na njihov pristup planiranju izgradnje elektrana, s jedne strane, i na vođenje ili eksploataciju EES-a s druge strane. Iz područja planiranja poznato je da veći EES treba manje rezervne snage u postotku. Dakako da to ovisi i o mnogim drugim karakteristikama sustava, kao što je veličina agregata, udjel hidroelektrana, njihov faktor iskorištenja snage, udjel termoelektrana-toplana i sl. Ali uz sličnu strukturu sustava, uz slične veličine agregata, svakako da veći sustav treba relativno manju rezervu. Manja potrebna rezerva posljedica je manje vjerojatnosti neplaniranog ispada iz pogona pojedinog agregata i rezultat neistovremenosti vršnog opterećenja u sustavima koje pokriva pojedina elektroprivreda. Zato je i potrebno razmišljati o mogućoj sinergiji kod izgradnje novih elektrana tri elektroprivrede u BiH. Time se ni u kojem slučaju ne dovodi u pitanje slobodna volja svake elektroprivrede, niti bilo kojeg drugog potencijalnog investitora, da prema svojim procjenama odnosa na trenutnom i budućem tržištu električne energije, u

samoj BiH i izvan nje, gradi vlastite elektrane. To je, na koncu, jedno od osnovnih postignuća deregulacije.

Postoje dvije moguće krajnosti – prva da sve elektroprivrede grade elektrane prema svojim strategijama ne vodeći računa o tome što rade ostale dvije elektroprivrede i druga - da se zajednički planira izgradnja na način da se utvrdi redoslijed gradnje elektrana prema optimumu na razini BiH, a da se isto tako koordinira pogon elektrana kako bi se elektrane s nižim troškovima pogona koristile što dulje vremena. U ovom drugom slučaju, računajući na razini cijele BiH uštede bi bile dvojake, manje potrebne investicije u izgradnju novih elektrana i manji pogonski troškovi radi boljeg korištenja elektrana.

Najizgledniji je scenarij negdje između te dvije krajnosti.

Ovdje se daje primjer odnosa potrebne izgradnje novih elektrana i ukupnih troškova u EES-u za razdoblje 2008-2020. godine, ako bi se u jednom slučaju planiralo na razini cijele BiH, a u drugom slučaju na razini pojedinih elektroprivreda. Za razinu BiH kao cjelinu dovoljno je do 2020. godine izgraditi oko 1090 MW u novim elektranama, pri čemu su ukupni troškovi (gorivo, održavanje, izgradnja) oko 6620 milijuna EUR. U drugom slučaju, kada se planira pojedinačno po elektroprivredama izgradilo bi se oko 2300 MW, a ukupni troškovi u razdoblju 2008-2020. godina bili bi oko 8150 milijuna EUR. Ovo je dovoljan pokazatelj koje su koristi od suradnje među elektroprivredama u BiH, kada je u pitanju izgradnja novih elektrana a isto tako i kad se radi o pogonu elektrana.

Pitanje razine „elektroenergetske suverenosti“ BiH kao države, zatim njenih entiteta i konačno elektroprivreda pitanje je od iznimne važnosti. Radi se dakle o razini samodovoljnosti svih navedenih subjekata u pogledu podmirivanja potrošnje električne energije. Ili preciznije, koji je to iznos (%) potreba za električnom energijom koji se mora moći podmiriti iz elektrana na vlastitom teritoriju. Treba reći da ima onih koji propagiraju ideju da u uvjetima otvorenog tržišta to pitanje nije toliko bitno. Da se energija, ako je ne možete proizvesti na vlastitom području, može kupiti i dovesti s nekog drugog područja. To je u principu moguće, naravno ako te energije ima uvijek kad je to potrebno i ako su uvjeti u prijenosnoj mreži takvi da je uvijek moguće tu energiju dopremiti. Međutim, vrlo često, barem prema iskustvima u posljednjih nekoliko godina, događa se, da niti jedan od ova dva uvjeta nije ispunjen. Postoji i jedan dodatni problem, a to je cijena te električne energije koju se mora kupovati. Ona je u posljednje vrijeme dosta skuplja (ovdje se govori samo o djelatnosti proizvodnje) od proizvodnih troškova nekih potencijalnih elektrana-kandidata za izgradnju u BiH. Radi svega navedenog, i radi energetske potencijala BiH, zastupa se mišljenje da se u BiH kao cjelini treba ići na potpunu samodovoljnost u proizvodnji električne energije. To znači graditi toliko elektrana koje će biti u stanju podmiriti ukupne potrebe za električnom energijom u BiH.

Već u uvodu u ovaj modul objašnjeni su razlozi za drugačiji pristup planiranju izgradnje elektrana u uvjetima otvorenog tržišta (danas) u odnosu na uvjete monopola (ranije). Više nije dovoljno planirati proizvodnju i potrošnju na razini jedne elektroprivrede, niti na razini entiteta, niti čak na razini cijele BiH. Nužno se mora „pogledati preko zida u tuđe dvorište“, odnosno pratiti što se događa u zemljama okruženja ili bolje reći zemljama potencijalnog tržišta električne energije. Već sada u BiH postoje povlašteni (kvalificirani) potrošači koji mogu kupovati električnu energiju bilo gdje ako zaključe da će im ta električna energija biti jeftinija nego ako je kupuju od neke od elektroprivreda u BiH. Broj tih potrošača će svakim danom biti sve veći. Zato vlasnici postojećih a i budućih elektrana u BiH moraju razmišljati o mogućnosti gubitka dijela tržišta. To je dakle jedan aspekt problema planiranja izgradnje elektrana. S druge strane, i u zemljama okruženja postoje već povlašteni (kvalificirani) potrošači, čiji broj također raste. Oni isto tako traže što jeftiniju električnu energiju na tržištu u

okruženju. I o njima trebaju misliti vlasnici postojećih i budućih elektrana u BiH. Oni su dodatni tržišni potencijal gdje je moguće prodati električnu energiju.

Jedno od vrlo važnih pitanja jest treba li u BiH graditi elektrane koje će najvećim dijelom proizvoditi električnu energiju za kupce ili potrošače u drugim zemljama. U svakom slučaju to će ovisiti o poslovnim odlukama potencijalnih investitora, međutim stav Konzultanta je da u tome treba biti vrlo oprezan ili u najmanju ruku umjeren. Radi se o strateškim odlukama s dugoročnim posljedicama, osobito ako se radi o termoelektranama na ugljen. Ono što je od posebne važnosti za termoelektrane na ugljen jest dovođenje rudnika u stanje koje će osigurati redovitu opskrbu blokova dovoljnim količinama ugljena. Pitanje je koliko je pametno, a i opravdano ići na maksimalnu izgradnju termoelektrana na ugljen čiji bi se najveći dio proizvodnje izvezio. Veliki dio ležišta bi se tako forsiranom izgradnjom termoelektrana potrošio već u radnom vijeku tih elektrana. Što nakon toga? To nije samo stvar potencijalnih investitora nego o tome, u određenom smislu, trebaju odlučivati i političke strukture ili strukture vlasti u BiH, a u konačnici i sami građani BiH. U svakom slučaju, tako forsirana izgradnja termoelektrana na ugljen bi se teško mogla uklopiti u koncept koji se zasniva na održivom razvoju, odnosno koncept u kojem je održivi razvoj temeljna odrednica.

Mogućnost izgradnje novih hidroelektrana zanimljiva je iz više razloga. Prepoznajući problem klimatskih promjena, uzrokovanih velikim dijelom emisijom stakleničkih plinova kao posljedice ljudskog djelovanja, svijet, a posebno EU, stavlja vrlo veliki naglasak na povećanu proizvodnju energije (i električne) iz obnovljivih izvora. Hidroelektrane (i male i velike) dio su mogućeg rješenja. Stoga su u mnogim zemljama, posebice EU, poduzete određene mjere koje čine ulaganje u sektor malih hidroelektrana dosta atraktivnim. Kad se radi o većim hidroelektranama (preko 10 MW) koje ne ulaze u takve mehanizme poticaja situacija je nešto složenija. Preostali hidroenergetski potencijal u mnogim zemljama još je uvijek skup u odnosu na neke termoelektrane. Međutim, kretanje cijena fosilnih goriva u posljednjim godinama ide na ruku i većim hidroelektranama. Tako u BiH ima nekoliko lokacija gdje je izgradnja hidroelektrana vrlo izgledna i treba učiniti sve da bi se stvorila prihvatljiva poduzetnička klima kako bi se one što prije počele graditi odnosno kako bi se što prije pustile u pogon. Za sada je u gradnji samo HE Mostarsko blato, ali ima još nekoliko lokacija koje su već „sazrele“ za gradnju. Na ostalim lokacijama koje imaju realne izgleda za gradnju treba napraviti potrebne istražne radove i polaznu tehničku dokumentaciju, kako bi se raspolagalo s preciznijim podacima o mogućoj proizvodnji, odnosno instaliranoj snazi i investicijskim troškovima. To je polazište za potencijalne investitore u gradnju neke hidroelektrane.

Udio obnovljivih izvora u proizvodnji električne energije pitanje je koje sve više dobiva na težini. Tako se i u zemljama EU donose razni akti (direktive) kojima se nastoji stvoriti prostor za izgradnju što više obnovljivih izvora električne energije. Kao što je poznato u tu kategoriju se ne ubrajaju velike hidroelektrane (veće od 10 MW).

Budući da se proizvodni trošak električne energije iz vjetroelektrana gotovo izravnao s troškom iz do sada tzv. konvencionalnih izvora, u scenariju koji s najviše optimizma tretira korištenje obnovljivih izvora (scenarij S2_mHE_VE, poglavlje 6.1.5), očekuje se do 2020. godine izgradnja oko 250 MW u vjetroelektranama (uglavnom EP HZHB). U 2020. godini to bi bilo oko 4 % ukupne proizvodnje električne energije. Za druge obnovljive izvore, kao što su male hidroelektrane, biomasa, sunce i ostali, nije realno očekivati veću penetraciju bez stimulativnih mjera države kojima bi se stvorilo pozitivno okruženje za korištenje obnovljivih izvora. Pretpostavljajući skoro uvođenje takvih mjera, može se uz vrlo veliki optimizam očekivati izgradnja do 280 MW malih hidroelektrana u cijeloj BiH. Udio proizvodnje u malim hidroelektranama u ovakvom scenariju iznosio bi 5 do 6 % u ukupnoj potrošnji električne energije u BiH. Biomasa i solarna energija nisu razmatrane u nekoj značajnijoj zastupljenosti u proizvodnji električne energije. Rezimirajući sve do sada navedeno u vezi obnovljivih izvora električne energije, može se reći da uz vrlo aktivne mjere države, u smislu konkretne

financijske potpore proizvođačima električne energije iz obnovljivih izvora, ne treba očekivati udjel tih izvora veći od 5 do 10 % do 2020. godine. Iz ovoga su, naravno, isključene velike hidroelektrane.

Utjecaj energetskog sektora na okoliš (detaljnije u Modulu 13), u kojem posebnu pozornost zaslužuju klimatske promjene kao posljedica efekta staklenika, postalo je pitanje od najviše razine prioriteta u većini zemalja svijeta, a napose u zemljama EU. Kad se govori o elektroenergetskom sektoru, najvažniji su problem elektrane na fosilna goriva, a među njima svakako termoelektrane na ugljen. Dok se za ostale onečišćujuće tvari (NO_x , SO_2 , čestice) može reći da je njihovu emisiju moguće svesti u prihvatljive okvire, za CO_2 , kao glavnog predstavnika stakleničkih plinova, za sada nema rješenja. Značajnije komercijalno korištenje CCS (*Carbon Capture and Storage*) tehnologija, prema današnjim sagledavanjima, ne očekuje se prije 2020. godine. Određenje o pitanju emisije CO_2 u BiH u ovom trenutku nije nimalo lako. Naime, BiH nema obveze smanjenja emisije u odnosu na Kyoto protokol. Međutim, postojeći okvir ili obveze Kyoto protokola su na snazi do kraja 2012. godine i još uvijek nije jasno kakav će biti sljedeći korak. Ono što je jasno je to da je u pripremi novi sporazum koji će uključiti dodatno i zemlje koje nisu obveznice Kyoto protokola, što znači vrlo vjerojatno i BiH. S druge strane, BiH još nije izradila Prvo nacionalno izvješće prema Okvirnoj konvenciji UN o promjeni klime. Izrada izvješća je u početnoj fazi, tj. u tijeku je odabir institucija za izradu pojedinih poglavlja izvješća. Nadalje, nije još ni blizu izrada NAP-a (Nacionalni alokacijski plan), koji bi trebao definirati emisijske kvote za sve subjekte koji bi tim planom bili obuhvaćeni. Tim će planom, dakle, biti definirane i emisijske kvote pojedine elektroprivrede u BiH, a to znači da će i svaka termoelektrana na ugljen imati svoju kvotu. Svemu ovome relativno skoro treba dodati i mogućnost trgovanja emisijskim dozvolama, kakva je mogućnost u zemljama EU uvedena od početka 2005. godine. Iz navedenog se može zaključiti da postoji još dosta nepoznanica vezanih uz problem emisija CO_2 iz postojećih i budućih termoelektrana u BiH. O tome trebaju voditi računa i budući investitori u termoelektrane na ugljen u BiH. To je jedna od komponenti rizika koja mora biti ukalkulirana u strateške odluke vlasnika postojećih i budućih termoelektrana na ugljen.

Od iznimne je važnosti reći da analize provedene u ovom modulu nisu a priori dovoljne za donošenje konačne odluke o izgradnji pojedine elektrane. Svaka elektrana, pa i ona buduća čiju izgradnju netko planira, radi ili će raditi u okruženju koje nazivamo elektroenergetskim sustavom. Rad bilo koje elektrane u sustavu ima utjecaja na rad svih ostalih elektrana u sustavu, a vrijedi i obrnuto, rad svih elektrana u sustavu utječe na rad svake od njih pojedinačno. Da bi se korektno analizirala pozicija neke buduće elektrane u sustavu (danas se polako sustav u ekonomskom smislu zamjenjuje riječju tržište) koja će trajati 25, 30 ili čak 50 godina potrebno je uzeti u obzir jedno šire okruženje (primjer slike 2.3). Takvu studiju koja nastoji odrediti vrste elektrana, njihovu instaliranu snagu i redoslijed izgradnje zovemo master plan. Rezultat master plana je redoslijed izgradnje elektrana prema unaprijed postavljenim kriterijima. Budući da u novom (dereguliranom) okružju nitko nije obavezan graditi elektrane (osim ako to ne nalaže obveza javne usluge, koja je ipak privremenog karaktera), subjekt koji je potencijalno zainteresiran za gradnju elektrana izabire neku elektranu iz rezultata master plana, za koju drži da bi mogla biti najbolji projekt.

Nakon izbora najpovoljnije elektrane – kandidata za izgradnju počinje se s izradom prethodne studije izvodljivosti (*prefeasibility study*). Ta studija analizira moguću poziciju promatrane elektrane na tržištu i financijske rizike povezane s izgradnjom takve elektrane, uvažavajući, maksimalno koliko je to u toj fazi moguće, razvoj potrošnje, konkurenciju i kretanje cijena na potencijalnom tržištu, na način kako je to opisano u prethodnim poglavljima. Ovo je završni stupanj analiza i proračuna na kojima se treba zasnivati odluka o izgradnji ili o odustajanju od izgradnje. Stoga u toj fazi treba kombinirati sve metode, koje se danas koriste, a koje obuhvaćaju modele za dugoročno planiranje, modele za uvažavanje

utjecaja na okoliš, modele za simuliranje rada u tržišnim uvjetima i modele za financijske analize.

Ako se već u toj fazi analize nedvojbeno pokaže da razina rizika nije prihvatljiva, onda se prekidaju daljnje analize i aktivnosti te se (barem za jedno određeno vrijeme) odustaje od razmatranja takve elektrane kao kandidata za izgradnju.

Pokaže li se da bi elektrana – kandidat za izgradnju mogla biti dobar projekt, ide se u detaljnije analize izradom studije izvodljivosti. Tada se u analizu uključuje lokacija, precizniji parametri elektrane, njen utjecaj na okoliš i investicije u svezi s tim. Izradom ove detaljnije studije dobivaju se nove podloge ili novi argumenti za preispitivanje pozitivne odluke iz prethodne studije izvodljivosti. Bude li razina rizika prihvatljiva i uz preciznije parametre elektrane, slijedi priprema za izgradnje elektrane (plan izgradnje, mogući izvori financiranja, podnošenje zahtjeva za dozvolu za gradnju, ...). Završetkom pripremnih aktivnosti stječu se uvjeti za početak gradnje. Dobrom organizacijom gradnje i financijskim praćenjem, izgledi za završetak izgradnje u predviđenom roku su dobri. Po završetku gradnje elektrana, a nakon obavljenih ispitivanja i probnog pogona, elektrana ulazi u komercijalni pogon, odnosno postaje subjekt na tržištu. Tek tada će se moći prosuđivati koliko je dobro procijenjena pozicija elektrane na tržištu i koliko dobro je napravljena financijska analiza i procjena razine rizika ulaganja. Očigledno je iz navedenog, da bez obzira na to koliko složene proračune provodili i koje sve metode uključili, stupanj neizvjesnosti za više parametara, koji su ključni za donošenje odluke o gradnji elektrane, još je uvijek jako visok. Razinu rizika vrlo je teško procijeniti na način koji će, nakon izgradnje i puštanja u pogon elektrane, jamčiti da se u proceduri planiranja ispravno prosuđivalo. Nije ni malo jednostavno planerima spojiti dvije gotovo nespojive koncepcije, jednu koja se zrcali na razini satnog, ili čak polusatnog, natjecanja na tržištu, i drugu koja ukazuje na potrebu rada elektrane, s dovoljnim brojem sati iskorištenja instalirane snage, kroz relativno dugo razdoblje (25 do 50 godina).

Ukupni koncept na kojem je zasnovana izrada ovih scenarija ponajprije vodi računa o pokrivanju vlastitih potreba za električnom energijom, bilo da se radi na razini države, entiteta ili pojedine elektroprivredne tvrtke. Iz te činjenice proizlaze i neka drukčija sagledavanja buduće izgradnje elektrana. Kad se pokušava doslovno slijediti pristup odozdo prema gore, nailazi se na problem uklapanja svih elektrana, koje su u planovima pojedine elektroprivrede, u elektroenergetski sustav BiH. Stoga treba imati na umu da jedan dobar dio potencijalnih kandidata za izgradnju mora naći sebi tržište izvan BiH. Naime, konkurencija u samom modelu, kada se promatra cijela BiH, je uvjetovana jednim skupom parametara koji su prikupljeni iz različitih izvora. Rezultati simulacija su uvjetovani tim parametrima. Već je naglašeno da mnogi od njih podliježu određenom preispitivanju. Zato u ovakvom planiranju ne može postojati samo jedno rješenje za koje se može garantirati da je to apsolutni optimum. Međutim, za izradu određenog plana negdje se mora povući granica, jer bi inače to preispitivanje moglo ići do neprihvatljivih vremenskih okvira. Iz tog se razloga ovdje još jednom naglašava da svaka elektroprivreda, bez obzira na rezultate simulacija na razini BiH ili na razini Federacije BiH, može planirati izgradnju i onih elektrana koje nisu dio tzv. „optimalnog plana“ na višoj razini. Podrazumijeva se da će prije odluke o takvom projektu biti provedene detaljne analize (izrada studije opravdanosti izgradnje) koje će sagledati sve ono što je moguće sagledati (okruženje znatno šire nego što je BiH). Na temelju toga će se prosuditi rizičnost ili atraktivnost takvog ulaganja i ovisno o tome donijeti odluka: graditi ili pričekati.

Na kraju još jednom se želi upozoriti na činjenicu da je pristup planiranju izgradnje u uvjetima otvorenog tržišta bitno drugačiji nego onaj koji smo imali u uvjetima monopola. Master plan je samo indikacija potencijalnim investitorima koji objekti, odnosno koje elektrane bi, uz određene pretpostavke, mogle biti najbolji kandidati za izgradnju. Nakon svih dodatnih analiza, o kojima je naprijed bilo riječi, donosi se odluka o izgradnji elektrane ili više njih. Rok

valjanosti (trajanja) ovakvog plana je do trenutka kada se dogode značajnije promjene u nekim ulaznim pretpostavkama koje imaju bitan utjecaj na rezultate. Nakon toga treba se raditi novi plan koji uvažava ono što se dogodilo u međuvremenu, budući da se prošlost ne može mijenjati. Prije svega se to odnosi na eventualni početak gradnje neke od elektrana koja je bila među najboljima iz prethodnog plana. U tom novom planu, uz nove pretpostavke se može dogoditi da sada neke druge elektrane izgledaju kao bolja alternativa za budućnost. Stoga je planiranje izgradnje elektroenergetskog sustava jedan kontinuirani proces. Ovisno o veličini sustava treba ga ponavljati svakih nekoliko godina.

11. LITERATURA

1. **Odluka o davanju saglasnosti na cijene uglja za termoelektrane**, Vlada Federacije BiH, 10 avgusta 2006.
2. The European Union's CARDS programme for the Balkan region – Contract No. 52276, **REBIS: GIS, Final report**, 31 December 2004, PwC
3. Danilo Feretić, Željko Tomšić, Dejan Škanata, Nikola Čavlina, Damir Subašić, **Elektrane i okoliš I i II dio**, Udžbenici Sveučilišta u Zagrebu, Zagreb, 2000.
4. **Revision of the EC Emission Limit Vales for New Large Combustion Installation (>50 MW_{th})**, Commission of the European Communities (DG XI), ERM, January 1996
5. **Reference Technology Database – RTDB**, Department of Nuclear Energy, Planning & Economic Studies Section (PESS), The Reference Technology Data Base - Web Edition, International Atomic Energy Agency
6. **Gospodarenje vodom sustava CHE Čapljina u razdoblju 1992.-2002.**, EP HZHB, Mostar, 2003.
7. **Integralna studija razvoja JP Elektroprivreda HZ H-B d.d. Mostar 2006–2010 godina s projekcijom na 2020. godinu**, Institut za elektroprivredu i energetiku, Zagreb, travanj 2007.
8. **Izrada integralne studije razvoja JP "Elektroprivreda HZ H-B" d.d. Mostar 2006.-2010. godina s projekcijom na 2020. godinu – prijedlog**, Institut za elektroprivredu i energetiku, Zagreb, veljača 2007.
9. **Prezentacija projekata JP EP HZHB**, EP HZHB, 13. veljače 2007.
10. **Project New Renewable Sources of Energy SHPP & Wind Farm**, Conventional HPP & Termal Power Plant, Projections and Analysis, EP HZHB, April 2007
11. **Studija energetskog razvoja**, JP Elektroprivreda HZ Herceg Bosna d.d. Mostar, Prilog, Podaci o postrojenjima za proizvodnju električne energije, Mostar, ožujak 2007.
12. **Godišnje izvješće za 2004. godinu**, EP BiH, Sarajevo 2005.
13. **Godišnje izvješće za 2005. godinu**, EP BiH, Sarajevo 2006.
14. Internetske stranice EP BiH – <http://www.elektroprivreda.ba>
15. Internetske stranice TE Kakanj – <http://www.tekakanj.ba>
16. **Strategija razvoja ERS do 2020. godine**, ERS, Trebinje, 2001.
17. Popunjeni upitnici Konzultanta s priložima o postojećim i planiranim proizvodnim objektima, ERS, januar-maj 2007.
18. Internetske stranice ERS – <http://www.elektroprivreda-rs.com>
19. Informacije za "Studiju energetskog sektora BiH" – položaj zajedničkih objekata za proizvodnju električne energije Elektroprivrede Republike Srpske, ERS, 5.4.2007.
20. **Indikativni plan razvoja proizvodnje 2007. – 2016.**, NOS BiH, Sarajevo, 2006.

21. **Odluka o proglašenju javnog interesa, pristupanju pripremi izgradnje elektroenergetskih objekata, izboru strateških partnera i pristupanju dodjeli koncesija**, Vlada Federacije BiH, 171. sjednica, 28. rujna 2006.
22. **Odluke Vlade RS o objavljivanju javnog poziva za prikupljanje samoinicijativnih ponuda za dodjelu koncesije u 2005./2006. godini za izgradnju malih hidroelektrana snage do 5 MW**, Vlada Republike Srpske, 14.7.2005.
23. **Odluke o dodjeli koncesija za izgradnju malih HE**, Vlada Republike Srpske, 2006.
24. **Podaci o elektrani kandidatu TE Stanari**, EFT Group, <http://www.eft-stanari.net>
25. **Podaci o elektrani kandidatu TE Bugojno**, Rudarski institut Tuzla
26. **Update of Generation Investment Study**, South East Europe Consultants, Ltd., Washington, Belgrade, January 31, 2007
27. **Wien Automatic System Planning (WASP) Package**, A Computer Code for Power Expansion Planning, Version WASP-III Plus, User's manual, Volume 1 and Volume 2, IAEA 1995
28. **Wien Automatic System Planning (WASP) Package**, A Computer Code for Power Expansion Planning, Version WASP IV, User's manual, IAEA 2000
29. **Expansion Planning for Electrical Generating Systems, A Guidebook**, Technical Reports Series No. 241, IAEA 1984
30. **UCTE System Adequacy Forecast 2007 – 2020**, UCTE, 2007
31. **Odluka o utvrđivanju Akcionog plana prestrukturiranja i modernizacije rudnika ugljena u Federaciji Bosne i Hercegovine**, Vlada Federacije BiH, 15. jul 2004.

12. POPIS TABLICA

Tablica 3.1. Postojeće hidroelektrane na području Federacije BiH	18
Tablica 3.2. Postojeće termoelektrane na području Federacije BiH.....	20
Tablica 3.3. Postojeće hidroelektrane na području Republike Srpske	21
Tablica 3.4. Postojeće termoelektrane na području Republike Srpske	22
Tablica 3.5. Očekivane karakteristike proizvodnih jedinica nakon revitalizacije (na osnovu GIS studije i procjena Konzultanta)	23
Tablica 3.6. Raspored i investicije u revitalizaciju postojećih termoelektrana u Bosni i Hercegovini (temeljem GIS studije i procjene Konzultanta)	25
Tablica 3.7. Raspored i investicije u revitalizaciju postojećih termoelektrana u Republici Srpskoj (temeljem podataka ERS)	25
Tablica 3.8. Karakteristike generičke plinske elektrane	26
Tablica 3.9. Hidroelektrane kandidati na području Federacije BiH.....	28
Tablica 3.10. Stanje dokumentacije na projektima hidroelektrana na području Federacije BiH.	29
Tablica 3.11. Termoelektrane kandidati na području Federacije BiH	30
Tablica 3.12. Termoelektrane kandidati na području Federacije BiH – nastavak	30
Tablica 3.13. Karakteristike generičke vjetroelektrane	31
Tablica 3.14. Hidroelektrane kandidati na području Republike Srpske	32
Tablica 3.15. Stanje dokumentacije na projektima hidroelektrana na području Republika Srpska	32
Tablica 3.16. Termoelektrane kandidati na području Republike Srpske	33
Tablica 3.17. Termoelektrane kandidati na području Republike Srpske – nastavak.....	33
Tablica 3.18. Prosječni proizvodni trošak elektrana kandidata i revitaliziranih jedinica ovisno o faktoru opterećenja (osnovne cijene lignita).....	35
Tablica 3.19. Prosječni proizvodni trošak elektrana kandidata i revitaliziranih jedinica ovisno o faktoru opterećenja (cijena lignita iz GIS studije, 1,71 EUR/GJ)	37
Tablica 3.20. Prosječni proizvodni trošak elektrana kandidata (analiza osjetljivosti na cijene ugljena – vidi tablicu 4.1).....	38
Tablica 3.21. Troškovi proizvodnje hidroelektrana i tipske vjetroelektrane kandidata za izgradnju.....	40
Tablica 4.1. Osnovne cijene ugljena i cijene ugljena za analizu osjetljivosti	45
Tablica 4.2. Cijene prirodnog plina na pragu elektrane u BiH za tri scenarija razvoja	46
Tablica 4.3. Cijene nafte za tri scenarija razvoja BiH – S1, S2 i S3.	50
Tablica 5.1 Ukupna potrošnja električne energije, vršno opterećenje sustava i faktor opterećenja sustava u Bosni i Hercegovini za tri scenarija potrošnje	56
Tablica 5.2 Ukupna potrošnja električne energije, vršno opterećenje sustava i faktor opterećenja sustava u Federaciji BiH za tri scenarija potrošnje.....	57
Tablica 5.3 Ukupna potrošnja električne energije, vršno opterećenje sustava i faktor opterećenja sustava na području EP BiH za tri scenarija potrošnje	57
Tablica 5.4 Ukupna potrošnja električne energije, vršno opterećenje sustava i faktor opterećenja sustava na području EP HZHB za tri scenarija potrošnje	58
Tablica 5.5 Ukupna potrošnja električne energije, vršno opterećenje sustava i faktor opterećenja sustava na području ERS za tri scenarija potrošnje	58
Tablica 5.6 Ukupna potrošnja električne energije, vršno opterećenje sustava i faktor opterećenja sustava u Republici Srpskoj za tri scenarija potrošnje	59
Tablica 5.7 Ukupna potrošnja električne energije, vršno opterećenje sustava i faktor opterećenja sustava u Distriktu Brčko za tri scenarija potrošnje	59
Tablica 6.1. Raspored ulaska u pogon elektrana za EES BiH za scenarij S2_REF_SA.....	65
Tablica 6.2. Struktura proizvodnih kapaciteta, vršno opterećenje i rezerva u sustavu u EES BiH za scenarij S2_REF_SA	65
Tablica 6.3. Bilanca proizvodnje električne energije u EES BiH za scenarij S2_REF_SA.....	66
Tablica 6.4. Potrošnja ugljena i emisija CO ₂ u EES BiH za scenarij S2_REF_SA.....	66

Tablica 6.5. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza električne energije za EES BiH za scenarij S2_REF_SA.....	67
Tablica 6.6. Raspored ulaska u pogon elektrana za EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA_SA	68
Tablica 6.7. Struktura proizvodnih kapaciteta, vršno opterećenje i rezerva u sustavu u EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA_SA	68
Tablica 6.8. Bilanca proizvodnje električne energije u EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA_SA	69
Tablica 6.9. Potrošnja ugljena i emisija CO ₂ u EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA_SA	69
Tablica 6.10. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza električne energije za EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA_SA	70
Tablica 6.11. Raspored ulaska u pogon elektrana za EES BiH za scenarij S2_REF	71
Tablica 6.12. Struktura proizvodnih kapaciteta, vršno opterećenje i rezerva u sustavu u EES BiH za scenarij S2_REF	71
Tablica 6.13. Bilanca proizvodnje električne energije u EES BiH za scenarij S2_REF	72
Tablica 6.14. Potrošnja ugljena i emisija CO ₂ u EES BiH za scenarij S2_REF	73
Tablica 6.15. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza električne energije za EES BiH za scenarij S2_REF	74
Tablica 6.16. Raspored ulaska u pogon elektrana za EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA	74
Tablica 6.17. Struktura proizvodnih kapaciteta, vršno opterećenje i rezerva u sustavu u EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA	75
Tablica 6.18. Bilanca proizvodnje električne energije u EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA	76
Tablica 6.19. Potrošnja ugljena i emisija CO ₂ u EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA	76
Tablica 6.20. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza električne energije za EES BiH za scenarij S2_BEZ_STANARA	77
Tablica 6.21. Raspored ulazaka u pogon za EES BiH za scenarij S2_mHE_VE	78
Tablica 6.22. Raspored ulazaka u pogon za EES BiH za scenarij S3_REF	79
Tablica 6.23. Bilanca proizvodnje električne energije u EES BiH za scenarij S3_REF	79
Tablica 6.24. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza električne energije za EES BiH za scenarij S3_REF	80
Tablica 6.25. Potrošnja ugljena i emisija CO ₂ u EES BiH za scenarij S3_REF	80
Tablica 6.26. Raspored ulaska u pogon za EES BiH za scenarij S1_REF	81
Tablica 6.27. Bilanca proizvodnje električne energije u EES BiH za scenarij S1_REF	81
Tablica 6.28. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza električne energije za EES BiH za scenarij S1_REF	82
Tablica 6.29. Potrošnja ugljena i emisija CO ₂ u EES BiH za scenarij S3_REF	82
Tablica 6.30. Potrošnja ugljena u EES BiH za tri referentna scenarija	83
Tablica 6.31. Mogućnosti izvoza u EES BiH za scenarije S2_REF, S2_REF_SA, S3_REF i S1_REF	83
Tablica 7.1. Raspored ulaska u pogon elektrana za Federaciju BiH za scenarij S2_FBIH_REF_SA	87
Tablica 7.2. Struktura proizvodnih kapaciteta, vršno opterećenje i rezerva u sustavu u Federaciji BiH za scenarij S2_FBIH_REF_SA	87
Tablica 7.3. Bilanca proizvodnje električne energije u Federaciji BiH za scenarij S2_FBIH_REF_SA	88
Tablica 7.4. Potrošnja ugljena i emisija CO ₂ u Federaciji BiH za scenarij S2_FBIH_REF_SA	89
Tablica 7.5. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza električne energije za Federaciju BiH za scenarij S2_FBIH_REF_SA	89

Tablica 7.6. Raspored ulaska u pogon elektrana za Federaciju BiH za scenarij S2_FBiH_FIX_SA	90
Tablica 7.7. Bilanca proizvodnje električne energije u Federaciji BiH za scenarij S2_FBiH_FIX_SA	91
Tablica 7.8. Potrošnja ugljena i emisija CO ₂ u Federaciji BiH za scenarij S2_FBiH_FIX_SA	91
Tablica 7.9. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza električne energije za Federaciju BiH za scenarij S2_FBiH_FIX_SA	92
Tablica 7.10 Raspored ulaska u pogon elektrana u FBiH za scenarij S2_FBiH_REF	93
Tablica 7.11 Snaga na pragu (postojeće s revitalizacijom i nove elektrane), vršno opterećenje i rezerva u elektroenergetskom sustavu FBiH za scenarij S2_FBiH_REF	93
Tablica 7.12 Bilanca proizvodnje električne energije u FBiH za scenarij S2_FBiH_REF	94
Tablica 7.13 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza u FBiH za scenarij S2_FBiH_REF	95
Tablica 7.14. Raspored ulaska u pogon elektrana FBiH za scenarij S3_FBiH_REF	96
Tablica 7.15. Bilanca proizvodnje električne energije u FBiH za scenarij S3_FBiH_REF	96
Tablica 7.16. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza u FBiH za scenarij S3_FBiH_REF	97
Tablica 7.17 Raspored ulaska u pogon elektrana FBiH za scenarij S1_FBiH_REF	98
Tablica 7.18. Bilanca proizvodnje električne energije u FBiH za scenarij S1_FBiH_REF	98
Tablica 7.19 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza u FBiH za scenarij S1_FBiH_REF	99
Tablica 7.20. Potrošnja ugljena u FBiH za tri referentna scenarija	100
Tablica 7.21. Mogućnosti izvoza u Federaciji BiH	100
Tablica 7.22 Raspored ulazaka u pogon elektrana EP BiH za scenarij S2_EPBiH_REF_SA	102
Tablica 7.23 Snaga na pragu (postojeće s revitalizacijom i nove elektrane), vršno opterećenje i rezerva u sustavu EP BiH za scenarij S2_EPBiH_REF_SA	102
Tablica 7.24. Bilanca proizvodnje električne energije u EP BiH za scenarij S2_EPBiH_REF_SA	103
Tablica 7.25. Potrošnja ugljena i emisija CO ₂ u EP BiH za scenarij S2_EPBiH_REF_SA ..	103
Tablica 7.26. Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza električne energije za EP BiH za scenarij S2_EPBiH_REF_SA	104
Tablica 7.27 Raspored ulazaka u pogon elektrana EP BiH za scenarij S2_EPBiH_IZVOZ_SA	105
Tablica 7.28 Snaga na pragu (postojeće s revitalizacijom i nove elektrane), vršno opterećenje i rezerva u sustavu EP BiH za scenarij S2_EPBiH_IZVOZ_SA	105
Tablica 7.29. Bilanca proizvodnje električne energije u EP BiH za scenarij S2_EPBiH_IZVOZ_SA	106
Tablica 7.30. Potrošnja ugljena i emisija CO ₂ u EP BiH za scenarij S2_EPBiH_IZVOZ_SA	106
Tablica 7.31 Raspored ulazaka u pogon elektrana EP BiH za scenarij S2_EPBiH_REF	107
Tablica 7.32 Snaga na pragu (postojeće s revitalizacijom i nove elektrane), vršno opterećenje i rezerva u sustavu EP BiH za scenarij S2_EPBiH_REF	107
Tablica 7.33 Bilanca proizvodnje električne energije EP BiH za scenarij S2_EPBiH_REF .	108
Tablica 7.34 Troškovi goriva, pogona i održavanja, te izgradnje EP BiH za scenarij S2_EPBiH_REF	109
Tablica 7.35 Raspored ulazaka u pogon elektrana EP BiH za scenarij S3_EPBiH_REF	110
Tablica 7.36 Bilanca proizvodnje električne energije u EP BiH za scenarij S3_EPBiH_REF	110
Tablica 7.37 Troškovi goriva, pogona i održavanja, te izgradnje EP BiH za scenarij S3_EPBiH_REF	111
Tablica 7.38 Raspored ulazaka u pogon elektrana EP BiH za scenarij S1_EPBiH_REF	112
Tablica 7.39 Bilanca proizvodnje električne energije u EP BiH za scenarij S1_EPBiH_REF	113

Tablica 7.40 Troškovi goriva, pogona i održavanja, te izgradnje EP BiH za scenarij S1_EPBih_REF	113
Tablica 7.41 Potrošnja ugljena u EP BiH	114
Tablica 7.42 Mogućnosti izvoza u EP BiH za sve scenarije	115
Tablica 7.43 Raspored ulaska u pogon elektrana EP HZHB za scenarij S2_HZHB_REF ...	116
Tablica 7.44 Snaga na pragu (postojeće i nove elektrane), vršno opterećenje i rezerva u sustavu EP HZHB za scenarij S2_HZHB_REF	117
Tablica 7.45 Bilanca proizvodnje/uvoza električne energije EP HZHB za scenarij S2_HZHB_REF	118
Tablica 7.46 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza EP HZHB za scenarij S2_HZHB_REF	119
Tablica 7.47 Raspored ulaska u pogon elektrana EP HZHB za scenarij S2_HZHB_ALx2 za slučaj izgradnje TE Kongora	121
Tablica 7.48 Raspored ulaska u pogon elektrana EP HZHB za scenarij S2_HZHB_ALx2 za slučaj izgradnje plinske elektrane	121
Tablica 7.49. Bilanca proizvodnje/nabave električne energije za scenarij S2_HZHB_ALx2 u slučaju izgradnje TE Kongora	122
Tablica 7.50. Bilanca proizvodnje/nabave električne energije za scenarij S2_HZHB_ALx2 u slučaju izgradnje plinske elektrane 2x300 MW	122
Tablica 7.51. Potrošnja ugljena/prirodnog plina i emisija CO ₂ za scenarij S2_HZHB_ALx2	123
Tablica 7.52 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza EP HZHB za scenarij S2_HZHB_ALx2 za slučaj izgradnje TE Kongora	123
Tablica 7.53 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza EP HZHB za scenarij S2_HZHB_ALx2 za slučaj izgradnje plinske elektrane	124
Tablica 7.54 Raspored ulazaka u pogon elektrana EP HZHB za scenarij S3_HZHB_REF .	124
Tablica 7.55 Bilanca proizvodnje/uvoza električne energije EP HZHB za scenarij S3_HZHB_REF	125
Tablica 7.56 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza EP HZHB za scenarij S3_HZHB_REF	126
Tablica 7.57 Raspored ulaska u pogon elektrana EP HZHB za scenarij S1_HZHB_REF ...	127
Tablica 7.58 Bilanca proizvodnje/uvoza električne energije EP HZHB za scenarij S1_HZHB_REF	128
Tablica 7.59 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza EP HZHB za scenarij S1_HZHB_REF	128
Tablica 7.60 Potrošnja ugljena u EP HZHB za tri referentna scenarija	130
Tablica 7.61 Mogućnosti izvoza u EP HZHB za sve scenarije	130
Tablica 8.1 Raspored ulaska u pogon elektrana u RS za scenarij S2_RS_REF	132
Tablica 8.2 Snaga na pragu (postojeće s revitalizacijom i nove elektrane), vršno opterećenje i rezerva u elektroenergetskom sustavu RS za scenarij S2_RS_REF	133
Tablica 8.3 Bilanca proizvodnje/uvoza električne energije u RS za scenarij S2_RS_REF ..	134
Tablica 8.4 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza u RS za scenarij S2_RS_REF	135
Tablica 8.5. Potrošnja ugljena i emisija CO ₂ za RS u scenariju S2_RS_REF	136
Tablica 8.6 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza u RS za scenarij S2_RS_Stanari	137
Tablica 8.7. Potrošnja ugljena i emisija CO ₂ za RS u scenariju S2_RS_Stanari	137
Tablica 8.8 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza u RS za scenarij S2_RS_IZVOZ	138
Tablica 8.9. Potrošnja ugljena i emisija CO ₂ za RS u scenariju S2_RS_IZVOZ	138
Tablica 8.10 Raspored ulaska u pogon elektrana u ERS za scenarij S2_ERS_REF	139
Tablica 8.11 Bilanca proizvodnje/uvoza električne energije u ERS za scenarij S2_RS_REF	139
Tablica 8.12. Potrošnja ugljena i emisija CO ₂ za RS u scenariju S2_RS_REF	140

Tablica 8.13 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza u RS za scenarij S2_RS_REF	140
Tablica 8.14 Raspored ulaska u pogon elektrana ERS za scenarij S3_RS_REF	141
Tablica 8.15 Bilanca proizvodnje/uvoza električne energije u RS za scenarij S3_RS_REF	141
Tablica 8.16 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza ERS za scenarij S3_RS_REF	142
Tablica 8.17. Potrošnja ugljena i emisija CO ₂ za RS u scenariju S3_RS_REF	143
Tablica 8.18 Raspored ulaska u pogon elektrana u RS za scenarij S1_RS_REF	143
Tablica 8.19 Bilanca proizvodnje/uvoza električne energije u RS za scenarij S1_RS_REF	144
Tablica 8.20 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza u RS za scenarij S1_RS_REF	144
Tablica 8.21. Potrošnja ugljena i emisija CO ₂ za RS u scenariju S1_RS_REF	145
Tablica 8.22 Potrošnja ugljena u RS za tri referentna scenarija izgradnje	146
Tablica 8.23. Mogućnosti izvoza u RS po analiziranim scenarijima	146
Tablica 9.1 Investicije za EES BiH za scenarij S2_REF_SA	148
Tablica 9.2 Investicije za Federaciju BiH za scenarij S2_FBIH_REF_SA	149
Tablica 9.3 Investicije za EP BiH za scenarij S2_EPBIH_REF_SA	149
Tablica 9.4 Investicije za EP HZHB za scenarij S2_HZHB_REF	150
Tablica 9.5 Investicije za RS za scenarij S2_RS_Stanari	150
Tablica 9.6 Investicije za ERS/RS za scenarij S2_ERS_REF	151

13. POPIS SLIKA

Slika 2.1 Shematski dijagram tokova novca za neki program izgradnje	14
Slika 2.2 Pristup i metodologija planiranja razvoja proizvodnih kapaciteta	16
Slika 3.1. Screening krivulje za termoelektrane kandidate i revitalizacije (osnovne cijene lignita).....	34
Slika 3.2. Prosječni proizvodni trošak elektrana kandidata i revitaliziranih jedinica ovisno o faktoru opterećenja (osnovne cijene lignita).....	35
Slika 3.3. Screening krivulje za termoelektrane kandidate i revitalizacije (cijena lignita iz GIS studije, 1,71 EUR/GJ).....	36
Slika 3.4. Prosječna proizvodna cijena elektrana kandidata i revitaliziranih jedinica ovisno o faktoru opterećenja (cijena lignita iz GIS studije, 1,71 EUR/GJ)	37
Slika 3.5. Prosječni proizvodni trošak elektrana kandidata (analiza osjetljivosti na cijene ugljena – vidi tablicu 4.1).....	39
Slika 3.6. Prosječna proizvodna cijena tijekom životnog vijeka za hidroelektrane i vjetroelektrane kandidate za izgradnju.....	41
Slika 4.1. Cijene prirodnog plina na pragu elektrane u BiH za tri scenarija razvoja	46
Slika 4.2. Razvoj cijena nafte do 2030. godine prema referentnom IEA scenariju.....	47
Slika 4.3. Razvoj cijena nafte prema DOE scenarijima (visoki – High, referentni – Ref, niski – Low) (izvor: Annual Energy Outlook 2006, DOE/EIA, February 2006).....	48
Slika 4.4. Scenariji cijena nafte korišteni u GIS studiji (bazni – Base, niski – Low i visoki – High) (Source: Development of Power Generation in the South East Europe, Update of Generation Investment Study, January 31, 2007).....	48
Slika 4.5. Cijene nafte za nekoliko scenarija – relativne promjene cijena u odnosu na 2005. godinu.....	49
Slika 4.6. Cijene nafte za tri scenarija razvoja BiH – S1, S2 i S3.	50
Slika 4.7. Promjena vrijednosti funkcije cilja tijekom razdoblja simulacija.....	54
Slika 7.1 Snaga na pragu (postojeće i nove elektrane), vršno opterećenje i rezerva u sustavu EP HZHB za scenarij S2_HZHB_REF	117
Slika 7.2 Bilanca proizvodnje/uvoza električne energije EP HZHB za scenarij S2_HZHB_REF	118
Slika 7.3 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza EP HZHB za scenarij S2_HZHB_REF	120
Slika 7.4 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza EP HZHB za scenarij S3_HZHB_REF.....	126
Slika 7.5 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza EP HZHB za scenarij S1_HZHB_REF	129
Slika 8.1 Snaga na pragu (postojeće s revitalizacijom i nove elektrane), vršno opterećenje i rezerva u elektroenergetskom sustavu RS za scenarij S2_RS_REF.....	133
Slika 8.2 Bilanca proizvodnje/uvoza električne energije u RS za scenarij S2_RS_REF	134
Slika 8.3 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i uvoza u RS za scenarij S2_RS_REF	136
Slika 8.4 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza ERS za scenarij S3_RS_REF.....	142
Slika 8.5 Troškovi goriva, pogona i održavanja, izgradnje i trošak uvoza u RS za scenarij S1_RS_REF	145

14. POPIS KRATICA

AES	američka energetska kompanija AES
APET	<i>Austrian Power & Environment Technology GmbH</i>
BDP	bruto domaći proizvod
BiH	Bosna i Hercegovina
CEZ	Češka elektroenergetska kompanija (ČEZ)
CHE	crpna hidroelektrana – isto što i RHE
EF	elektrostatski filter
EFT	<i>Energy Financig Team Ltd.</i>
ENS	<i>Energy Not Served</i> ; neisporučena energija
EP BiH	JP Elektroprivreda BiH d.d. Sarajevo
EP HZHB	JP Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg-Bosne d.d. Mostar
EPS	Elektroprivreda Srbije
ERS	Elektroprivreda Republike Srpske a.d. Trebinje
EUR	euro
FBiH	Federacija Bosne i Hercegovine
FOR	<i>Forced Outage Rate</i> ; vjerovatnost kvara (neplaniranog izlaska iz pogona)
GIS	<i>Generation Investment Study</i>
HE	hidroelektrana
HEP	Hrvatska elektroprivreda
HES	hidroenergetski sustav
IDC	<i>Interest During Construction</i> ; interkalarna kamata
KM	konvertibilna marka
LOLP	<i>Loss of Load Probability</i>
MHE	mala hidroelektrana
MOR	<i>Maintenance Outage Rate</i> ; trajanje redovitog remonta
NOS BiH	Nezavisni operator sustava BiH Sarajevo
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
REBIS	<i>Regional Balkans Infrastructure Study – Electricity</i>
RHE	reverzibilna hidroelektrana – isto što i CHE
RiT	Rudarski institut Tuzla
RiTE	rudnik i termoelektrana
RS	Republika Srpska
TE	termoelektrana
T-M-T	vodotok Tihaljina-Mlade-Trebižat
USD	američki dolar
VE	vjetroelektrana

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