

OKVIRNA ENERGETSKA STRATEGIJA FEDERACIJE BOSNE I HERCEGOVINE DO 2035. GODINE

Status dokumenta: Finalni nacrt
Datum predaje verzije: 31. 08. 2017. godine

UVOD

Prethodna globalna i evropska ekonomska kriza uz regionalni socio-politički aspekt negativno su utjecali na dinamiku razvoja Jugoistočne Evrope, pa samim time i Federacije Bosne i Hercegovine (FBiH) u okviru Bosne i Hercegovine. Uz karakter male, otvorene ekonomije, Federaciji Bosne i Hercegovine te Bosni i Hercegovini su nužno potrebne pametne investicije koje će značajnije i ciljano pokrenuti ekonomsku aktivnost, a pri čemu sektor energetike ima veliku ulogu.

Domaći i evropski energetska kontekst u trenutnom periodu pun je velikih odluka, izazova i neizvjesnosti. Zapadne zemlje Evropske unije (EU) predvode implementaciju politike čiste energije, značajno mijenjajući energetske paradigme, regulatorne mehanizme i investicijske potrebe. Pritisци na veleprodajne cijene električne energije na evropskim berzama danas otežavaju značajnije investicijske odluke u energetici, dok s druge strane EU-ova agenda čišće energije iziskuje sredstva za dugoročnu prilagodbu proizvodnog portfolija i tehnologija ka manjim emisijama stakleničkih gasova.

Okvirna energetska strategija Federacije Bosne i Hercegovine daje kontekst i smjer razvoja energetike u Federaciji Bosne i Hercegovine, te traži pravi balans u kontekstu „energetske trileme“. Pokretanje pravih investicija, tržišnih i regulatornih reformi u svim segmentima energetike, podržanih s čvrstom i strukturiranom implementacijom od svih ključnih dionika, od ključne je važnosti za Federaciju Bosne i Hercegovine.

Smjernice za Federaciju Bosne i Hercegovine baziraju se na politikama održivog razvoja koje u balansu imaju tri aspekta: a) sigurnosti snabdijevanja, b) konkurentnosti cijena, i c) politike dekarbonizacije, odnosno čišće energije. Samo uz ciljanu efikasnost sektora i efikasno korištenje resursa će Federacija Bosne i Hercegovine, te Bosna i Hercegovina u cijelosti, omogućiti paralelnu konvergenciju preuzetim obavezama i politikama EU-a, te pozicionirati energetiku kao motor stabilnosti i održivog razvoja ekonomije. Očekuje se da će sekundarni efekti dovesti do zapošljavanja, smanjenja javnog duga i povećanja konkurentnosti.

Cilj ovog dokumenta („Okvirna energetska strategija“) je prioritizacija ključnih energetska strateških smjernica Federacije Bosne i Hercegovine s jasno postavljenim ciljevima i prioritetima za provedbu u narednim godinama, pri tome imajući u vidu načela slobodnog tržišta i tržišnih faktora koji se ne mogu centralno kontrolirati. Jasne strateške smjernice ovog dokumenta podloga su za prijavu i povlačenje, među ostalim, IPA i WBIF sredstava za energetiku u Bosni i Hercegovini, kao i za privlačenje drugih investitora u energetska sektor.

Ovaj dokument sadrži strateške smjernice usaglašene s Radnom skupinom Federacije Bosne i Hercegovine, a nastao je kao plod saradnje mjerodavnih ministarstava, relevantnih institucija, istraživačkih centara, udruženja i socijalnih partnera te drugih dionika energetska sektora.

Krajnji rezultat ovog dokumenta je strateška analiza te pregled strateških prioriteta energetska politike Federacije Bosne i Hercegovine u njenim ključnim segmentima, te daje nekoliko indikativnih scenarija razvoja proizvodnog miksa za period do 2035. godine.

Sadržaj

1	PRISTUP I METODOLOGIJA	5
1.1	Dodjela institucionalnih nadležnosti u energetsom sektoru Federacije Bosne i Hercegovine te Bosne i Hercegovine	5
1.2	Ključne informacije te pristup izradi Okvirne energetske strategije	5
1.3	Metodologija izrade Okvirne energetske strategije	6
1.4	Podaci	7
2	SAŽETAK	8
2.1	Ulazne smjernice za izradu Okvirne energetske strategije	8
2.2	Sažetak vizije i prioriteta Okvirne energetske strategije Federacije Bosne i Hercegovine	8
3	OPĆI PODACI I MAKROEKONOMSKA KRETANJA	11
3.1	Ustrojstvo i opći podaci	11
3.2	Makroekonomska kretanja	11
3.2.1	Bruto domaći proizvod	11
3.2.2	Nezaposlenost	12
3.2.3	Direktna strana ulaganja i investicijska klima	13
4	GLOBALNI ENERGETSKI TRENDOVI	16
4.1	Električna energija	16
4.1.1	Globalni trendovi	16
4.1.2	Evropski trendovi	17
4.1.3	Evropske energetske politike	19
4.1.4	Dosadašnji rast proizvodnje iz OIE-a	21
4.1.5	Budući scenariji razvoja instalirane snage iz OIE-a	21
4.1.6	Tehnologije obnovljivih izvora energije	23
4.1.7	Trendovi u segmentu veleprodaje i snabdijevanja električnom energijom	24
4.1.8	Utjecaj trendova na transformaciju sektora i nove poslovne modele	25
4.1.9	Ključne implikacije globalnih trendova na Okvirnu energetska strategiju	28
4.2	Nafta i gas	29
4.2.1	Tržište sirove nafte	29
4.2.2	Tržište prirodnog gasa	31
4.2.3	Prerada sirove nafte	33
4.2.4	Trendovi ulaganja i poslovni modeli naftnih kompanija	34
4.2.5	Ključne implikacije globalnih trendova nafte i gasa na Okvirnu energetska strategiju	36
5	ENERGETSKI SEKTOR FEDERACIJE BOSNE I HERCEGOVINE	37
5.1	Presjek regulatorno-institucionalnog okvira	37
5.1.1	Ugovor o osnivanju Energetske zajednice	37
5.1.2	Inicijativa West Balkan 6 (Zapadni Balkan 6)	41
5.1.3	Zakonodavni okvir energetskeg sektora	42
5.2	Elektroenergetski sektor	43
5.2.1	Struktura tržišta električne energije	43
5.2.2	Instalirana snaga i proizvodnja električne energije	44
5.2.3	Veleprodajno tržište	48
5.2.4	Prijenos električne energije	50
5.2.5	Distribucija i snabdijevanja	53
5.2.6	Cijene električne energije	57
5.2.7	Indikativni scenariji razvoja proizvodnog miksa Federacije Bosne i Hercegovine	59
5.2.8	Razrada scenarija razvoja proizvodnog miksa Federacije Bosne i Hercegovine do 2035. godine	64
5.2.9	Regulatorni i institucionalni okvir	76
5.2.10	Strateške smjernice	81
5.3	Sektor uglja	82

5.3.1	Uvod.....	82
5.3.2	Rezerve uglja	83
5.3.3	Proizvodnja uglja i efikasnost rudnika	85
5.3.4	Scenariji razvoja sektora rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine.....	89
5.3.5	Kumulativni efekti indikativnih scenarija razvoja TE sektora.....	91
5.3.6	Regulatorni i institucionalni okvir.....	92
5.3.7	Strateške smjernice	93
5.4	Obnovljivi izvori energije.....	94
5.4.1	Uvod.....	94
5.4.2	Učešće energije iz OIE-a u bruto finalnoj potrošnji.....	94
5.4.3	Regulatorni i institucionalni okvir.....	104
5.4.4	Strateške smjernice	106
5.5	Sektor nafte i naftnih derivata.....	107
5.5.1	Struktura naftnog tržišta u Federaciji Bosne i Hercegovine	107
5.5.2	Istraživanje i proizvodnja ugljikovodika	107
5.5.3	Potrošnja naftnih derivata.....	111
5.5.4	Program obaveznih rezervi naftnih derivata.....	113
5.5.5	Tržište maloprodaje naftnih derivata	115
5.5.6	Regulatorni i institucionalni okvir.....	116
5.5.7	Strateške smjernice	119
5.6	Sektor gasa.....	120
5.6.1	Stanje i trendovi u sektoru gasa za širu regiju.....	120
5.6.2	Struktura tržišta gasa u Bosni i Hercegovini i Federaciji Bosne i Hercegovine	122
5.6.3	azvoj gasovodne infrastrukture u regiji i Federaciji Bosne i Hercegovine	128
5.6.4	Regulatorni i institucionalni okvir.....	130
5.6.5	Strateške smjernice	133
5.7	Toplinarstvo	134
5.7.1	Potrošnja toplotne energije	134
5.7.2	Proizvodnja toplotne energije.....	135
5.7.3	Toplinska poduzeća u Federaciji Bosne i Hercegovine	135
5.7.4	Opcije razvoja sistema daljinskog grijanja.....	136
5.7.5	Ostali toplinski sistemi	140
5.7.6	Regulatorni i institucionalni okvir.....	140
5.7.7	Strateške smjernice	141
5.8	Energetska efikasnost.....	142
5.8.1	Evropske direktive i Akcioni planovi	142
5.8.2	Ključni strateški elementi	144
5.8.3	Finalna potrošnja.....	144
5.8.4	Transformacija, prijenos i distribucija	146
5.8.5	Sistemi daljinskog grijanja	149
5.8.6	Međusektorske mjere	150
5.8.7	Regulatorni i institucionalni okvir.....	152
5.8.8	Strateške smjernice	153
5.9	Pregled ključnih koraka za kreiranje Strateške procjene utjecaja na okoliš.....	154
5.9.1	Ocjena potrebe i koraci kreiranja Strateške procjene utjecaja na okoliš	154
5.9.2	Indikativna područja i ciljevi	154
5.9.3	Sugerirane mjere zaštite okoliša u Okvirnoj energetske strategiji	155
	Spisak skraćenica.....	157
	Popis slika	160
	Popis tablica	163

1 PRISTUP I METODOLOGIJA

1.1 Dodjela institucionalnih nadležnosti u energetsom sektoru Federacije Bosne i Hercegovine te Bosne i Hercegovine

Bosna i Hercegovina je država koja se sastoji od dvaju entiteta, Federacije Bosne i Hercegovine i Republike Srpske, te Brčko Distrikta Bosne i Hercegovine kao zasebne upravne jedinice. Energetski sektor je u nadležnosti entiteta. Prema Ustavu Bosne i Hercegovine, u nadležnost institucija Bosne i Hercegovine spada, između ostalog, reguliranje međuentitetskog transporta, što podrazumijeva i transport energije. Također, vanjska politika i ispunjavanje preuzetih međunarodnih obaveza je u nadležnosti Bosne i Hercegovine. Imajući u vidu naprijed navedeno, u kontekstu ovog dokumenta, nadležne institucije u energetsom sektoru su sljedeće:

- **Ministarstvo vanjske trgovine i ekonomskih odnosa Bosne i Hercegovine (MVTEO)** je dio Vijeća ministara Bosne i Hercegovine, koje ostvaruje svoja prava i obavlja dužnosti kao organ državne vlasti. Kao što je navedeno u Zakonu o ministarstvima i drugim organima uprave Bosne i Hercegovine („Službeni glasnik Bosne i Hercegovine”, broj 5/03, 42/03, 26/04, 42/04, 45/06, 88/07, 35/09 i 103/09), MVTEO je nadležan, između ostalog, za obavljanje poslova i zadataka iz nadležnosti Bosne i Hercegovine koji se odnose na definiranje politike, osnovnih principa, koordiniranje djelatnosti i usklađivanje planova entitetskih tijela vlasti i institucija na međunarodnom planu u području energetike. MVTEO također ima i nadležnosti u oblasti koncesija za korištenje vodnih potencijala graničnih rijeka, kao i kada se koncesiono dobro prostire na području obaju entiteta. U MVTEO-u je organiziran Sektor za energetiku koji obavlja poslove u okviru Odsjeka za primarnu energiju i politiku, Odsjeka za sekundarnu energiju i projekte, te Odsjeka za implementaciju projekata.
- **Federalno ministarstvo energije, rudarstva i industrije (FMERI)**, u skladu s nadležnostima propisanim Zakonom o federalnim ministarstvima i drugim organima uprave Federacije Bosne i Hercegovine („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine”, broj 58/02, 19/03, 38/05, 2/06, 8/06, 61/06, 52/09, 80/10 i 48/11), obavlja upravne, stručne i druge poslove utvrđene zakonom koji se odnose na ostvarivanje nadležnosti Federacije Bosne i Hercegovine u oblastima industrije, energetike, rudarstva, geoloških istraživanja i poduzetništva. U okviru FMERI-ja organizirani su Sektor energije i Sektor rudarstva.

Kantoni u Federaciji Bosne i Hercegovine imaju, prema kantonalnim ustavima, vlastita ovlaštenja o oblasti energije, koja se odnose na donošenje propisa o lokalnim postrojenjima za proizvodnju energije i osiguranje njihove dostupnosti.

1.2 Ključne informacije te pristup izradi Okvirne energetske strategije

Izrada ove okvirne strategije je dio projekta koji finansira Odjeljenje za međunarodni razvoj (DFID) Vlade Velike Britanije a predvodi ga *PricewaterhouseCoopers* u saradnji s ostalim partnerima. Krajnji cilj projekta je izrada Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine na osnovi ažurirane Energetske strategije Republike Srpske i Okvirnih energetske strategije Federacije Bosne i Hercegovine te Brčko Distrikta Bosne i Hercegovine.

U okviru projekta izradit će se:

- **Strateška analiza postojećeg stanja energetskeg tržišta,**
- **Ažuriranje postojeće energetske strategije Republike Srpske kroz dokument Energetske strategije Republike Srpske,**
- **Izrada energetske strategije Federacije Bosne i Hercegovine kroz dokument Okvirne energetske strategije Federacije Bosne i Hercegovine,**
- **Izrada energetske strategije Brčko Distrikta Bosne i Hercegovine kroz dokument Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine,**
- **Metodološko usklađivanje entitetskih dokumenata te izrada Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine.**

Vremenski okvir za izradu Nacrta strateških dokumenata je 5 mjeseci. U proces izrade Okvirne energetske strategije uključene su radne skupine na svim nivoima, a koje je svako od nadležnih tijela na projektu imenovalo i ovlastilo za rad na ovom projektu. Nivo Bosne i Hercegovine predstavlja Radna skupina koju predvodi Ministarstvo vanjske trgovine i ekonomskih odnosa (MVTEO), nivo Federacije Bosne i Hercegovine predstavlja Radna skupina koju predvodi Federalno ministarstvo energetike, rudarstva i industrije (FMERI), nivo Republike Srpske predstavlja Radna skupina koju predvodi Ministarstvo industrije, energetike i rudarstva (MIER), a nivo Brčko Distrikta Bosne i Hercegovine kojeg predstavlja Radna skupina predvođena od strane JP *Komunalno Brčko d.o.o.*

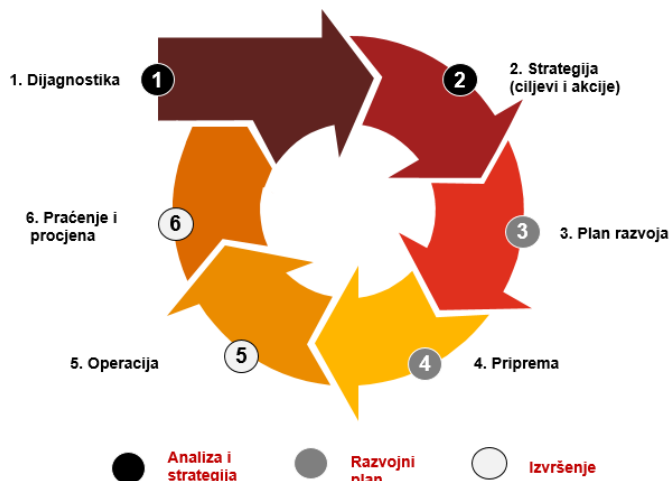
Tokom procesa izrade Okvirne energetske strategije periodično su se izvještavali predstavnici Ministarstva vanjske trgovine i ekonomskih odnosa Bosne i Hercegovine, Ministarstva energije, rudarstva i industrije Federacije Bosne i Hercegovine, Ministarstva industrije, energije i rudarstva Republike Srpske, Vijeća Ministara Bosne i Hercegovine, te predstavnici donatora (Britanska ambasada u Bosni i Hercegovini) i drugih zainteresiranih strana poput Delegacije EU-a u Bosni i Hercegovini.

1.3 Metodologija izrade Okvirne energetske strategije

Okvirna energetska strategija (OES) za cilj ima identifikaciju ključnih prioriteta potrebnih za razvoj energetskeg sistema u Federaciji Bosne i Hercegovine kao jedne od ključnih sastavnica energetske strategije na državnom nivou Bosne i Hercegovine.

Cjelokupan pristup životnog ciklusa uključuje šest zadataka, koji su predstavljeni na sljedećoj slici i opisani u nastavku.

Slika 1.3.1 Životni ciklus strateškog planiranja



Izvor: metodologija Projektnog tima

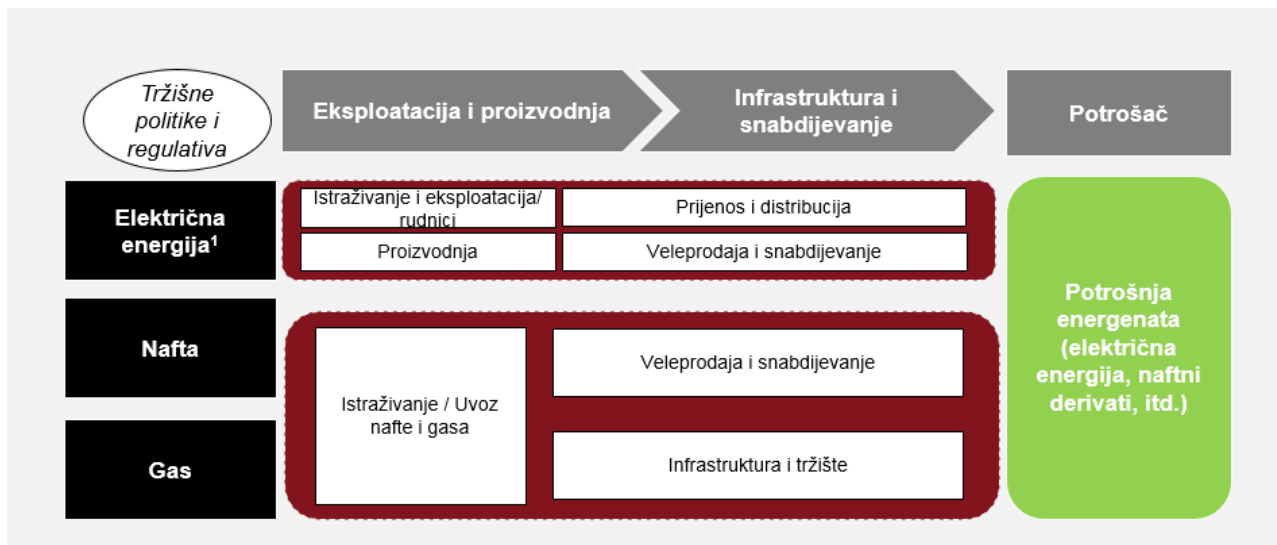
- Dijagnostika:** strateška analiza na temelju koje je napravljen presjek trenutnog stanja i jasno razumijevanje trenutne situacije energetskeg sektora Federacije Bosne i Hercegovine. Ovaj zadatak se sastojao od aktivnosti prikupljanja podataka, razgovora s ključnim dionicima, analize šireg regionalnog i evropskog energetskeg konteksta te identifikacije ključnih hipoteza i strateških prioriteta. Dijagnostika, odnosno strateška analiza, odnosila se na ključne segmente energetike.
- Strategija:** identifikacija strateških ciljeva, vizije te razrada ključnih strateških prioriteta u svim segmentima energetike (električna energija, nafta, gas, toplinarstvo, energetska efikasnost, obnovljivi izvori energije, regulatorno-zakonodavni okvir, krajnji korisnik, itd.), zasnovana na razumijevanju trenutnog stanja te globalnih trendova koji mijenjaju industriju. Ovaj korak rađen je na temelju urađenih analiza i postavljenih hipoteza tokom faze dijagnostike, te shodno tome daje osvrt na ključne teme. Cilj ovog zadatka je identifikacija ključnih strateških prioriteta i opcija kao podloga za daljnje odlučivanje i implementaciju energetskeg politika u Federaciji Bosne i Hercegovine koja čini jednu od ključnih sastavnica Okvirne energetske strategije na državnom nivou.
- Plan razvoja:** ova sastavnica strateškog planiranja stavlja fokus na daljnju i detaljnu razradu specifičnih strateških tema do nivoa operativnih, tehničkih i legislativnih planova. Ona predstavlja operativnu podlogu za implementaciju investicija i mjera u energetici. Akcioni plan uključuje definicije pokazatelja za praćenje i evaluaciju energetske politike te investicija izabranih od kreatora politike.
- Priprema:** priprema i provođenje Akcionog plana (detaljni projekat i planiranje).
- Sprovođenje:** primjena programa definiranog na programskim nivoima.
- Praćenje i procjena:** praćenje rezultata i utjecaja programa i poređenje sa strateškim ciljevima definiranim tokom planiranja.

Ovaj dokument uključuje razvoj prva dva elementa životnog ciklusa strateškog planiranja:

- Faza 1 – Dijagnostika**
- Faza 2 – Izrada Okvirne energetske strategije Federacije Bosne i Hercegovine**

U sklopu projekta sagledani su ključni segmenti energetskeg tržišta duž lanca vrijednosti, kao što je prikazano na sljedećoj slici (Slika 1.3.2).

Slika 1.3.2 Presjek ključnih segmenata energetskeg tržišta i lanca vrijednosti



Napomena: 1) Uključeni su i podsektori
Izvor: analiza Projektnog tima

Za svaki od obrađenih dijelova energetskeg tržišta, dokument daje strateški osvrt na regulatorno-zakonodavni okvir.

U dijelu dokumenta koji se odnosi na segment električne energije obrađeni su evropski i regionalni trendovi, tematika rudnika uglja, uređenje tržišta, bilans uvoza i izvoza električne energije, proizvodnja i proizvodni miks, elektroenergetska infrastruktura odnosno distribucija i prijenos, veleprodajno tržište, trgovina i snabdijevanje te odabrane implikacije na krajnjeg korisnika. Dodatno, u kontekstu tržišta električne energije, obrađuje se i tema obnovljivih izvora energije i toplinarstva, te energetske efikasnosti kao jednog od temeljnih principa i obaveza energetske politike EU-a, kako iz perspektive krajnjeg korisnika (potrošača), tako i kroz ostale elemente lanca vrijednosti.

U segmentu nafte, uz globalni kontekst, dokument je strukturiran na *upstream* segment naftne industrije koji se odnosi na proces istraživanja i eksploatacije, i na *downstream* segment koji se odnosi na uvoz nafte i naftnih derivata, preradu i rafinerijsko poslovanje, skladištenje i rezerve, distribuciju i snabdijevanje tržišta naftom i naftnim derivatima te implikacije na krajnjeg korisnika.

U segmentu gasa, uz globalne, evropske i regionalne trendove, dokument daje osvrt na cjelokupno tržište i tržišno uređenje, presjek uvoznih aktivnosti, plan razvoja infrastrukture gasa, kretanje cijena za krajnje korisnike, itd.

Okvirna energetska strategija svojim analizama i smjernicama fokus stavlja i na problematiku tzv. „energetske trileme“, gdje se kroz prizme sigurnosti snabdijevanja, cjenovne prihvatljivosti te dekarbonizacije, odnosno čiste i održive energije, obrađuju ključni energetske segmenti i pitanja.

1.4 Podaci

Tokom izrade Okvirne energetske strategije Federacije Bosne i Hercegovine korišteni su:

- 1) Javno dostupni podaci (npr. podaci Zavoda za statistiku na nivou entiteta, države te EU-a, internet stranice institucija i privrednih subjekata, regulatorni izvještaji, finansijski i revizorski izvještaji, globalne energetske baze podataka, itd.)
- 2) Dostavljeni podaci od Radne skupine uključujući i rezultate operativnih i strateških radionica
- 3) Analize i baze podataka Projektnog tima

Projektni tim GGF-a tokom izrade ove studije nije obavljao revizorske procedure niti je, osim ako nije drugačije navedeno, dobijene finansijske i operativne podatke od strane Radnih skupina ili preuzete iz službenih dokumenata podvrgavao procedurama provjere ili potvrde.

2 SAŽETAK

2.1 Ulazne smjernice za izradu Okvirne energetske strategije

U periodu ekonomske nesigurnosti, značajni resursi i fokus treba biti usmjeren na identifikaciju izvora i omogućavanje **održivog rasta**. To je moguće jedino uz jasno definirane prioritete, fokus na efikasnost i razvoj te dosljednu implementaciju zadatih mjera. Koherentnost strateških ciljeva i provedbe ima za cilj efikasno korištenje (oskudnih) resursa, kako finansijskih, tako i stručnih (ljudskih), te prirodnih. U skladu s navedenim kontekstom, energetska sistem Federacije Bosne i Hercegovine može i mora nositi ključnu ulogu u unaprjeđenju ukupne ekonomije. Za suočavanje s ključnim izazovima koje sektor ima i očekuje, potreban je fokusiran i dosljedan set strukturnih reformi, ponekad i izvan oblasti energetike.

Uzevši u obzir specifičnu ekonomsku situaciju Federacije Bosne i Hercegovine te Bosne i Hercegovine u cijelosti, jedan od glavnih prioriteta ugrađenih u cjelokupnu sektorsku strategiju mora biti **konkurentna** energetika koja u značajnoj mjeri čuva standard građana te pozitivno utječe na konkurentnost drugih privrednih grana. Tu se javljaju dva ključna izazova; potreba za restrukturiranjem ključnih dijelova sektora kao preduslov za stvaranje veće vrijednosti za krajnje korisnike, te pronalazak novih vrijednosti kroz razvoj novih poslovnih modela.

Protekli period je pokazao da proizvodnja električne energije u Federaciji Bosne i Hercegovine u pravilu osigurava **sigurnost snabdijevanja** domaće potražnje, unatoč činjenici da je zbog visokog udjela i volatilnosti energije iz hidroelektrana taj bilans osjetljiv. Ipak, kada uzmemo u obzir trendove sve intenzivnije integracije evropskih tržišta, možemo konstatirati da sigurnost snabdijevanja nije značajno narušena niti u scenariju manjeg deficita. Iako aspiracije za period do 2035. godine stavljaju sigurnost snabdijevanja visoko na ljestvici prioriteta tom cilju je potrebno pristupiti vrlo oprezno uzevši u obzir negativna iskustva nekih evropskih zemalja u scenarijima prekapacitiranosti te evropske energetske trendove.

Strateški ciljevi održavanja konkurentnog energetskeg sistema te sigurnosti snabdijevanja moraju biti usklađeni s agendom **održivog razvoja odnosno smanjenja negativnih utjecaja na okoliš**, posebno imajući u vidu današnju poziciju Federacije Bosne i Hercegovine u odnosu na inicijative EU-a, energetske trendove te preuzete i buduće obaveze prema Energetskoj zajednici i drugim tijelima.

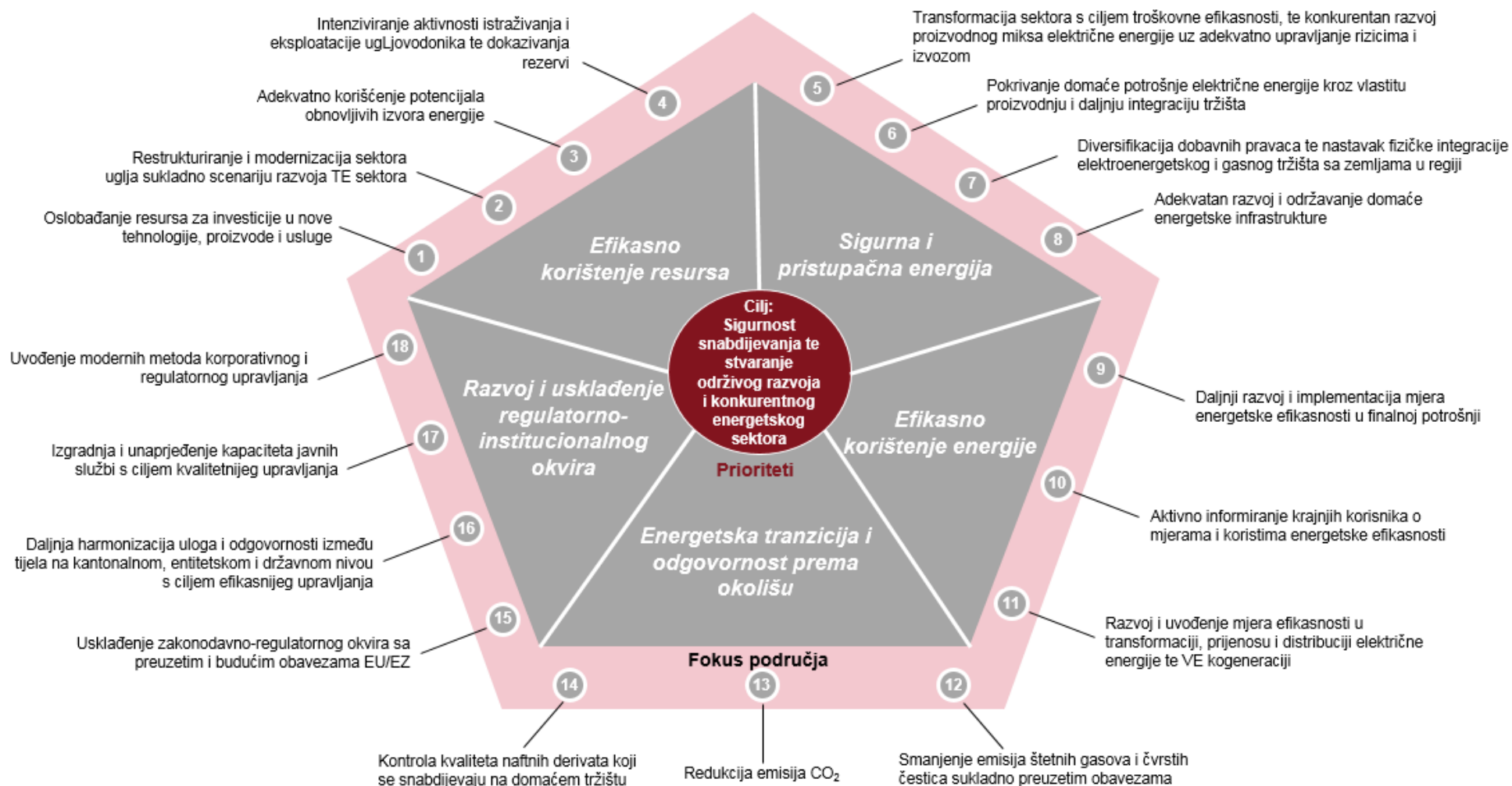
2.2 Sažetak vizije i prioriteta Okvirne energetske strategije Federacije Bosne i Hercegovine

Dugoročna vizija i cilj energetike Federacije Bosne i Hercegovine je stvaranje konkurentnog i dugoročno održivog energetskeg sistema, imajući u vidu aspekt sigurnosti snabdijevanja. Navedenu viziju je potrebno realizirati u okvirima dostupnih kapaciteta, resursa i adekvatne dinamike. Jasan smjer razvoja energetike važan je preduslov za jačanje investicijskih aktivnosti u energetiku, što će posljedično dovesti i do rasta investicijskih aktivnosti i u drugim, povezanim privrednim granama te imati širi pozitivan efekat na cjelokupnu ekonomiju. S namjerom postizanja ostvarenja vizije i ciljeva, definirano je pet ključnih prioriteta te povezanih fokus područja:

Efikasno korištenje resursa – uglavlj je trenutno dominantan prirodni resurs u proizvodnji električne energije i kao takav predstavlja jednu od ključnih osnova energetike. Iako dugoročni razvoj energetskeg sektora Federacije Bosne i Hercegovine podrazumijeva smanjenje štetnih emisija i proizvodnje električne energije iz fosilnih goriva, i dalje je iznimno važno da se buduće aktivnosti eksploatacije i proizvodnje uglja provode efikasnije primjenjujući adekvatnu tehnologiju i metode rada. Prirodni potencijali u segment nafte i gasa danas su potpuno neiskorišteni, stoga bi nastavak istražnih radnji s ciljem dokazivanja komercijalnih rezervi te potencijalnom eksploatacijom svakako doprinio današnjem bilansu. S druge strane, buduća snažnija orijentacija prema održivoj obnovljivoj energiji, koja je danas bazirana dominantno na hidroenergetskim potencijalima, zahtijeva dobro gospodarenje prirodnim potencijalima. To podrazumijeva identifikaciju i mapiranje prirodnih resursa i kapaciteta u svim segmentima obnovljivih izvora energije, te procjenu mogućnosti iskorištenja imajući u vidu održivost i utjecaj na okoliš ali i dugoročne ciljeve dekarbonizacije. Budući da efikasna transformacija obnovljivih izvora energije u električnu energiju podrazumijeva i iskorištavanje novih, inovativnih, tehnologija (koje postaju komercijalno sve dostupnije), važno je stvoriti optimalne uslove koji će potaknuti njihovo korištenje. Isto pravilo vrijedi i za ostatak energetskeg sektora u kojem digitalizacija, nove tehnologije i IT sistemi omogućavaju smanjenje troškova, kvalitetniji rad te nove poslovne modele.

Sigurna i pristupačna energija – dvije iznimno važne komponente tzv. energetske trileme u kontekstu ekonomske situacije i geopolitičke pozicije Federacije Bosne i Hercegovine. Kada govorimo o energetskeg sigurnosti, važno je razumjeti da Federacija Bosne i Hercegovine danas ne može samostalno postići energetskeg sigurnost u svim segmentima, primarno zbog nepostojanja vlastite proizvodnje nafte i gasa. Tu je prije svega važno aktivno upravljati fizičkom integracijom tržišta sa zemljama u okruženju, razumjeti i implementirati opcije diversifikacije dobavnih pravaca, te razvijati partnerske odnose s privrednim subjektima koji snabdijevaju domaće tržište. U segmentu nafte i naftnih derivata potrebno je uspostaviti sistem obaveznih rezervi. Isto tako, ne smije se zanemariti i adekvatno upravljanje vlastitom energetskeg infrastrukturom s ciljem unaprjeđenja kvaliteta i sigurnosti snabdijevanja. Kada govorimo o električnoj energiji, onda u kontekstu Federacije Bosne i Hercegovine govorimo o relativno visokom stepenu sigurnosti snabdijevanja koji je potrebno održavati i u narednom razdoblju balansirajući visok udio vlastite proizvodnje, integraciju s regionalnim tržištima, trendove energetske efikasnosti i decentralizirane proizvodnje te ciljeve konkurentnosti i održive obnovljive energije.

Slika 2.2.1 Ilustrativni prikaz strateških prioriteta Federacije Bosne i Hercegovine



Izvor: analiza Projektnog tima, Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine

Proizvodni miks Federacije Bosne i Hercegovine je relativno cjenovno konkurentan, međutim, u narednom periodu se mogu očekivati daljnji cjenovni pritisci (cijena proizvodnje uglja, ETS (eng. *Emission trading system* - sistem trgovanja emisijama), deregulacija proizvodne cijene, itd.), koji bi mogli negativno utjecati na konkurentnost. Uz to, potencijalno snažno planiranje izgradnja (termo) kapaciteta u današnjim uslovima cijena i EU-ova politika podiže rizik rasta fiksnih troškova i potencijalnog pada iskorištenosti elektrana što bi stvorilo dodatan pritisak na cjenovnu konkurentnost. Stoga je razvoj proizvodnog portfolija potrebno uskladiti s ekonomskim mogućnostima te tržišnim i regionalnim kontekstom. Procese prilagodbe na novu tržišnu realnost potrebno je pokrenuti na vrijeme, kroz sveobuhvatnu transformaciju energetskega sektora i njenih ključnih dionika, a s ciljem postizanja efikasnosti te oslobađanja resursa za ulaganja u nove tržišne segmente i izgradnju modernih kompetencija. Zadržavanje prosječne proizvodne cijene na nivoima današnje cijene HUPX-a, u dugom roku, smatralo bi se dobrim rezultatom, imajući u vidu sve pritiske.

Uz velike investicijske projekte, Federacija Bosne i Hercegovine ima solidan hidroenergetski potencijal, te priliku izgradnje drugih OIE projekata, čime se može stvoriti pozitivan multiplikatorski efekat na ekonomiju te potaknuti manje i srednje poduzetništvo. U tom kontekstu je važno aktivno upravljati modelima odnosno troškovima naknada za poticanje OIE-a koji stvaraju pritisak na krajnju cijenu električne energije, te poboljšati zakonski i regulatorni okvir u cilju lakšeg i bržeg ishoda dozvola za gradnju i eksploataciju OIE-a.

Efikasno korištenje energije – Ključni elementi strategije za energetske efikasnost predloženi su po uzoru na dugoročnu viziju EU zemalja, te na način da usklade realne interese Federacije Bosne i Hercegovine te zahtjeve Direktive 2012/27/EU. Tri su ključne strateške poluge za postizanje ciljeva energetske efikasnosti, odnosno ušteda od u intervalu od 30,46 do 37,19 PJ do 2035. godine, što je detaljnije razrađeno u poglavlju energetske efikasnosti. Poluge se odnose na uštede u finalnoj potrošnji, uštede u procesu transformacije, prijenosa i distribucije električne energije (učinak na primarnu potrošnju), gasa i toplote, te kroz stvaranje uslova za visokoefikasnu kogeneraciju te promociju i ekspanziju efikasnih sistema daljinskog grijanja. Osim navedenih elemenata, bitno je poboljšati zakonski i regulatorni okvir za energetske efikasnost, definirati finansijske mjere i institucionalni okvir za implementaciju, kao i provoditi info kampanje, edukacije i osposobljavanja.

Energetska tranzicija i odgovornosti prema okolišu – Ciljevi postizanja čišće energije i smanjenje negativnih utjecaja na okoliš visoko su na agendi Federacije Bosne i Hercegovine koja je usvojila te kontinuirano implementira razne inicijative koje su direktno i inidirektno povezane s očuvanjem okoliša. Konkretno, Federacija Bosne i Hercegovine je do 2028. godine preuzela obavezu smanjenja SO₂ za 95 %, NO_x za 64 % i čvrstih čestica za 77 % u odnosu na 2014. godinu za velika postrojenja za sagorijevanje. U terminima udjela OIE-a u bruto finalnoj potrošnji energije do 2020. godine, usvojen je cilj ostvarenja udjela od 41 %. Na strani potrošnje, u izradi su i mjere energetske efikasnosti. Navedene inicijative iziskuju snažne investicijske zahvate, što sa strateškim ciljem sigurnosti snabdijevanja električne energije povećava kompleksnost tranzicije sektora. Za uspješnu energetske tranziciju potrebno je sistematski i dosljedno provoditi mjere očuvanja okoliša i racionalnijeg korištenja resursa. Konkretno, potrebno je uvođenje mehanizama redovne kontrole i praćenje ostvarenja pojedinih ciljeva. Uz već definirane inicijative i Akcione planove Federacije Bosne i Hercegovine, potrebno je u vidu imati daljnje trendove u Evropskoj uniji koji se već provode, a koji će posljedično obuhvatiti Bosnu i Hercegovinu te Federaciju Bosne i Hercegovine. Shodno tome, potrebno je konvergirati prema INDC-ovim scenarijima za redukciju emisija CO₂ postavljenima na nivou Bosne i Hercegovine u odnosu na 1990. godinu uz kontinuiranu reviziju ciljeva sukladno budućim EU-ovim politikama, te se pripremati i za ulazak u sistem trgovanja emisijama CO₂ koje će troškovno dodatno opteretiti termosektor u budućem periodu. Nastavno za termosektor, EU je odobrila nove strože standarde smanjenja emisija LCP BREF u 2017. godini koje će isto tako biti potrebno uzeti u obzir kod strateškog planiranja proizvodnog miksa. U segmentu naftnih derivata, potrebno je kontinuirano provoditi kontrole kvaliteta uvoznih proizvoda koji se plasiraju na tržište. Energetska tranzicija Federacije Bosne i Hercegovine, posebno u segmentu električne energije, predstavlja kompleksan proces u kojem je kroz dosljednu implementaciju potrebno konvergirati zadatim ciljevima i obavezama imajući u vidu socijalnu komponentu i potrebnu dinamiku. Kao idući korak svakako se predlaže izrada analiza strateškog utjecaja na okoliš (SEA) te strategije zaštite okoliša i prirode koja će adekvatno pratiti i energetske strategiju.

Razvoj i usklađenje regulatorno-institucionalnog okvira – Usklađivanje zakonodavstva s pravnom stečevinom Evropske unije je kompleksan zadatak, s obzirom na to da podrazumijeva obimne i suštinske promjene te sveobuhvatnu reformu energetskega sektora, kao i harmonizaciju uloga i odgovornosti na državnom, entitetskom i kantonalnom nivou. Osnovni strateški cilj jeste ubrzano usklađivanje zakonodavstva s *acquisom*, odnosno transponiranje i implementacija obaveza preuzetih Ugovorom o uspostavi Energetske zajednice. Cilj Federacije Bosne i Hercegovine je uskladiti energetskega sektor s Trećim energetskega paketom, te budućim EU-ovim direktivama. Adekvatno uređenje tržišta u srednjem i dugom roku potaknut će veću efikasnost i konkurentnost, te će se ostvariti učinkovitije funkcioniranje administrativnog aparata, a najveće benefite toga imat će krajnji korisnici. Moderan energetskega sektor zahtijeva da svi njegovi dionici aktivno doprinose u njegovom razvoju; javne službe kroz postavljanje transparentnog i učinkovitog zakonskog okvira te praćenje njegove implementacije, a regulatori kroz transparentnu aplikaciju poticajnih regulatornih mehanizama koji će adekvatnom dinamikom podsticati regulirane privredne subjekte da unapređuju svoje poslovanje. Iznimno važno je i postavljanje novih standarda kulture upravljanja prema ciljevima koji se trebaju transponirati na javne privredne subjekte. Javne institucije moraju biti adekvatno kapacitirane i kontinuirano graditi svoje kompetencije kako bi mogli pratiti razvoj sektora te pružati adekvatnu podršku.

3 OPĆI PODACI I MAKROEKONOMSKA KRETANJA

3.1 Ustrojstvo i opći podaci

Ovo poglavlje daje presjek nekoliko ključnih informacija o ustrojstvu Bosne i Hercegovine i Federacije Bosne i Hercegovine, te osnovna makroekonomska kretanja. Makroekonomski podaci važan su element u izradi strateških dokumenata, u kontekstu razvoja privrede i ekonomskog standarda, te budućih ekonomskih kretanja koja imaju snažnu korelaciju sa sektorom energetike. Bosna i Hercegovina se sastoji od entiteta Federacije Bosne i Hercegovine (50,95 % teritorije) i Republike Srpske (48,09 % teritorije), te Brčko Distrikta Bosne i Hercegovine (0,96 % teritorije). Federacija Bosne i Hercegovine i Republika Srpska su entiteti koji imaju vlastite Ustave u saglasnosti s Ustavom Bosne i Hercegovine.

Tablica 3.1.1 Osnovne informacije

	Federacija Bosne i Hercegovine
Površina (km ²)	26.109,7
Stanovništvo	2.334.348
Uređenje	10 kantona
	79 općina

Izvor: web stranica, Federalni zavod za statistiku

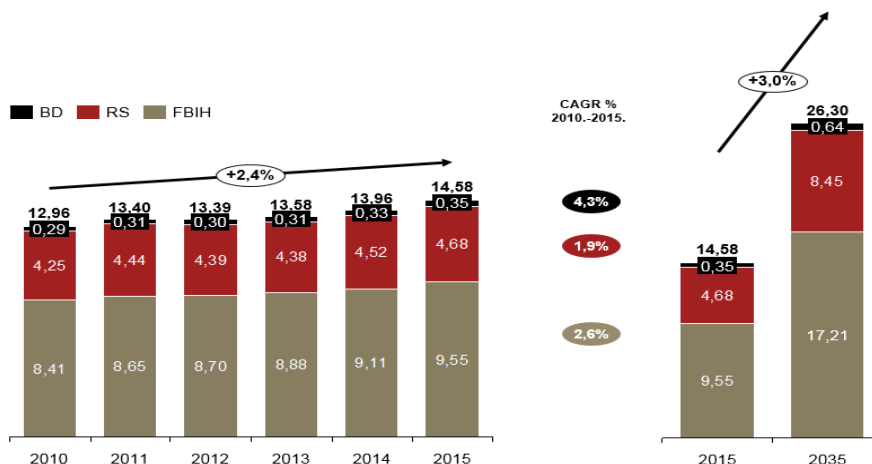
Federacija Bosne i Hercegovine je entitet koji se sastoji od deset kantona (Unsko-sanski, Posavski, Tuzlanski, Zeničko-dobojski, Bosansko-podrinjski, Srednjobosanski, Hercegovačko-neretvanski, Zapadnohercegovački, Kanton Sarajevo i Kanton 10), koji se dalje administrativno dijele na 79 općina. Zakonodavnu vlast u Federaciji Bosne i Hercegovine čini Parlament Federacije Bosne i Hercegovine, koji se sastoji od Predstavničkog/Zastupničkog doma i Doma naroda. Izvršnu vlast vrše predsjednik i dva potpredsjednika Federacije Bosne i Hercegovine, kao i Vlada Federacije Bosne i Hercegovine. Glavni grad je Sarajevo.

3.2 Makroekonomska kretanja

3.2.1 Bruto domaći proizvod

Kao glavni makroekonomski pokazatelj razvijenosti neke zemlje uzima se bruto domaći proizvod (BDP). Slika 3.2.1 prikazuje kretanje BDP-a u tekućim cijenama u Bosni i Hercegovini, izraženo u milijardama eura, s podjelom po entitetima i Brčko Distriktu Bosne i Hercegovine. U 2015. godini BDP Bosne i Hercegovine iznosio je 14,6 milijardi eura, od čega je isti za Federaciju Bosnu i Hercegovinu iznosio 9,6 milijardi eura. Iako BDP Bosne i Hercegovine u periodu od 2010. do 2015. godine ostvaruje stabilan rast u prosjeku od 2,4 % godišnje, u istom periodu prosječna stopa rasta BDP-a u Federaciji Bosne i Hercegovine iznosi oko 2,6 % godišnje, što je iznad prosjeka Bosne i Hercegovine. Također, napravljena je i bazna procjena rasta BDP-a Bosne i Hercegovine do 2035. koja je za potrebe ovog dokumenta aplicirana i na Federaciju Bosne i Hercegovine. Rezultati procjene razvoja BDP-a do 2035. godine za Federaciju Bosne i Hercegovine ukazuju na prosječnu godišnju stopu rasta od 3 % u baznom scenariju.

Slika 3.2.1 Historijsko kretanje i procjena stope rasta BDP-a u milijardama EUR u Bosni i Hercegovini i Federaciji Bosne i Hercegovine, 2010–2035. godine



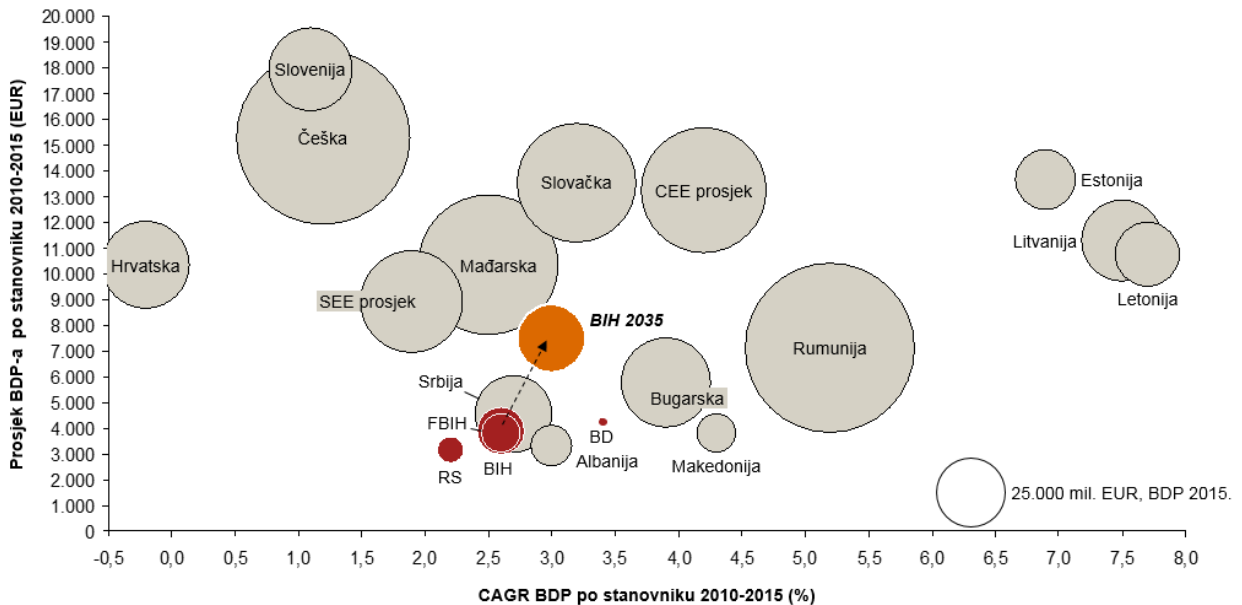
Napomena: prognoza do 2035. godine je konsenzus dugoročne stope rasta BDP-a Bosne i Hercegovine prema *Oxford Economics*, *Economist intelligence unit*, *Dun & Bradstreet*.

Izvor: BDP prema proizvodnom, dohodovnom i rashodovnom pristupu, 2015, BHAS, analiza Projektnog tima

BDP po stanovniku 2015. godine u Bosni i Hercegovini iznosio 4,2 hiljade eura, dok je u istom periodu u Federaciji Bosne i Hercegovine bio nešto niži, na nivou od oko 4 hiljade eura. Na nivou Federacije Bosne i Hercegovine, kao i na nivou Bosne i Hercegovine, u periodu od 2010. do 2015. godine je zabilježen rast BDP-a po stanovniku od 2,6 %.

Uspoređujući s ekonomijama Jugoistočne Evrope, Federacija Bosne i Hercegovine ima niži BDP po stanovniku te će joj trebati značajniji rast od 3 % godišnje kako bi do 2035. godine dosegla današnji standard regije Jugoistočne Evrope (JIE).

Slika 3.2.2 Komparativna analiza BDP-a i BDP-a po stanovniku, 2010–2015. godine



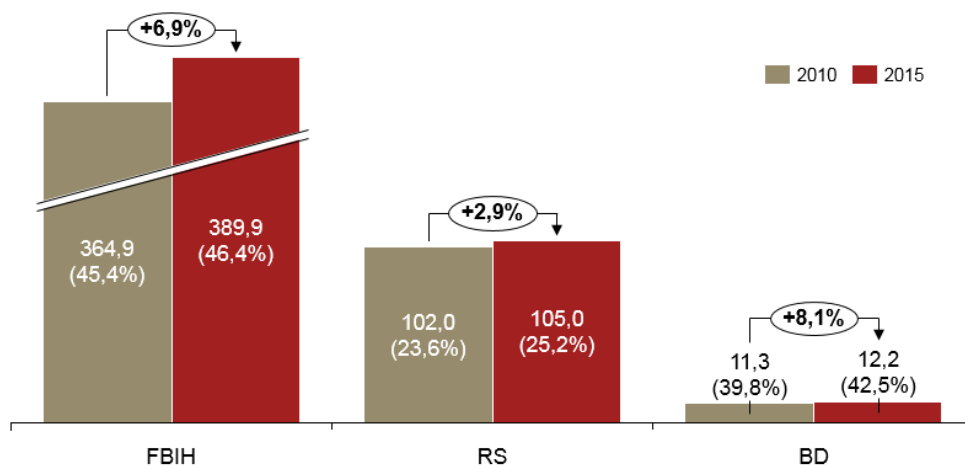
Napomena: prognoza do 2035. godine je konsenzus dugoročne stope rasta BDP-a Bosne i Hercegovine prema *Oxford Economics*, *Economist intelligence unit*, *Dun& Bradstreet*.

Izvor: Federalni zavod za statistiku Federacije Bosne i Hercegovine – BDP u 2015, proizvodni princip, Godišnjak Republike Srpske 2016 – BDP, Nacionalni račun za BDP za Brčko Distrikt 2015, Eurostat, analiza Projektnog tima

3.2.2 Nezaposlenost

Analizirani su podaci o nezaposlenosti na nivou svakog entiteta i Brčko Distrikta Bosne i Hercegovine, za period od 2010. do 2015. godine. Stopa nezaposlenosti po ILO definiciji, na nivou Bosne i Hercegovine je relativno visoka, otprilike 27 %, i kontinuirano raste, što predstavlja veliki izazov za ekonomiju i prosperitet zemlje, s obzirom na to da nezaposlenost predstavlja gubitak vrijednog resursa. Osim ekonomskog, visoka nezaposlenost je i društveni problem (Slika 3.2.3).

Slika 3.2.3 Kretanje stope nezaposlenosti u hiljadama stanovnika, 2010–2015. godine



Napomena: Stopa nezaposlenosti = broj nezaposlenih/radno sposobno stanovništvo

Izvor: „Makroekonomski pokazatelji po kantonima Federacije Bosne i Hercegovine 2015“, Statistički godišnjak Republike Srpske, drugo izmijenjeno izdanje, 2016, Bilten – statistički podaci Brčko Distrikt, BHAS

Federacija Bosne i Hercegovine ima znatno veću stopu nezaposlenosti od one na nivou države. U 2010. godini nezaposlenost je iznosila 45,4 %, s ukupnim brojem nezaposlenih ljudi u iznosu od oko 365 hiljada. U 2015. godini broj nezaposlenih se povećao na gotovo 390 hiljada, te je tada stopa nezaposlenosti iznosila 46,4 %.

Broj nezaposlenih osoba u 2010. godini u Republici Srpskoj je iznosio 102 hiljade, a u 2015. je taj isti broj narastao na 105 hiljada. Dakle, stopa registrirane nezaposlenosti se povećala s 23,6 % u 2010. na 25,2 % u 2015. godini, što je i dalje znatno niža stopa nezaposlenosti od stope u Bosni i Hercegovini. U Brčko Distriktu Bosne i Hercegovine se broj nezaposlenih povećao s 11,3 hiljade u 2010. godini na 12,2 hiljade u 2015. godini. Shodno tome, registrirane stope nezaposlenosti su bile 39,8 % u 2010. i 42,5 % u 2015. godini.

3.2.3 Direktna strana ulaganja i investicijska klima

U svijetu je, kao rezultat kontinuiranog procesa globalizacije, došlo do povećanja važnosti direktnih stranih ulaganja (eng. *Foreign Direct Investment* – FDI), pogotovo za zemlje u tranziciji kao što je Bosna i Hercegovina.

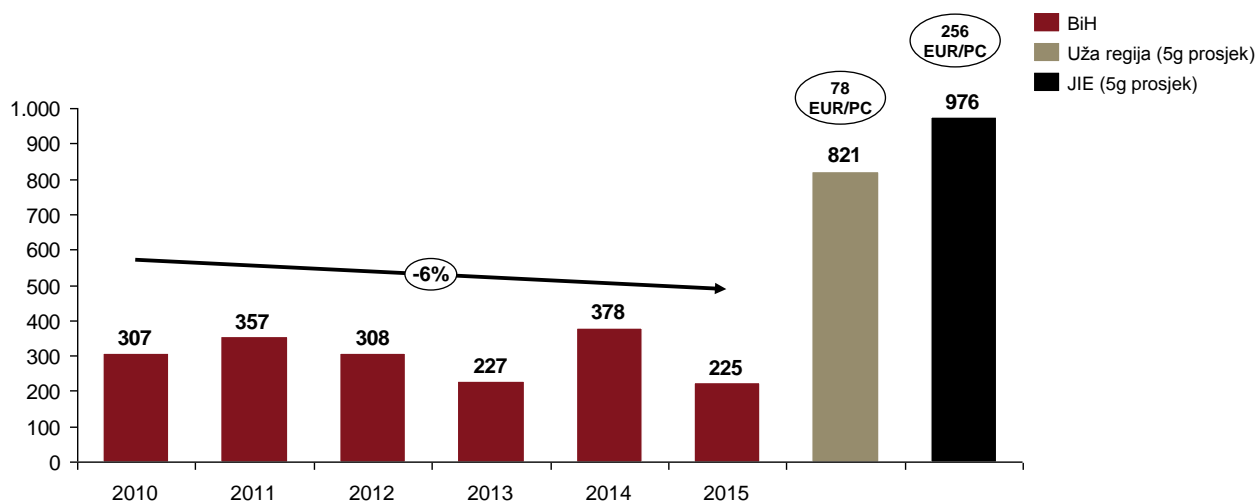
Zbog ograničenog internog finansijskog i investicijskog kapaciteta, interes svih zemalja u razvoju je i postizanje povoljnije investicijske klime te boljih uslova poslovanja, budući da direktna strana ulaganja imaju pozitivan utjecaj na opravak i razvoj slabijih ekonomija.

Direktna strana ulaganja svakako pozitivno utječu na privredni rast, kao i na rast produktivnosti, iz razloga što osim kapitala, strana ulaganja mogu uključivati i transfer znanja, moderne tehnologije i druge nematerijalne imovine. Također, nove strane tvrtke mogu utjecati na poboljšanje poslovanja domaćih kompanija zbog jačanja konkurencije i poticanja razvoja tržišta. U dugom roku, ovakva ekonomska kretanja stvaraju pozitivne eksternalije, pa i smanjenje nezaposlenosti u ekonomiji u koju se ulaže.

Slika 3.2.4 prikazuje tok direktnih stranih ulaganja u Bosnu i Hercegovinu u periodu od 2010. do 2015. godine. Vidljivo je da se iznosi ulaganja kreću između 300 i 400 miliona eura godišnje, izuzev 2013. i 2015. godine kada su ulaganja bila dosta niža.

Uspoređujući s drugim zemljama regije, vidljivo je da su ulaganja u Bosni i Hercegovini još uvijek znatno niža.

Slika 3.2.4 Prosječna godišnja direktna strana ulaganja u milionima EUR, 2010–2015. godina

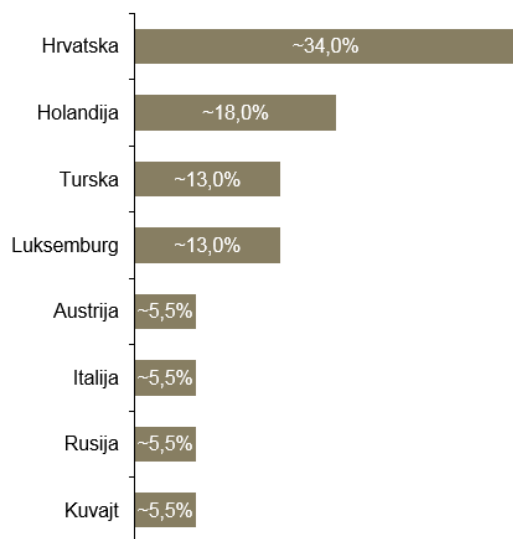


Napomena: Uža regija podrazumijeva: Hrvatsku, Srbiju, Crnu Goru, Makedoniju, Sloveniju; 2) JIE regiju čine Albanija, Bosna i Hercegovina, Bugarska, Hrvatska, Crna Gora, Grčka, Makedonija, Moldavija, Rumunija, Srbija, Slovenija

Izvor: *World Investment Report 2016*, *IBRD - Doing Business 2017*, analiza Projektnog tima

Prosječna direktnih stranih ulaganja u zemlje bivše Jugoslavije (Bosna i Hercegovina, Hrvatska, Srbija, Crna Gora, Makedonija, Slovenija) za period 2010–2015. godine iznosi 821 miliona eura, a za JIE regiju (Albanija, Bosna i Hercegovina, Bugarska, Hrvatska, Crna Gora, Grčka, Makedonija, Moldavija, Rumunija, Srbija, Slovenija) iznosi 976 miliona eura. Od stranih ulagača u Bosni i Hercegovini, u 2015. godini u najviše su uložile Hrvatska i Holandija, s udjelom od preko 50 % u ukupnim stranim ulaganjima.

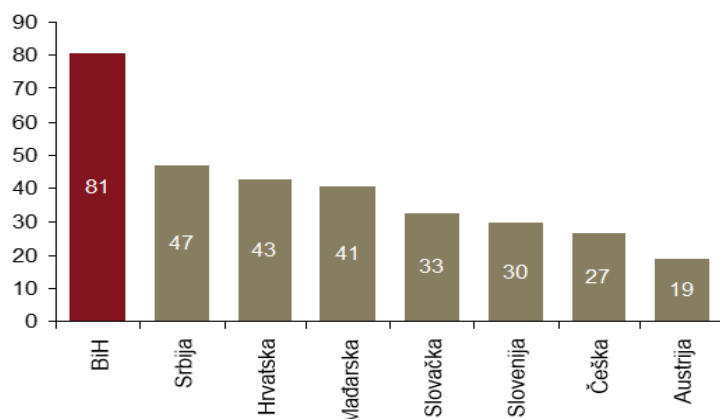
Slika 3.2.5 Struktura zemalja koje su ulagale u Bosnu i Hercegovinu, 2015. godina



Izvor: fipa.gov.bas – DSU stanje i performanse

Prema dokumentu *Doing Business 2017* Međunarodne banke za obnovu i razvoj (*International Bank for Reconstruction and Development – IBRD*), u kojem je napravljeno rangiranje svjetskih zemalja po elementu poslovanja, Bosna i Hercegovina je na 81. mjestu. Ključni parametri ocjenjivanja su pokretanje biznisa, sticanje kredita, rješavanje likvidnosti i rješavanje postupka dobijanja građevinskih dozvola (Slika 3.2.6).

Slika 3.2.6 Rang po lakoći poslovanja, 2016. godina



Izvor: *World Investment Report 2016*, *IBRD - Doing Business 2017*, analiza Projektnog tima

Kao što je ranije u tekstu spomenuto, direktna strana ulaganja u Bosnu i Hercegovinu su značajno manja nego u drugim zemljama regije, a jedan od uzroka je i manje povoljna investicijska klima te administrativno-pravne barijere. U tablici su navedene i opisane glavne barijere investiranja u sektor energetike u Bosni i Hercegovini kao i strateške smjernice za poboljšanje (Tablica 3.2.1).

Tablica 3.2.1 Presjek postojećeg stanja i smjernica za smanjenje prepreka za ulaganje

Barijera	Situacija	Strateška smjernica
Transparentnost procesa	<ul style="list-style-type: none"> Kompleksnost i netransparentnost procesa ishođenja potrebnih dozvola i odobrenja Investitori nisu u mogućnosti dobiti brzu i kvalitetnu informaciju, posebno na stranom jeziku 	<ul style="list-style-type: none"> Definirati jasniji proces ishođenja dozvola s ciljem olakšavanja procesa investitorima
Neusklađen i nedovoljno razvijen zakonodavni okvir	<ul style="list-style-type: none"> Različita primjena zakona na različitim nivoima Postupak dodjeljivanja statusa „općeg (javnog) interesa” nije harmoniziran na državnom nivou Niska usklađenost procedura koje omogućuju prava na korištenje/gradnju na zemljištu na međuentitetskim nivoima 	<ul style="list-style-type: none"> Unaprijediti zakone na svim nivoima te harmonizirati procedure koje olakšavaju mogućnost prava na korištenje zemljišta ili gradnju na njemu
Potrebna dokumentacija i trajanje postupka	<ul style="list-style-type: none"> Za izgradnju jednog objekta je potrebno nabaviti više od 50 dozvola Nedovoljni kapaciteti u institucijama nadležnim za dobijanje dozvola utječu na trajanje postupka Ponekad proces ishođenja sljedećeg odobrenja traje duže od roka važenja prethodnog 	<ul style="list-style-type: none"> Smanjiti kompleksnost procesa te unaprijediti efikasnost rada institucija Nakon toga procijeniti potrebu za daljnjom izgradnjom kapaciteta Produžiti rok važenja pojedinog odobrenja (dokumenta) kako bi se u toku važećeg moglo ishoditi sljedeće
Koncesije i naknade	<ul style="list-style-type: none"> U Bosni i Hercegovini postoji 14 Zakona o koncesijama koji su uglavnom neusklađeni i proturječni, te postoji prostor za snažniju saradnju između države i entiteta Relativno visoke i nejasno definirane naknade za hidroelektrane sa snažnim utjecajem na profitabilnost i investicijsku aktivnost 	<ul style="list-style-type: none"> Uskladiti zakone o koncesijama te unaprijediti saradnju između države i entiteta Potrebno je uskladiti zakonska rješenja vezana za HE naknade na nivou Federacije i kantonalnim nivoima vodeći računa da ne bude naplata po istom temelju na nivou entiteta i na nivou kantona Razmotriti optimizaciju visina pojedinačnih naknada za HE, u skladu s dobrim praksama, te s ciljem poticanja investicija

Izvor: USAID Nacrt Izvještaja o režimu ishođenja dozvola i preprekama za ulaganje u energetske infrastrukturne projekte u Bosni i Hercegovini, analiza Projektnog tima

4 GLOBALNI ENERGETSKI TRENDOWI

4.1 Električna energija

Globalni energetska sektor je posljednjih nekoliko godina u fazi velike promjene i tranzicije. Promjena je primarno uzrokovana globalnim politikama čišće energije te rapidnim razvojem novih tehnologija koje postaju komercijalno sve dostupnije. Ipak, sami trendovi razvijenih zemalja značajno se razlikuju od zemalja u razvoju koje su glavni nosioci rasta.

4.1.1 Globalni trendovi

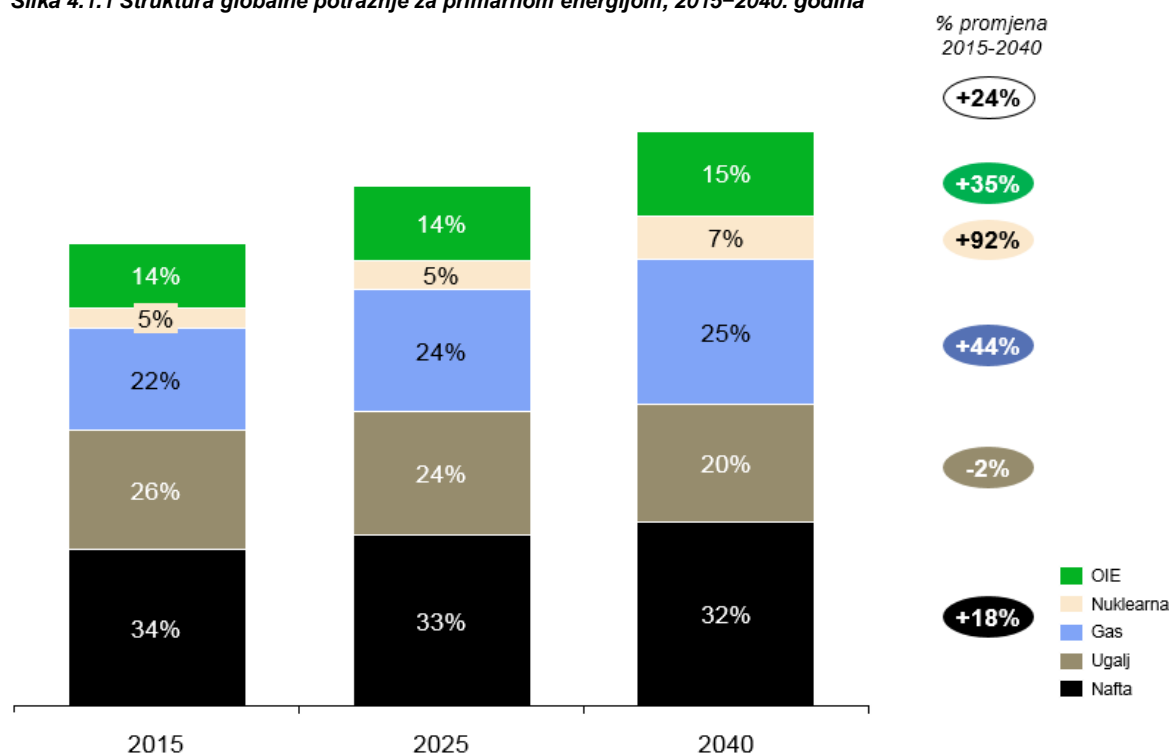
Predviđa se da će globalna potražnja za primarnom energijom do 2040. godine porasti za 24 % u odnosu na 2015. godinu. Međutim, važno je napomenuti da će rast potražnje dolaziti primarno iz Kine i Indije, te zemalja u razvoju, čija industrijalizacija i brzo rastuće ekonomije stvaraju novu potražnju.

U kontekstu same strukture potražnje na globalnom nivou, očit je trend smanjenja udjela nafte i uglja, koji sa 60 % učešća u 2015. godini pada na 52 % u 2040. godini. Unatoč smanjenju relativnih udjela, očekuje se da će do 2040. godine potražnja za primarnom energijom iz nafte u apsolutnim iznosima porasti za 18 %, dakako primarno zbog ekonomija u razvoju te zbog porasta potražnje u sektoru transporta i petrohemijskoj industriji. Unatoč tome što će konvencionalna vozila i dalje biti najzastupljenija, zbog raznih sistema poticaja, očekuje se da će električna i hibridna vozila u budućnosti činiti 15-20 % ukupnog voznog parka te će se na taj način smanjiti potrošnja nafte.

S druge strane, uz relativni pad udjela uglja u strukturi primarne potražnje za energijom na 20 % (Slika 4.1.1), padat će i njegov apsolutni doprinos.

Potražnja za obnovljivim izvorima energije će prema prognozama do 2040. godine porasti za 35 % u odnosu na 2015. godinu, čime će se njihovo učešće u potražnji za primarnom energijom povećati na 15 %. Najveći porast očekuje se za kategorije nuklearne energije i gasa, čiji će zajednički udjeli u ukupnoj potražnji za primarnom energijom premašiti 30 %.

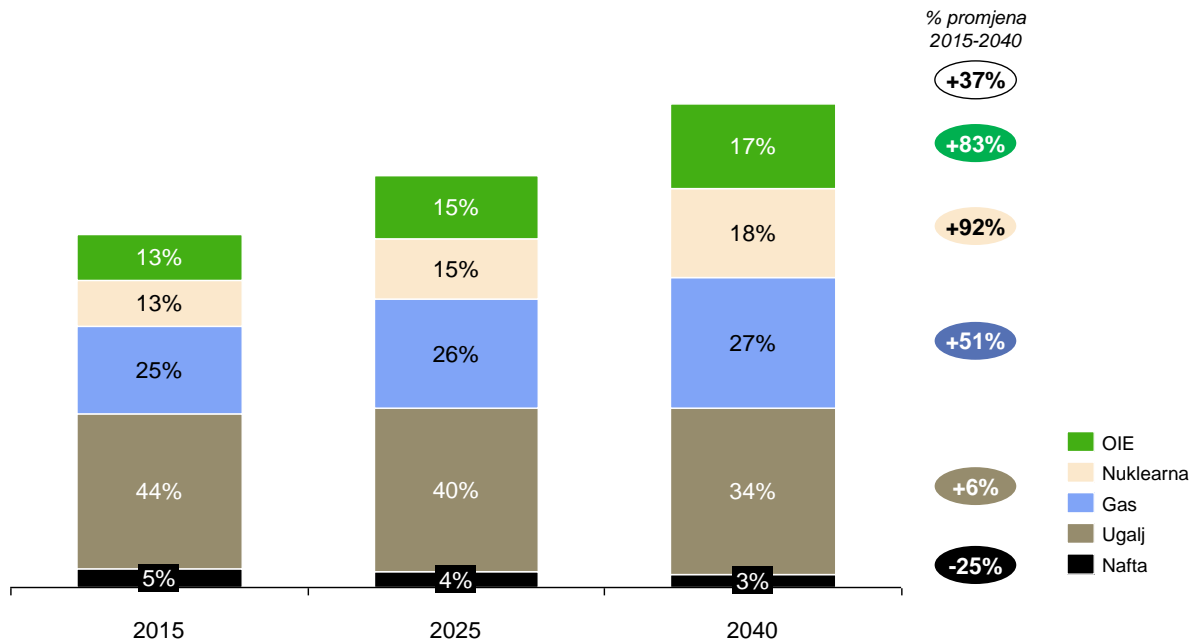
Slika 4.1.1 Struktura globalne potražnje za primarnom energijom, 2015–2040. godina



Izvor: ExxonMobil, analiza Projektnog tima

Kada govorimo o trendovima u globalnoj strukturi proizvodnog miksa, oni su konzistentni. Prirodni gas će u idućih desetak godina dominirati u ukupnom rastu ponude, te će istisnuti ugalj kao drugo najkorištenije gorivo. Pretpostavka je da će do 2040. godine nuklearna energija i OIE pokriti otprilike 22 % globalne opskrbe energijom, slično kao i prirodni gas, dok će ostatak pokriti nafta i ugalj. Globalnu strukturu miksa karakterizira snažna uloga u budućnosti. Stoga je potrebno uzeti u obzir važnost gasa i za Bosnu i Hercegovinu i Federaciju Bosne i Hercegovine, te stvaranje uslova kroz modernizaciju i izgradnju gasovoda, te nastavak harmonizacije tržišnog i regulatornog okvira sukladno dobrim EU-ovim praksama. Učešće uglja u globalnom proizvodnom miksu past će na 34 %, dok rast ostvaruju proizvodni kapaciteti koji koriste gas i nuklearnu energiju kao gorivo.

Slika 4.1.2 Globalna struktura proizvodnog miksa, 2015–2040. godina



Izvor: ExxonMobil, analiza Projektnog tima

Kada se odmaknemo od globalne slike te fokus stavimo na razvijene zemlje, tada je trend rasta potražnje za energijom i proizvodnje energije suprotan.

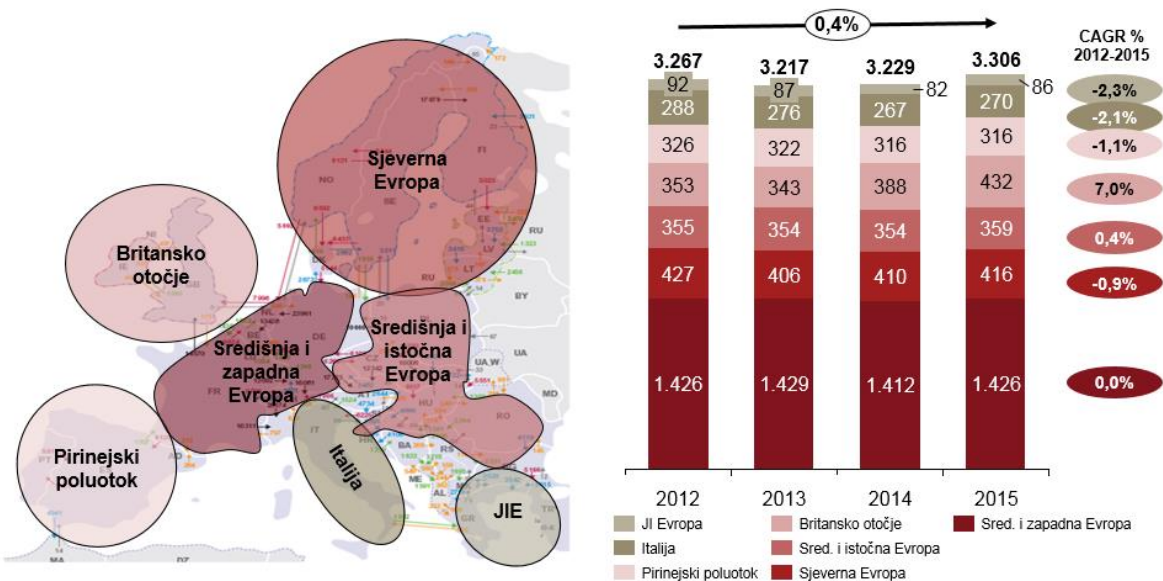
Sektor električne energije u razvijenim (industrializiranim) zemljama svijeta našao se u poziciji da istovremeno mora raditi na aktivnostima optimizacije efikasnosti, a s druge strane kontinuirano inovirati. Ključni razlozi pokretanja inicijativa optimizacije efikasnosti dolaze iz stagnacije prihoda od krajnjih korisnika.

U SAD-u prema podacima EIA-e (*Energy Information Administration*), stopa rasta prodaje električne energije od 2002. godine rasla je tek oko 1 % godišnje s time da je u posljednjih pet godina zabilježila i negativne stope. Takva dinamika predstavlja značajan zaokret u odnosu na period 1980–1990-ih godina, kada su stope potražnje za električnom energijom rasle i preko 2 % godišnje.

4.1.2 Evropski trendovi

Prema podacima Eurostata, krajnja potrošnja električne energije se u posljednjih desetak godina smanjila u 22 od 28 članica EU-a. Trend se vidi i kroz stagnaciju proizvodnje električne energije u Evropi, koja se već nekoliko godina kreće oko 3.300 TWh godišnje.

Slika 4.1.3 Proizvodnja električne energije po regijama u Evropi u TWh, 2012–2015. godine



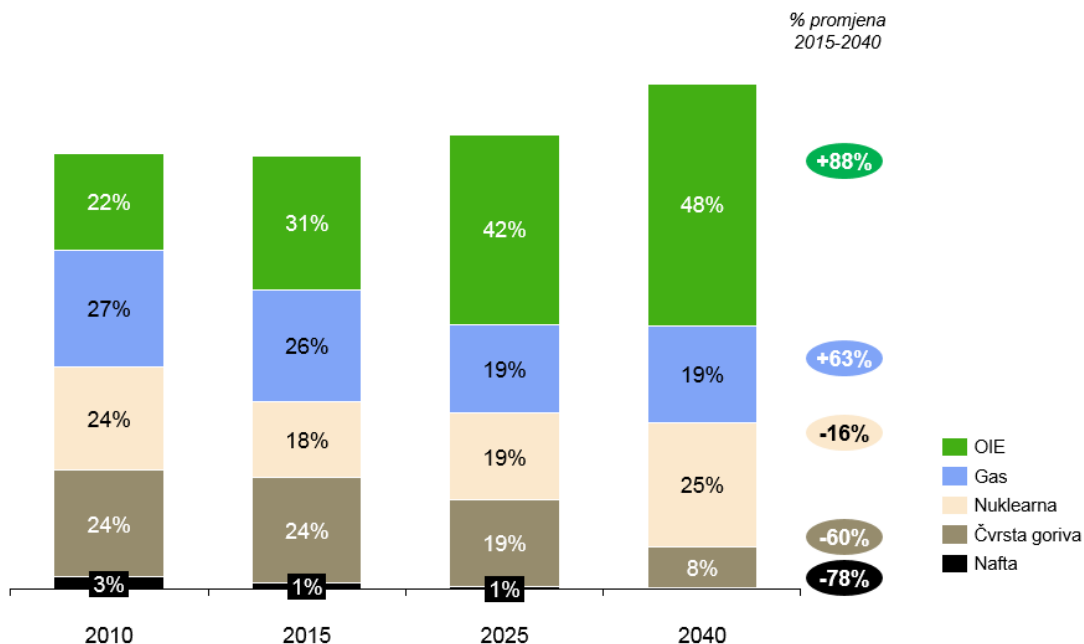
Izvor: ENTSO-E statistički podaci, analiza Projektnog tima

Trend pada potrošnje električne energije u razvijenim zemljama može se potkrijepiti brojnim razlozima:

- sve veći fokus na mjere energetske efikasnosti, kako u primarnoj potrošnji, tako i u segmentima transformacije, prijenosa i distribucije, te visokoučinkovite kogeneracije, itd.,
- zamjene stare, manje efikasne opreme novom,
- dostupnost nove, efikasnije tehnologije,
- demografski razlozi poput pada populacije,
- deindustrijalizacija Evrope, zbog seljenja energijski intenzivnih industrijskih grana izvan evropskih granica.

U kontekstu strukture evropskog proizvodnog portfolija, prema podacima iz 2015. godine, dominaciju je imala proizvodnja iz elektrana na konvencionalna goriva (gas i čvrsta goriva) s ~ 50 % udjela, zatim obnovljivih izvora energije uključujući i hidroelektrane s ~ 31 % udjela te iz nuklearnih elektrana s udjelom od ~ 18 %. Projekcije referentnog scenarija za 2040. godinu ukazuju na nastavak dominacije i snažan rast obnovljivih izvora energije prema 48 % udjela u ukupnoj proizvodnji, što u apsolutnim terminima označava porast od 88 %. Rast udjela proizvodnje el. energije se očekuje i iz nuklearnih elektrana, na ~ 25 % u 2040. godini. Očekivano, udio proizvodnje iz elektrana na uglj će imati snažnu dinamiku pada na oko 8 % udjela u 2040. godini, što dolazi od 60 % pada ukupne proizvodnje iz uglja u razdoblju 2015–2040. godine. Upoređujući kontekst Federacije Bosne i Hercegovine i evropske trendove, važno je naglasiti da je prema podacima iz 2015. godine udio proizvodnje iz OIE-a u Federaciji Bosne i Hercegovine bio nešto veći od evropskih pokazatelja. Cilj proizvodnog miksa Evrope do 2040. godine može predstavljati svojevrsan orijentir za Bosnu i Hercegovinu (te entitete) za period do 2035. godine, ali pritom uvažavajući domaće specifičnosti.

Slika 4.1.4 Projekcija kretanja strukture proizvodnog miksa proizvodnje u Evropi, 2010–2040. godine

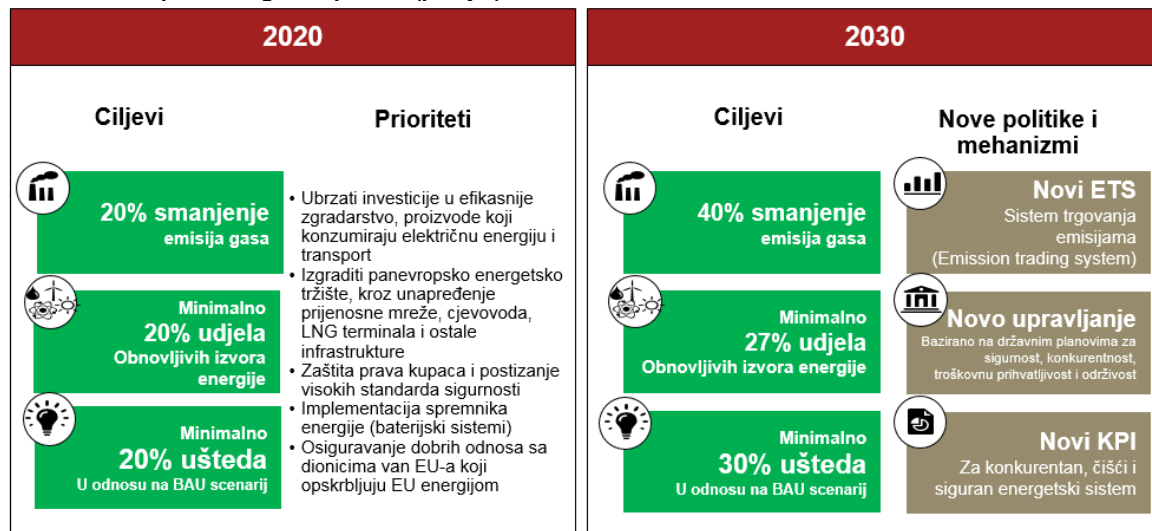


Izvor: European Commission EU Reference Scenario 2016, analiza Projektnog tima

4.1.3 Evropske energetske politike

Nastavno na očite promjene u dinamici i strukturi ponude i potražnje energije, Evropa već niz godina predvodi i stimulira politiku „dekarbonizacije“, odnosno poticanja čišće energije. Kao i prethodno navedeni, ovaj trend i smjer razvoja energetike ima značajan utjecaj na formiranje energetske strategije u svim aspektima.

Slika 4.1.5 Evropske energetske politike (primjer)



Napomena: Neki aspekti će biti pravno obavezujući, kao što je smanjenje emisija i redovan pregled tog cilja. Međutim, nacionalni ciljevi neće biti obavezujući prema dogovoru postignutom u Parizu; BAU – eng. *Business as usual* (da se nastavi postojeće stanje)
Izvor: BP Statistical Review of World Energy June 2015; Climate ActionTracker; EC - Energy Roadmap 2050; EC – Clean Energy for All Europeans („Winter Package“)

Jedna od politika je provođenje energetske-klimatskog paketa „20-20-20“, iz 2008. godine na nivou Evropske unije, koji je postavio sljedeće ciljeve za 2020.godinu:

- smanjenje emisija stakleničkih gasova za minimalno 20 % u odnosu na nivoe iz 1990. godine.
- obavezujući ciljevi povećanja udjela OIE-a u bruto finalnoj potrošnji na 20 %, uključujući i 10 % udjela biogoriva,
- povećanje energetske učinkovitosti do 2020. godine, odnosno smanjenje finalne potrošnje za 20 % u odnosu na projicirane nivoe do 2020. godine. Iako ova mjera inicijalno nije adresirala cjelokupnu temu energetske efikasnosti, ona je kasnije kroz Direktivu inkorporirana u neobavezujućoj formi.

Evropske politike se nastavljaju u istom smjeru kroz *Energy Roadmap 2050* u aspektu smanjenja emisija stakleničkih gasova, povećanja udjela OIE-a, te mjerama energetske efikasnosti. Naglasak se stavlja i na nove politike i mehanizme, poput sistema trgovanja emisijama („ETS“), nove paradigme upravljanja sektorom energetike popraćenu jasnim indikatorima uspješnosti za konkurentan, čišći i sigurniji energetski sistem. Shodno EU-ovoj mapi puta za niskougljičnu ekonomiju do 2050. godine, cilj je EU-a do 2050. smanjiti emisije stakleničkih gasova za 80 % ispod nivoa iz 1990. godine. Kao međukoraci za ostvarenje vizije do 2050. je smanjenje stakleničkih gasova za 40 % do 2030. i 60 % do 2040. godine, u odnosu na iste nivoe kao i za cilj do 2050. godine.

Nastavno na energetske-klimatski paket, u 2016. godini Evropska komisija je predstavila dokument „Čista energija za sve Evropljane“ također poznat kao „Zimski energetski paket“. Cilj novih mjera je očuvanje konkurentnosti Evropske unije uslijed tranzicije na čišće oblike energije. Naglasak je stavljen na tri glavna cilja koji uključuju povećanje energetske efikasnosti, preuzimanje globalnog vodstva u korištenju energije iz obnovljivih izvora i pružanje boljih uslova potrošačima. Smjernice Zimskog energetskeg paketa se odnose na sljedeće kategorije:

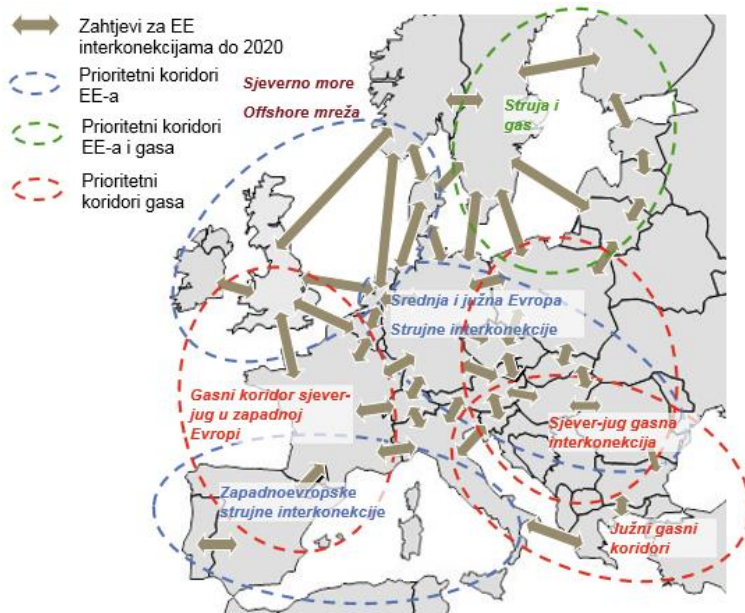
- Energetska efikasnost
 - Uštede zbog -a na 30 % do 2030. godine
 - Produženje obaveze uštede energije nakon 2020, koja je propisana Direktivom o energetske efikasnosti, pri čemu se opskrbljivači i distributeri energije obavezuju na godišnje uštede od 1,5 %
 - Predlaganje mjera za povećanje energetske efikasnosti zgrada
 - Promoviranje energetske efikasnosti kroz eko-dizajn i energetsko označavanje
- Obnovljivi izvori energije
 - Najmanje 27 % udjela OIE-a do 2030. godine na nivou EU-a, koji nije obavezujući na nivou pojedinih država članica
 - Povećanje udjela OIE-a koji imaju varijabilnu proizvodnju te razvoj veleprodajnog tržišta
 - Poticanje investicija za razvoj za električne mreže do 2030. godine
 - Finansijsko podsticanje korištenja biomase i njene efikasne konverzije ili osiguravanja prioriteta pristupa mreži postrojenjima na biomasu

- Pružanje boljih uslova potrošačima
 - Implementiranje mjera s ciljem povećanja transparentnosti tržišta el. energije
 - Omogućavanje potrošačima veću kontrolu oko odabira opskrbljivača energijom i omogućavanje lakšeg pristupa pametnim tehnologijama za kontrolu i smanjenje potrošnje
 - Promjenom regulative omogućiti potrošačima da postanu mali proizvođači el. energije
 - Implementacija mjera energetske efikasnosti i praćenje implementacije u građevinarstvu kako bi se smanjilo energetska siromaštvo

Uz EU-ove politike čistije energije te energetske efikasnosti, velik fokus se stavlja i na uspostavu jedinstvenog energetskog tržišta u segmentu električne energije i gasa. Kada govorimo u električnoj energiji, od 2004. godine, naponi za integracijom evropskog tržišta primarno su se fokusirali na inicijative *marketcouplinga*, počevši od ključnih, najvećih tržišta pa prema ostatku Evrope.

Prema studiji¹ *PwC Strategy&* (tada *Booz&Co*), godišnji benefiti inicijative povezivanja tržišta u domeni *marketcouplinga*, dakle berzi, iznosili bi između 2–4 milijarde eura godišnje u scenariju povezivanja svih evropskih tržišta. U 2013. godini, između 58 %–66 % navedenih benefita je već bilo realizirano, dominantno inicijativama velikih tržišta na sjeverozapadu Evrope i Nordijskoj regiji.

Slika 4.1.6 Ilustrativni prikaz razvoja evropske energetske infrastrukture



Izvor: *Datamonitor: Power AssetsDatabase 2011, icis.com, Enerlytics – Kraftwerke*, analiza Projektnog tima

Međutim *marketcoupling* inicijativa omogućuje samo dio ukupnih koristi integracije. Potpuna integracija tržišta omogućila bi kratkoročno i dugoročno trgovanje energijom, obnovljivim izvorima energije, uslugama balansiranja i sigurnosti snabdijevanja, bez obzira na političke granice. Takva integracija tržišta, uz značajnije veće koristi, iziskuje i puno dublje metode integracije poput korištenja modela finansijskih osiguranja za transmisiju (eng. *Financial transmissionrights*), te naravno političkih konsenzusa. Procjena Evropske komisije je da bi puna integracija energetskih tržišta na godišnjem nivou stvarala neto uštede između 15–40 milijardi eura do 2030. godine. Na strani rizika, ukoliko se razvoj prijenosne mreže zaustavi na 50 % ciljanog optimuma, oko 15 % neto ušteta bi bilo ugroženo, dok bi scenarij u kojem sve zemlje teže ka postizanju sigurnosti snabdijevanja unutar svojih granica, ciljane uštede na evropskom nivou bile niže za oko 20 %.

Činjenica da je Evropa krenula u smjeru ojačavanja integracije energetskog tržišta treba imati utjecaj i na strategiju Federacije Bosne i Hercegovine, prvenstveno u segmentima balansiranja ciljeva sigurnosti snabdijevanja, čiste energije i cjenovne konkurentnosti.

¹ *Benefits of an integrated European energy market – Prepared for Directorate-General Energy European Commission, Revised July, 2013, Booz&Co (danas PwC's Strategy&)*

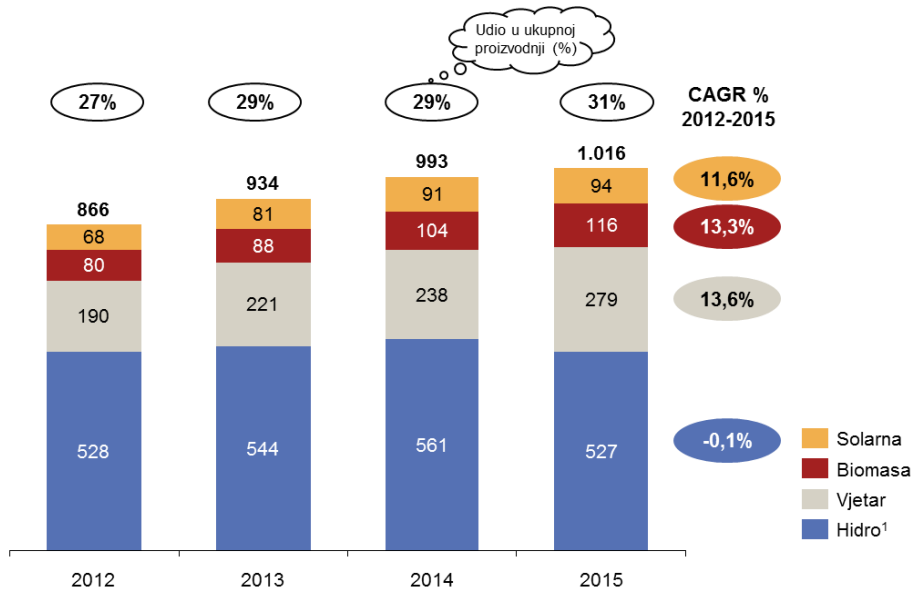
4.1.4 Dosadašnji rast proizvodnje iz OIE-a

U Evropi se, kao i u svijetu, postepeno povećava udio proizvedene električne energije iz obnovljivih izvora energije (OIE), što je rezultat energetske politike, novih društvenih paradigmi, ali i pada cijena tehnologije. U postrojenja na obnovljive izvore se ubrajaju sve hidroelektrane (male i velike), te postrojenja koja koriste ostale obnovljive izvore energije (vjetar, sunce, biomasa, geotermalna energija).

Zemlje u kojima se iz OIE-a proizvodi više od polovice električne energije su zemlje sjeverne Evrope, poput Danske, Norveške, Švedske i Islanda, te Švicarska, Austrija, Portugal i Španija.

U 2012. godini udio proizvodnje električne energije iz OIE-a u ukupnoj proizvodnji el. energije u Evropi je iznosio 27 %, dok je do 2015. narastao na 31 % ukupne proizvodnje el. energije, odnosno povećao se za 4 postotna poena.

Slika 4.1.7 Proizvodnja iz OIE-a i udio u ukupnoj proizvodnji u TWh, 2012–2015. godina



Izvor: ENTSO-E Statistical Report 2015, AcerMarket Monitoring Report 2015.

Napomena: 1) U hidroenergiju se ubrajaju i velike i male hidroelektrane

Proizvodnja iz hidropotencijala je stabilna već nekoliko godina. Međutim, zbog volatilne hidrologije, količina padavina u pojedinom peiodima oscilira. U periodu 2012–2015. vidljive su značajne stope rasta učešća tehnologija vjetra, solara te biomase u ukupnoj strukturi upotrebe OIE-a.

Proizvodnje iz vjetroelektrana i elektrana na biomasu je u periodu 2012–2015. rasla godišnjom stopom koja iznosi otprilike 13,5 % godišnje, dok je proizvodnja iz solarnih elektrana rasla godišnjom stopom od 11,6 %.

4.1.5 Budući scenariji razvoja instalirane snage iz OIE-a

U narednom periodu se očekuje nastavak dosadašnjih trendova u segmentu obnovljivih izvora energije. Prema desetogodišnjem planu razvoja ENTSO-E (*European Network Transmission System Operators for Electricity*), napravljene su, među ostalim, projekcije razvoja instalirane snage OIE-a do 2030. godine.

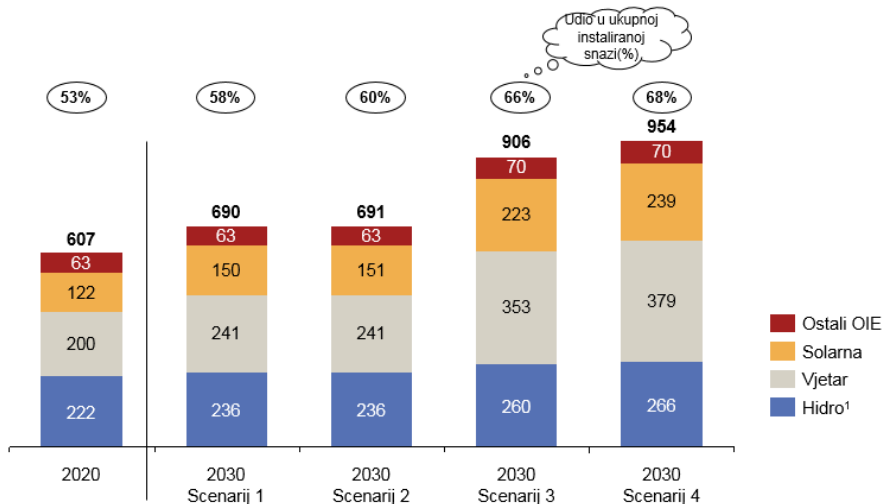
Prilikom procjena za instaliranu snagu iz OIE-a u Evropi (solari, vjetar, biomasa, tokovi rijeka, itd.), u obzir su uzeti i obavezujući nacionalni ciljevi potaknuti EU-ovim direktivama te mehanizmi poticaja za OIE. S obzirom na visoke cijene izgradnje novih hidropostrojenja, u procjenu su uključeni samo veliki hidroprojekti koji su već potvrđeni i u izgradnji.

Za period do 2030. godine razrađena su četiri različita scenarija:

- **Prvi scenarij (S1)** prezentira viziju u kojoj se predviđa najsporiji napredak. U ovom scenariju nije postignut cilj vezan za smanjenje emisija CO₂. Pretpostavka je da svaka zemlja djeluje individualno izvan politika i koordinacije na nivou EU-a, te je uključena pretpostavka sporog ekonomskog napretka.
- **Drugi scenarij (S2)** je scenarij ograničenog napretka, u kojem su bolji ekonomski i finansijski uslovi nego u S1, ali i dalje ne osigurava dovoljno potpora za smanjenje emisija CO₂. Pretpostavka je da će u ovom scenariju energetska efikasnost biti djelimično razvijena te će zbog toga ukupna potražnja energije biti manja nego u S1. Također se u ovom scenariju očekuje veći instalirani kapacitet OIE-a zbog primjena dodatnih politika za promociju OIE-a nakon 2020. godine.
- **Treći scenarij (S3)** je scenarij takozvane „zelene tranzicije“. Prema ovom scenariju, pretpostavka je da zemlje imaju više finansijskih sredstava za provođenje postojećih energetske politika. S obzirom na očekivanu veliku ekspanziju obnovljivih izvora energije, očekuje se da će cijena energije iz OIE-a biti na konkurentnom nivou.

- **Četvrti scenarij (S4)** je scenarij „zelene revolucije“, prema kojem će mnogo investicija ići u održivu energiju. Proizvodni miks je određen evropskom vizijom za ostvarenje ciljeva koji su postavljeni zbog provođenja politike dekarbonizacije do 2050. godine. I u ovom scenariju će cijene energije iz OIE-a biti konkurentne zbog većeg udjela instaliranih kapaciteta OIE-a.

Slika 4.1.8 Projekcije instalirane snage OIE-a u Evropi u GW, 2025–2030. godine



Napomena: 1) Odnosi se na ukupnu instaliranu snagu iz hidroelektrana
 Izvor: ENTSO-E TYNDP Draft Executive Report 2016; ENTSO-E TYNDP 2016 modeling data

Prema procjenama, ukupni instalirani kapacitet OIE-a će za S1 i S2 biti oko 690 GW, dok se u S3 i S4 povećava na između 900 i 1000 GW, što znači da će, ovisno o scenariju, OIE zauzimati ~ 60–70 % ukupne instalirane snage u Evropi. Shodno tome, očekuje se i smanjenje emisija CO₂ za 50–80 % u odnosu na nivo emisija iz 1990. godine. U scenarijima S3 i S4 najviše se povećava instalirana snaga vjetra kako bi se na taj način pokrilo planirano povećanje potražnje energije.

U terminima instalirane snage, rast udjela OIE-a će imati značajan utjecaj na razvojne planove visokonaponske mreže do 2030. godine, posebno se odnoseći na direktno spajanje OIE-a na mrežu i fizičko opterećenje mreže koja je poveznica između OIE-a i centara opterećenja – velikih potrošača. Iz tog se razloga, prema ENTSO-E-ovom desetogodišnjem planu predviđaju investicije u iznosu od 150 milijardi eura, od čega je 80 milijardi već uključeno u nacionalne i/ili međudržavne sporazume do 2030. godine. Pretpostavka je da će ulaganje u mrežu indirektno utjecati na smanjenje CO₂ emisija za 8 % do 2030. godine omogućavajući veći ulazak OIE-a u sistem i integraciju u evropsko tržište.

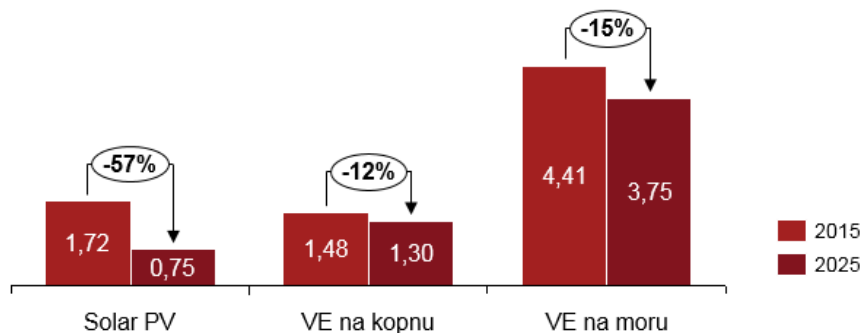
Također, distribuirani izvori energije će zahtijevati dodatnu automatizaciju i izgradnju naprednih mreža u distribucijskom sistemu.

4.1.6 Tehnologije obnovljivih izvora energije

Budućem razvoju OIE-a na globalnom nivou u prilog ide i snažan trend pada cijena tehnologija za proizvodnju el. energije iz obnovljivih izvora. Značajan potencijal za poboljšanje tehnologija imaju vjetroelektrane i solarne elektrane. Samim time bi se smanjili i troškovi investicija, povećala učinkovitost te bi se ostvarila još veća konkurentnost na tržištu u odnosu na fosilna goriva.

U 2015. godini najveći troškovi ulaganja su bili za vjetroelektrane na moru i iznosili su 4.410 eura po kW. Procjena je da će do 2025. godine ti isti troškovi ulaganja pasti za 15 %, dok će se troškovi ulaganja u vjetroelektrane na kopnu smanjiti za 12 %, a troškovi za solarne elektrane za 57 %. Nastavak investiranja u poboljšanje tehnologije VE, kao u npr. turbine, poboljšanu pouzdanost i sistem upravljanja, ili duže lopatice, dovest će do povećanja kapaciteta vjetroelektrana na kopnu i moru. Tehnološkim inovacijama će se poboljšati učinkovitost solarnih elektrana, a smanjiti troškovi ravnoteže sistema (BoS - eng. *Balance of System*).

Slika 4.1.9 Troškovi ulaganja u hiljadama EUR/kW, 2015–2025. godine

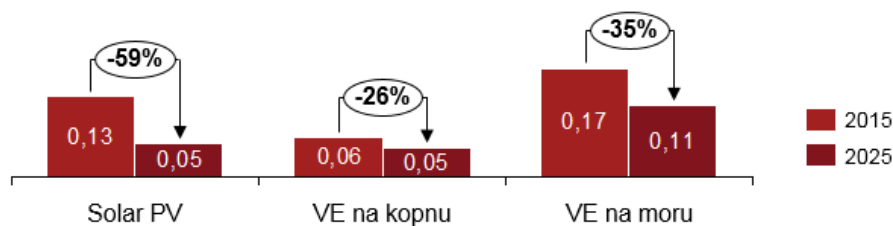


Izvor: IRENA – *The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025*

S obzirom na povećanje proizvodnje iz solarnih elektrana, a pogotovo iz vjetroelektrana, očekuje se i smanjenje prosječne cijene proizvodnje električne energije iz navedenih elektrana (LCOE – eng. *levelised cost of electricity*). Glavni faktori LCOE-a su suma svih troškova za životnog vijeka elektrane i ukupna količina proizvedene električne energije tokom životnog vijeka elektrane.

Do 2025. godine bi se LCOE električne energije iz solarnih panela (PV) mogla smanjiti za čak 59 %, dok bi proizvodne cijene električne energije iz VE na kopnu i na moru mogle pasti za 26 % i 35 %.

Slika 4.1.10 Prosječna cijena proizvodnje električne energije u EUR/kWh, 2015–2025. godine



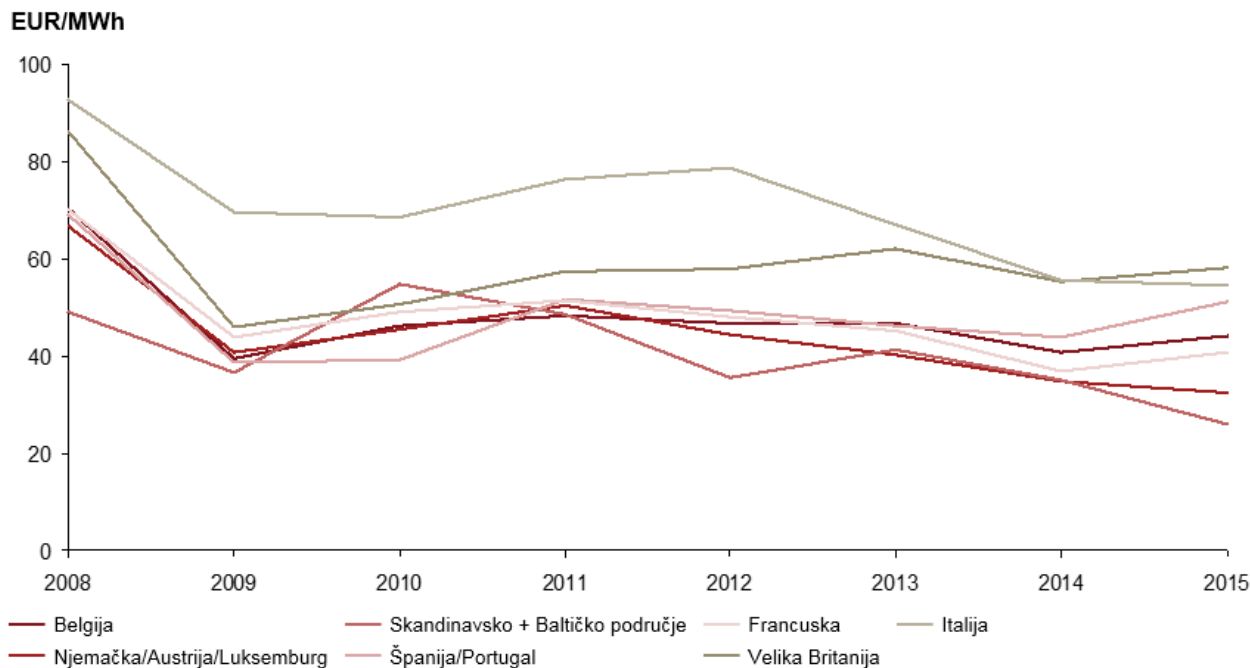
Izvor: IRENA – *The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025*

4.1.7 Trendovi u segmentu veleprodaje i snabdijevanja električnom energijom

Evropska politika poticaja OIE-a, dodatno stimulirana i pojeftinjenjem tehnologije, uz sve benefite stvara i brojne izazove na tržištu električne energije. Neki od tih izazova javljaju se u segmentu balansiranja tržišta, nastanka periodičkih negativnih cijena električne energije, u srednjem roku kroz pritisak na krajnju cijenu električne energije zbog mehanizma poticaja, itd.

Jedan od većih efekata aktuelnih trendova su i niske veleprodajne cijene električne energije na evropskim berzama. Iako je nakon prvog kvartala 2016. godine, kada su cijene bile iznimno niske, došlo do određenog porasta, generalni trend ukazuje da bi dionici na energetskom tržištu trebali i dalje računati na relativno niske veleprodajne cijene na berzama, barem u srednjem roku.

Slika 4.1.11 Kretanje cijena električne energije na različitim evropskim berzama u EUR/MWh, 2008–2015. godine



Izvor: ACER, analiza Projektnog tima

Na *Dayahead* tržištu (dan unaprijed) trend pada veleprodajnih cijena električne energije se nastavio i u 2015. godini, među ostalim, i zbog povećanja proizvodnje električne energije nastale iz OIE-a. Niže cijene električne energije u 2015. godini u odnosu na 2008. godinu, uglavnom su rezultat viška kapaciteta u nekim područjima, povećanog instaliranog kapaciteta električne energije iz OIE-a, koja ima vrlo niske ili nikakve granične/varijabilne troškove.

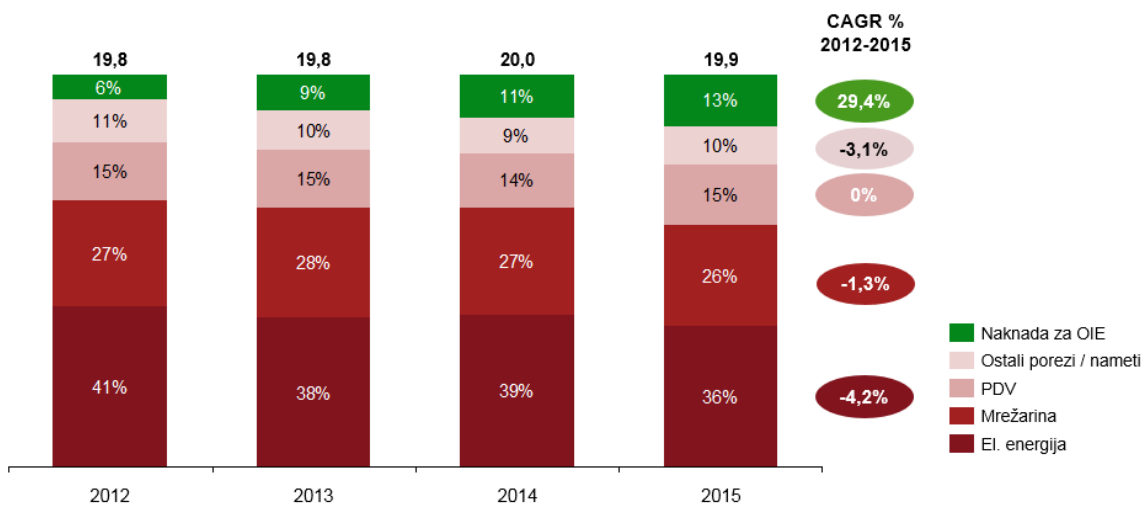
Na unutardnevnim tržištima, cijena bi trebala reflektirati ponudu električne energije za kraće vremenske intervale. S povećanjem udjela proizvodnje električne energije iz OIE-a, koji je nepredvidljiv, povećana je i potražnja za fleksibilnim resursima kako bi se prilagodili proizvodnji iz OIE-a i predviđanjem pogrešaka (npr. vrijeme), što može rezultirati periodima visokih cijena na unutardnevnom tržištu.

Iz perspektive elektroprivreda i trgovaca električnom energijom (eng. *traders*), niske veleprodajne cijene stvaraju brojne prilike ali i prijetnje. Elektroprivrede koje imaju deficite te uvoze električnu energiju, zbog niskih cijena imaju relativno niske ulazne troškove u odnosu na prosječne maloprodajne cijene. Slično vrijedi i za trgovce. Međutim, elektroprivrede koje imaju visok stepen proizvodnje ili čak suficit, ukoliko nemaju troškovno konkurentan portfolio, danas imaju prijetnju gubitka tržišnog udjela zbog nemogućnosti konkuriranja niskim veleprodajnim cijenama, ili pak visoke fiksne troškove zbog niskih utilizacija nekonkurentnih blokova elektrana. Poznati su brojni slučajevi državnih i privatnih elektroprivreda u Evropi koje je trenutna situacija prisilila na finansijske otpise, zatvaranje i/ili konzerviranje elektrana i radikalna restrukturiranja.

S druge strane, analiza ukazuje da pad veleprodajnih cijena ne dolazi do krajnjih korisnika. U periodu 2012–2015. godine krajnja cijena električne energije u Evropi je stagnirala, međutim njena struktura se značajno promijenila. Udio naknada za OIE u ukupnoj cijeni porastao je sa 6 % na 13 % dok je udio cijene električne energije pao s 41 % na 36 % udjela.

Razlog tome je prvenstveno rast naknada za obnovljive izvore koji se prelijevaju na krajnje korisnike. Iako je to novi namet, očito je da su evropske zemlje gotovo konsenzusom prihvatile da su spremne finansirati tranziciju na zelenu energiju kao dio strateškog cilja.

Slika 4.1.12 Krajnja cijena električne energije za domaćinstva u Evropi u EURcent/kWh, 2012–2015. godine



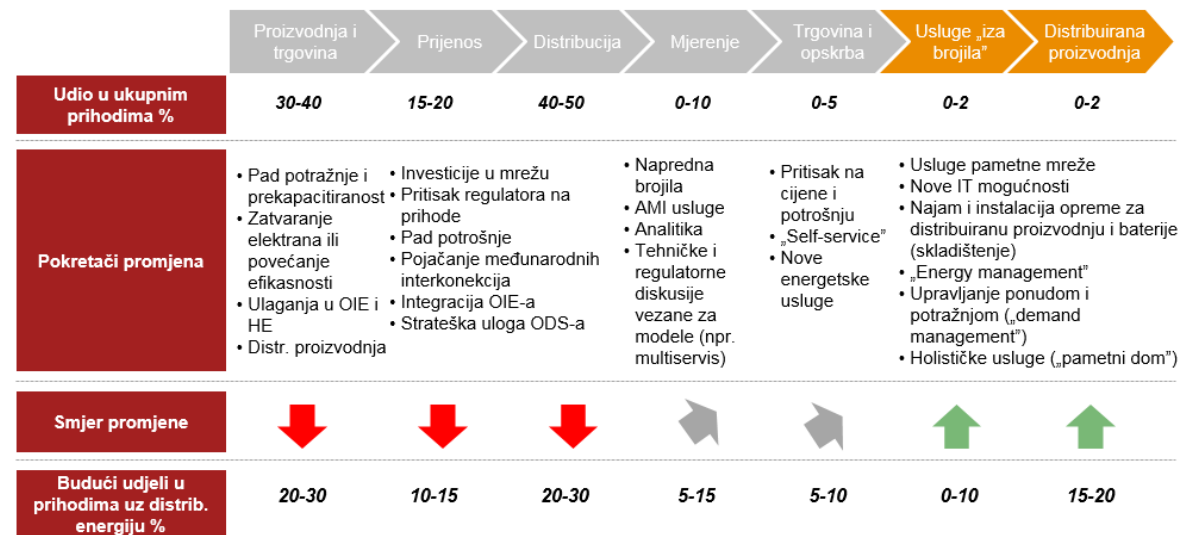
Izvor: ENTSO-E Statistical Report 2015, ACER Market Monitoring Report 2015, analiza Projektnog tima

4.1.8 Utjecaj trendova na transformaciju sektora i nove poslovne modele

Prema istraživanju konsultantske kuće PwC, preko 70 % predsjednika uprava energetskih subjekata u Evropi smatra da postojeći poslovni modeli nisu održivi. Isto tako, konsenzus je da se promjene trebaju uvoditi postepeno, ali i kontinuirano budući da je sama transformacija energetskog sektora kompleksna i utječe na brojne ekonomske i socijalne čimbenike.

Novi trendovi već su počeli mijenjati vrijednost pojedinih segmenata elektroenergetike u tradicionalnom lancu vrijednosti, pa se tako očekuje da će udio vrijednosti tradicionalne „centralizirane proizvodnje“ pasti s 30–40 % na 20–30 % udjela u cijelom lancu vrijednosti. Još snažniji pritisak se očekuje na mrežnu djelatnost, dok se rast vrijednosti seli na usluge „iza brojala“, te distribuiranu proizvodnju.

Slika 4.1.13 Promjena poslovnih modela i strukture prihoda



Izvor: analiza Projektnog tima

Uz posljedice novih paradigmi u sektoru energetike, poput (i) pada cijena električne energije koje ne omogućavaju adekvatne povrate na (velike) investicije (ROIC, ROI) i imovinu (ROA, RORAB) (ii) promjene strukture tržišta u kojem se linearni sistemi zamjenjuju decentraliziranom energijom i proizvodnjom;

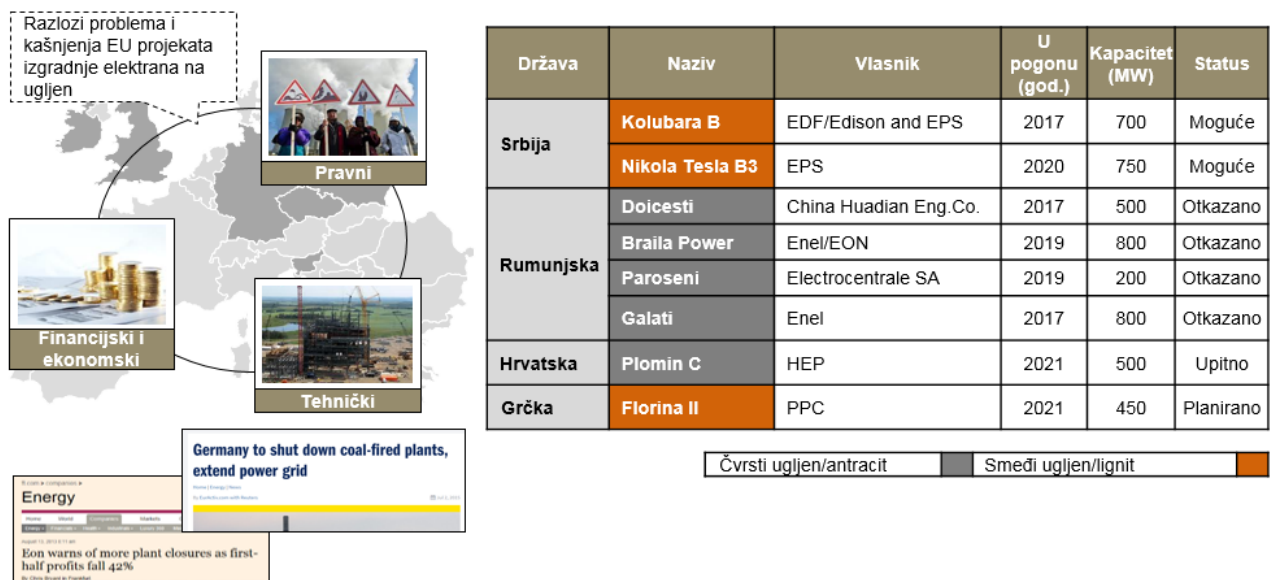
- penetracijom koncepta *prosumera* koji samostalno namiruju dio svojih potreba za električnom energijom, što će biti još izraženije u scenariju izgradnje zgrada gotovo nulte energije (*engl. Nearly Zero Energy Building*) koje troše vrlo malo energije, zadovoljene iz OIE-a;
- sve snažnijim ulaskom malih investitora u projekte obnovljivih izvora energije;
- investiranjem u baterijske sisteme;

te (iii) osnaživanjem koncepta jedinstvenog evropskog tržišta s većim interkonekcijskim kapacitetima i saradnjom, dovele su evropske elektroprivrede u položaj da (i) restrukturiranjem pronalaze rješenja za pritiske na bruto marže, (ii) u značajnijoj mjeri zaustave ili odgode velike investicijske projekte, (iii) da pokrenu procese dekomisija ili konzervacija elektrana prije kraja njihovog životnog vijeka, (iv) rade finansijske otpise ili pak snose gubitke zbog niskih utilizacija elektrana koje na današnjem tržištu više nisu konkurentne, (v) da jačaju nova znanja i kompetencije:

- novi proizvodi i usluge;
- naprednije *trading* aktivnosti;
- veći naglasak na tržišne i marketinške aktivnosti u domenu maloprodaje (retencija i akvizicija korisnika);
- M&A i partnerstva;

te da temeljito preispitaju poslovne strategije i modele poslovanja koji postaju sve više upitni.

Slika 4.1.14 Ilustrativni prikaz trendova u domenu investicijskih odluka elektroprivreda

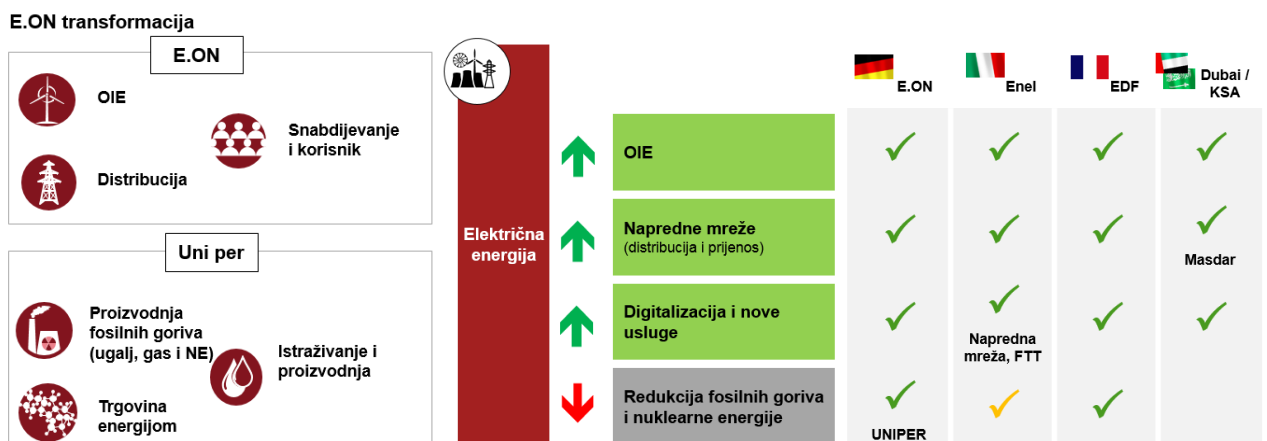


Izvor: Datamonitor: *Power AssetsDatabase 2011, icis.com, Enerlytics – Kraftwerke | Invest Essentials | Project Overview, May 2012 | comsar.com, sourcewatch.org*, web stranice elektroprivreda, analiza Projektnog tima

Prema istraživanju Univerziteta Oxford objavljenog 2016. godine, analiziran je broj potrebnih trenutnih i budućih elektrana na fosilna goriva kako bi se globalno zagrijavanje zadržalo ispod 2°C. Uzevši u obzir pretpostavku da svi ostali sektori smanje emisije stakleničkih gasova u skladu s ciljevima, preporuča se kako nije potrebno graditi nove elektrane koje bi proizvele dodatne štetne emisije ukoliko se želi zadržati globalno zatopljenje ispod 2°C.

Slijedom događaja, javila se neizbježna potreba za temeljitim restrukturiranjem i transformacijom, ne samo elektroenergetskih kompanija, već i cijelog sektora, pri čemu prednjači zapadna Evropa. Posebno su interesantni primjeri njemačkih kompanija *E.on* i *RWE* koje su, potaknute radikalnim promjenama na domaćem tržištu, bile primorane implementirati veće zahvate restrukturiranja.

Slika 4.1.15 Ilustrativni primjer restrukturiranja elektroprivrede i promjene fokusa u poslovnim modelima



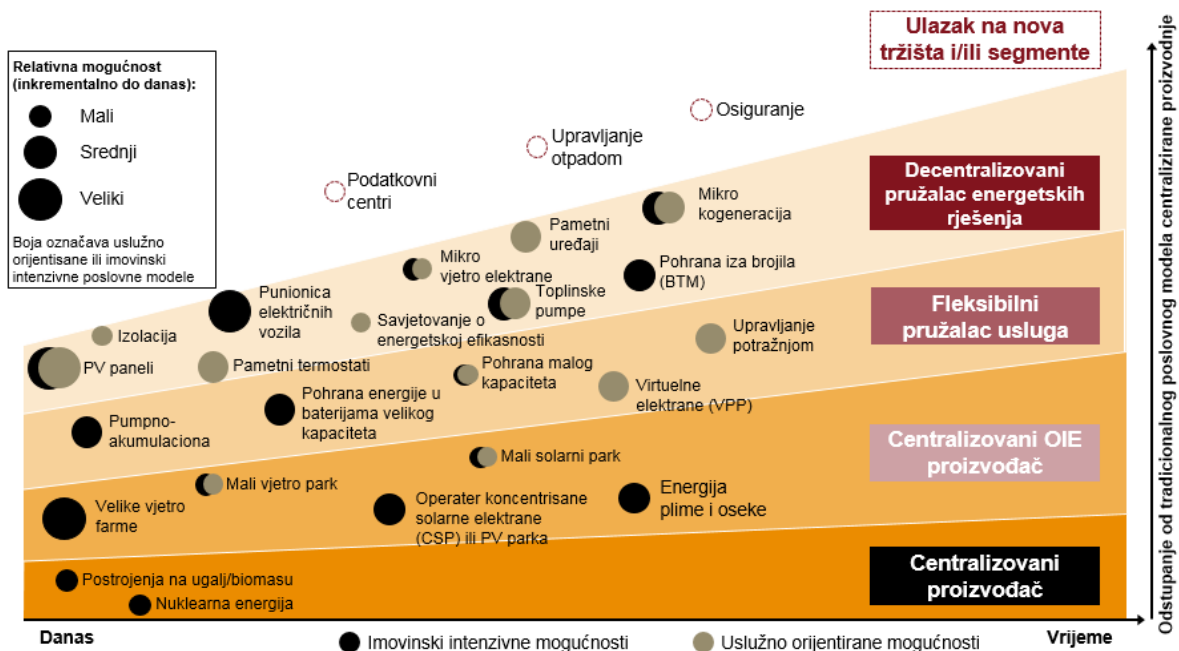
Izvor: analiza Projektnog tima

Strategija navedenih kompanija bila je upravljačko i vlasničko razdvajanje kompanija po ključu temeljnog poslovanja, kompetencija, te budućih izvora dodane vrijednosti u energetici. U oba slučaja tradicionalne kompanije su napravile izdvajanje *spin-off* dijela svog poslovanja te, pojednostavljeno, razdvojile djelatnosti proizvodnje električne energije iz fosilnih goriva od djelatnosti novih proizvoda i usluga, obnovljivih izvora energije, distribucije i snabdijevanja. Na taj način se postiglo nekoliko ključnih efekta: investitori su dobili veću transparentnost portfolija potrebnu za ulagačku sigurnost, menadžment je dobio jasniju sliku za alokaciju investicijskih sredstava i postavljanje ciljeva, te se ostvario bolji fokus za razvoj kompetencija koje se u mnogočemu razlikuju u starom i novom dijelu poslovanja.

Očito je da prilika za nadomještanja gubitaka od stagnacije potrošnje i prihoda tradicionalnog segmenta, dolazi kroz nove usluge omogućene tehnologijom. Tehnološke inovacije poput novih baterijskih sistema/spremnika, *smart home* aplikacije na pametnim telefonima, i dr. napreduju tempom koji je iznenadio ne samo krajnje korisnike već i tehnološki sektor koji radi na njihovom razvoju.

Budući da javne elektroprivrede danas dominantno zauzimaju za njih karakterističan segment tržišta centralizirane proizvodnje i centralizirane proizvodnje iz OIE-a, za očekivati je kako će razvoj tržišta novih proizvoda i usluga u Bosni i Hercegovini, po uzoru na naprednije ekonomije nositi i niz manjih investitora te globalnih igrača (npr. Google, NEST, telekom operateri, itd.), koji će biti prisutni kroz partnerstva ili direktno stvarati novu ekonomsku vrijednost.

Slika 4.1.16 Ilustrativni prikaz potencijala različitih poslovnih modela



Izvor: analiza Projektnog tima

U kontekstu Federacije Bosne i Hercegovine, već se danas uočava potreba za pripremom i realizacijom investicijskih aktivnosti u smjeru novih tehnologija poput spremnika/baterija (eng. *storage*) električne energije, hidroagregata, „PSH“ (eng. *pumpedstoragehydro*), posebno s obzirom na očekivani rast instaliranih kapaciteta vjetroelektrana, izgradnju novih nuklearnih blokova u Mađarskoj koja će dovesti do rasta ponude noćne energije, ne samo iz Mađarske, već iz Ukrajine i Bugarske. Dodatno, hidroagregati mogu imati važan zadatak ne samo u sekundarnoj regulaciji nego i tercijarno.

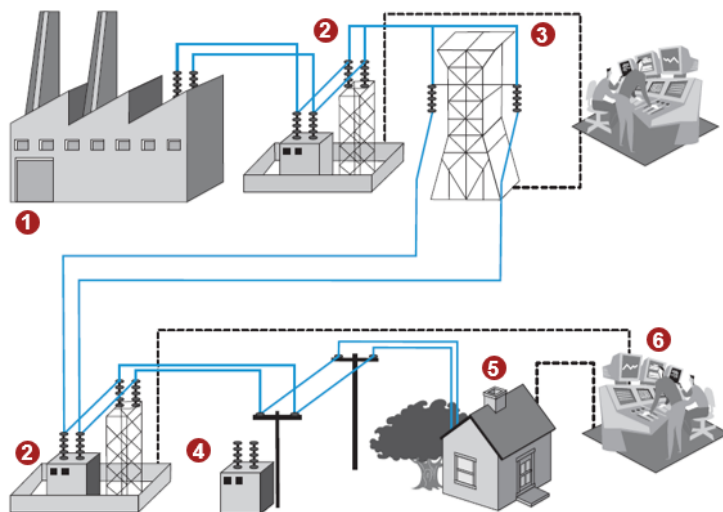
Stoga elektroprivrede, pogotovo one u javnom vlasništvu, te drugi dionici tržišta moraju ubrzano graditi kompetencije i sklapati strateška partnerstva koja će im omogućiti prisutnost u novom spektru lanca vrijednosti.

Potrebno je naglasiti da bi cijeli sektor imao koristi što skorijeg uvođenja novih procesa odnosa s korisnicima (njihove retencije i akvizicije), te novih proizvoda i usluga dodane vrijednosti. Uspješna implementacija novih poslovnih modela u energetici u srednjem roku vratit će se kroz lojalnost i stabilniju korisničku bazu, te na strani korisnika kroz veće zadovoljstvo i dobijenu vrijednost.

Kako bi se novi poslovni modeli uspješno implementirali na tržištu potrebna je i moderna infrastruktura. Uloga OPS-a (Operator prijenosnog sistema) i ODS-a (Operator distribucijskog sistema) kompanija je iz tog aspekta od iznimne važnosti budući da oni predstavljaju „kičmu“ sistema. Napredni proizvodi i usluge zahtijevaju dvosmjernu komunikaciju i agilnu infrastrukturu kakvu pružaju napredne mreže *smartgrid* i nova paradigma upravljanja imovinom i mrežnih servisa koje kompanije moraju usvojiti.

Cilj energetske politike je stvaranje institucionalnog okvira te ozračja koje će pravovremeno poticati promjenu fokusa i potrebne aktivnosti ključnih dionika na energetskom tržištu na područja gdje će se u budućnosti stvarati nova vrijednost.

Slika 4.1.17 Prilagodba mrežnih kompanija



Jučer	Danas
1 Veliki centralizirani proizvodni pogoni	Integracija distribuirane proizvodnje i mikromreža
2 Lokalno upravljanje trafostanicama	Automatizacija i daljinsko upravljanje trafostanicama
3 Monitoring mreže i upravljanje opterećenjem	Monitoring ukupnog stanja mreže
4 Decentralizirana kontrola distribucije	Centralna kontrola distribucije
5 Ručno očitavanje	Daljinsko očitavanje
6 Selektivni podaci i kontrola	Pregled nad cijelom mrežom i daljinsko upravljanje

Izvor: analiza Projektnog tima

4.1.9 Ključne implikacije globalnih trendova na Okvirnu energetska strategiju

- ✓ snažne stope rasta OIE-a, međutim bez dominacije u 2035. godini na globalnom nivou
- ✓ EU predvodi agendu dekarbonizacije u svijetu kontinuiranom implementacijom obavezujućih politika i direktiva
- ✓ dugogodišnja tendencija i ulaganje u uspostavu jedinstvenog evropskog energetskog tržišta
- ✓ stagnacija potrošnje u Evropi, pad utilizacije konvencionalnih elektrana te pritisak na marže elektroprivreda
- ✓ pritisak na veleprodajne cijene električne energije
- ✓ rast naknada za OIE koje se prelijevaju na krajnje korisnike
- ✓ zaustavljanje većih investicijskih projekata zbog niskih cijena električne energije i povrata
- ✓ jasan trend pada prihoda u tradicionalnim dijelovima elektroenergetskog lanca vrijednosti
- ✓ inicijative restrukturiranja i transformacije kompanija i sektora s ciljem prilagodbe poslovnih modela
- ✓ potreba za stvaranjem agilnih i modernih ODS kompanija
- ✓ potreba za stvaranjem institucionalnog okvira koji će pravovremeno potaknuti i usmjeriti transformaciju sektora

4.2 Nafta i gas

Nafta i gas su najznačajniji globalni energenti, pri čemu nafta sačinjava oko 32 %, a prirodni gas oko 22 % udjela u ukupnoj svjetskoj potrošnji energije u 2015. godini. Zbog relativno velikog udjela ugljikovodika u ukupnoj svjetskoj potrošnji energije, promjene u cijeni ovih energenata potencijalno mogu imati izrazito velike makroekonomske posljedice.

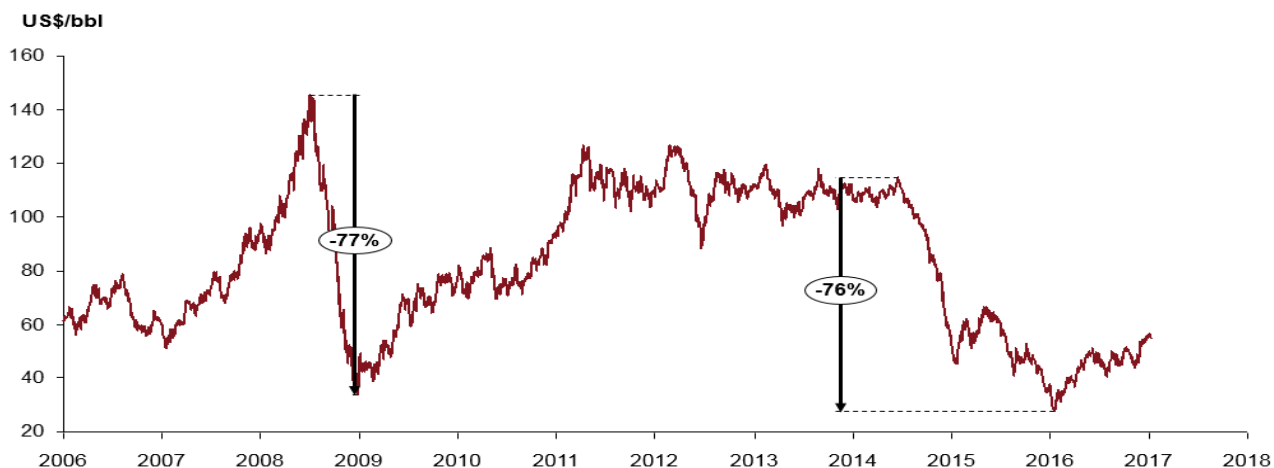
4.2.1 Tržište sirove nafte

Sirova nafta je ključna sirovina jer se njenom preradom dobija niz proizvoda koji se redovno koriste u svakodnevnom životu. Najveći udio ukupne potrošnje nafte u 2015. ima sektor transporta, oko 65 %. Nafta se ujedno koristi u različitim industrijama poput petrohemijske, farmaceutske i kozmetičke, gdje je ulazna sirovina za proizvodnju krajnjih proizvoda. Zbog široke primjene sirove nafte i naftnih derivata u navedenim sektorima, te u transformaciji energije, cijena ima direktan utjecaj na gotovo sve industrije.

Radi izrazito heterogene strukture ponude sirove nafte, te različitih potreba kupaca, ne postoji jedinstvena cijena sirove nafte u svijetu. U tu svrhu, najčešće se koriste referentne cijene (*benchmarks*) poput *Dated Brenta* u Sjevernom moru, WTI u SAD-u i Dubaiju, na Bliskom Istoku i Aziji. Pojednostavljeno, regionalne sirove nafte utvrđuju svoju cijenu na temelju diferencijala sa srodnim međunarodnim *benchmarkom*. Kretanje cijene Brent nafte od 2006. do 2017. godine (Slika 4.2.1) prikazuje veliku volatilnost, naročito u 2008. i 2014. godini. Cijena nafte pod nazivom *Dated Brent* zapravo predstavlja cijenu nafte temeljenu na trgovanju fizičkim teretima nafte iz četiri ležišta u Sjevernom moru (Brent, Forties, Oseberg i Ekofisk) i finansijskih instrumenata temeljenih na cijeni *Dated Brenta* (*Futures, Contracts for Differences, Dated-to-Front Line*, itd.).

Utjecaj na cijenu sirove nafte na globalnom tržištu imaju ponuda/potražnja i različiti geopolitički i ekonomski događaji. U posljednjih 25 godina, volatilnost cijene sirove nafte uvelike se povećala zbog promjena trendova ponude i potražnje. Do 2000. godine ponuda i potražnja imale su ujednačen rast što je održavalo stabilnu i nisku cijenu. U periodu od 2000. do 2008. godine potražnja je imala snažniji rast u odnosu na ponudu, što je kulminiralo historijski najvišom cijenom nafte u 2008. godini, 144.3 \$/bbl. Globalna finansijska kriza u 2008. godini prouzročila je pad cijene nafte od 77 % (Slika 4.2.1), nakon kojega je OPEC (eng. *Organization of the Petroleum Exporting Countries*) smanjio proizvodnju u cilju stabilizacije cijena. U narednom periodu razvoj novih tehnologija i visoke cijene nafte rezultirale su povećanjem ponude u odnosu na potražnju. Prekomjerna ponuda i natjecanje najvećih proizvođača sirove nafte za ostvarenje što većeg tržišnog udjela, u 2014. godini prouzročili su pad cijene nafte na globalnom tržištu od 76 %. Odnos ponude i potražnje, te geopolitički i finansijski čimbenici će izgledno nastaviti imati najznačajniji utjecaj na cijenu nafte.

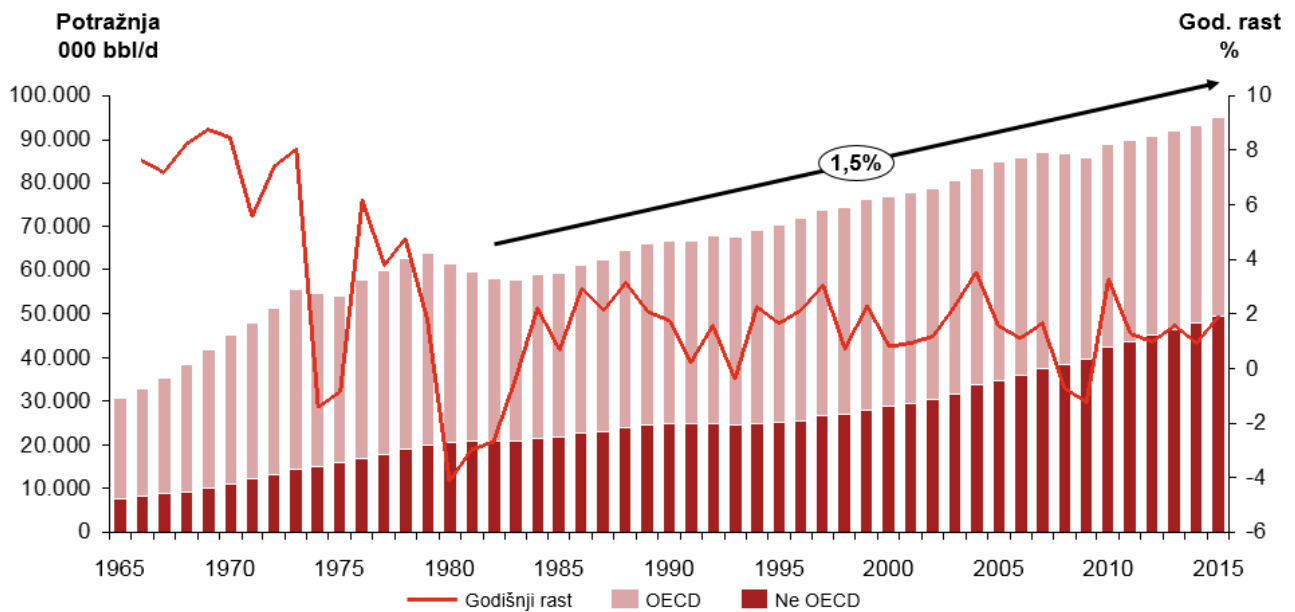
Slika 4.2.1 Dnevne spot cijene Brenta u US\$/bbl, januar 2006–kolovoz 2016. godine



Izvor: Bloomberg

Potražnja sirove nafte, od početka 1980-ih, ostvaruje prosječni porast na godišnjem nivou od oko 1,5 % (Slika 4.2.2). U grafu koji posmatramo, vidljivo je kako je rast zabilježen u zemljama koje pripadaju grupi *Organization of Economic Cooperation and Development* (OECD), ali također i u zemljama koje nisu članice te grupe. Međutim, rast potražnje u OECD zemljama usporava i nova potražnja prvenstveno dolazi iz zemalja koje nisu dio OECD grupacije, predvođena Kinom, Indijom i sl. Rast potražnje nafte varira ovisno o regiji, pa je tako potražnja u Sjevernoj Americi i Evropi zabilježila pad od oko 2 % u odnosu na 2003. godinu, dok je u ostatku svijeta rast potražnje na godišnjem nivou iznad 2 %. Ustaljen rast potražnje za sirovom naftom je nužan za stabilizaciju i povećanje cijena nafte u narednom periodu.

Slika 4.2.2 Globalna potražnja za naftom i godišnja stopa rasta, 1966–2015. godine



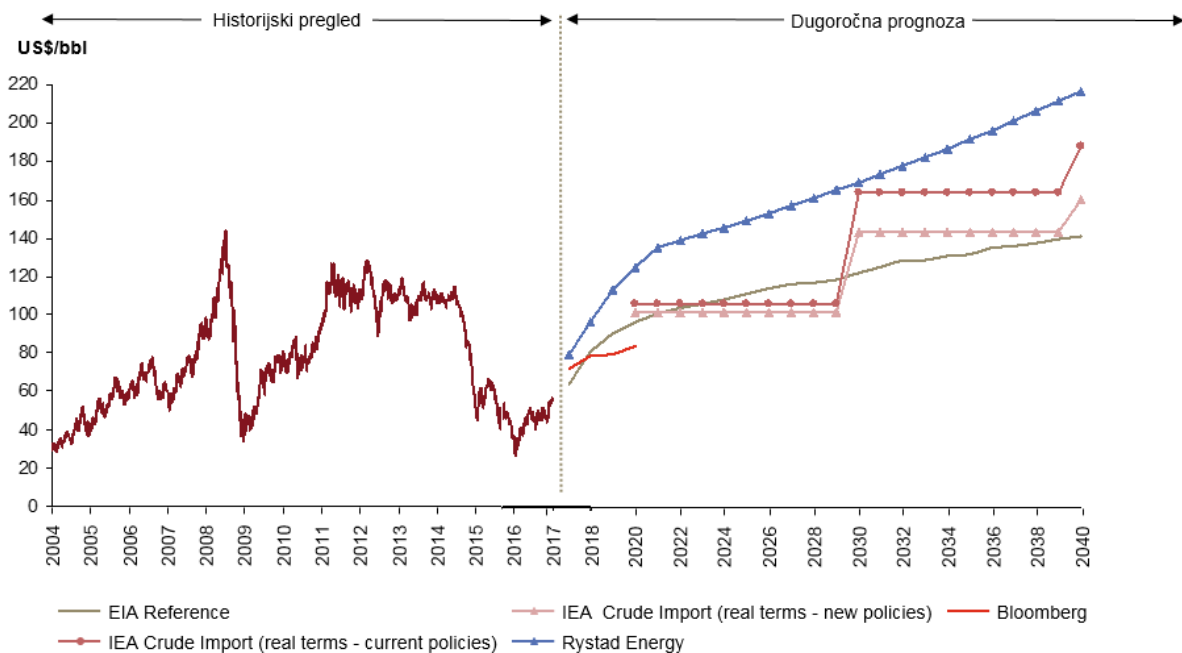
Izvor: BP Statistical Review of World Energy June 2016

Krajem 2016. i početkom 2017. godine cijena Brent sirove nafte na tržištu pokazuje znakove oporavka nakon pada 2014. godine, što je rezultat normalizacije ponude i potražnje primarno zbog dogovora članica OPEC-a i Rusije o smanjenju proizvodnje i prirodnog pada proizvodnje u SAD-u zbog izostanka ulaganja u razradu ležišta. Međutim, navedeno smanjenje proizvodnje u kraćem periodu neće imati velikog utjecaja na cijenu nafte zbog velikih količina sirove nafte u skladištima, koje se procjenjuju na 3,1 milijardu barela na globalnom nivou. To je povećanje inventara od 17 % u odnosu na juni 2014. godine koje se mora smanjiti prije bilo kakvog održivog povećanja cijene sirove nafte. S druge strane, očekuje se smanjenje brzine rasta potražnje za sirovom naftom zbog smanjenja potražnje u razvijenim državama i zbog smanjenja rasta potražnje u najvećim uvoznicima nafte; Kine i Indije. Prema IEA-i (eng. *International Energy Agency*), potražnja za sirovom naftom u 2016. godini je narasla za 1,6 miliona bbl/dan, što je iznad predviđanja ranijih godina koja su predviđala rast oko 1,3 miliona bbl/dan, ali prema predviđanjima za 2017. godinu očekuje se usporavanje s predviđenim rastom od 1,4 miliona bbl/dan. Procjene kretanja ponude i potražnje u 2017. predviđaju njihovu konvergenciju što će imati pozitivnog utjecaja na cijenu sirove nafte.

Prema projekcijama kretanja cijene nafte iz različitih izvora (Slika 4.2.3), očekuje se da će cijena nafte rasti u narednom periodu. Predviđanja Međunarodne energetske agencije (IEA) uzimaju u obzir učinke provedbe novih regulativa (eng. NPS – *newpolicyscenario*) koje su donesene na konferenciji o klimatskim promjenama u Parizu 2015. godine, i predviđanja koja se temelje na postojećim regulativama (eng. CPS – *currentpolicyscenario*). Cilj novih regulativa je ograničenje koncentracije stakleničkih gasova na oko 450 ppm, što je procijenjena maksimalna dopustiva koncentracija stakleničkih gasova da bi se globalno zatopljenje zadržalo ispod 2°C. U 2015. godini potrošnja sirove nafte iznosila je 92,5 miliona bpd (barela po danu), uz konstantan rast tokom posljednjih 30 godina od 35 miliona bpd. Ukoliko se nastavi takav trend, u 2040. se očekuje potrošnja od oko 120 miliona bpd, dok CPS scenarij predviđa potražnju od 117 miliona bpd, te NPS scenarij od 103 miliona bpd. Zbog niže procjene potražnje nafte, procjena cijene sirove nafte prema NPS scenariju je nešto konzervativnija u odnosu na CPS scenarij. Ostale procjene također ukazuju na povećanje cijene sirove nafte, ali razlika u procjenama je velika, pa je prema tome cijena nafte u budućnosti neizvjesna.

Generalno, procjene ukazuju da će cijene nafte u narednoj deceniji rasti u odnosu na trenutni period početkom 2017. godine.

Slika 4.2.3 Prognoza kretanja cijena Brenta u US\$/bbl, 2004–2040. godine



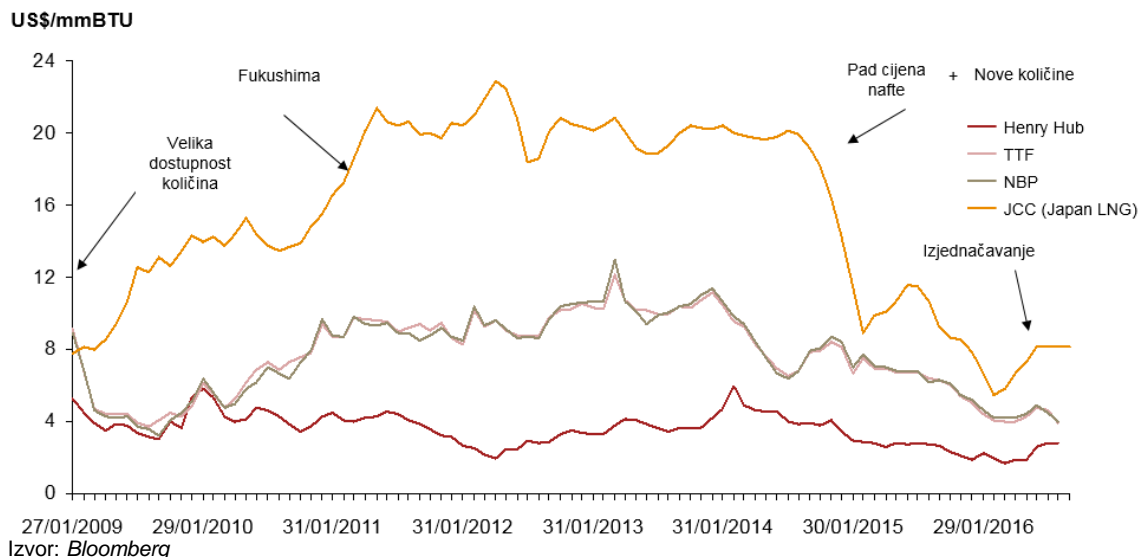
Izvor: EIA-AEO-January 2017, IEA World Energy Outlook 2016, Rystad Energy, Bloomberg CPF at January 2017

4.2.2 Tržište prirodnog gasa

Proizvođači prirodnog gasa susreću se s vrlo sličnim izazovima kao i proizvođači sirove nafte. Stabilnost u sektoru nafte ključna je i za proizvođače gasa. Prema prosječnim mjesečnim cijenama gasa na pojedinim tržištima (Slika 4.2.4), može se primijetiti pad cijene gasa u odnosu na nivoe iz 2014. godine. Pad cijene nafte je djelimično uzrokovao navedeni pad, ali kako regionalne berze gasom i utjecaj LNG-a dovode do veće likvidnosti i mogućnosti *spot* nabavke prirodnog gasa i polaganu dislokaciju od cijena nafte, taj utjecaj slabi. Istovremeno, dolazak novih količina LNG-a na tržište prirodnog gasa dovodi do pritiska na cijene. LNG trenutno sačinjava oko 10 % ukupne potrošnje gasa u svijetu s prosječnom godišnjom stopom rasta od 6.6 %, u periodu od 2000. do 2014. godine.

Prednost LNG-a je mogućnost prijevoza pomorskim transportom na globalnom nivou. Međutim, za očekivati je da će gasovodi i dalje imati značajnu ulogu. Tako su za Evropu bitni novi izvori i pravci snabdijevanja poput Sjevernog toka 2, Turskog toka, TANAP-a, TAP-a, IAP-a, itd. Kroz veći dio prošlosti trgovina LNG-om se odvijala pomoću dugoročnih ugovora, ali posljednjih godina trgovina LNG-om kratkoročnim ugovorima se značajno povećala. Taj se trend može pripisati rastućoj ulozi berzi gasa u SAD-u, EU i Aziji te stvaranju *spot* tržišta gasa. U 2015. godini trgovina kratkoročnim ugovorima je dosegla 26 % ukupne trgovine LNG-om što je veliki skok u odnosu na 2005. godinu, kada je trgovina kratkoročnim ugovorima iznosila svega 8 % ukupne trgovine LNG-om. Zbog mogućnosti transporta velikih količina prirodnog gasa, očekuje se daljnje povećanje zastupljenosti LNG-a u budućnosti.

Slika 4.2.4 Prosječna mjesečna cijena gasa na odabranim tržištima u US\$/mmBTU, januar 2009–avgust 2016. godine

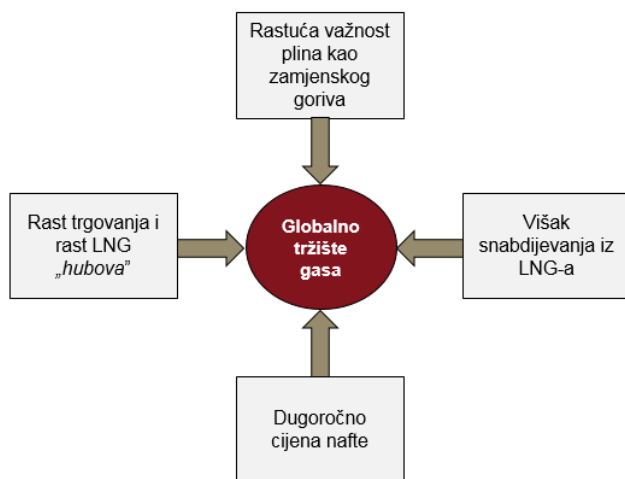


Izvor: Bloomberg

Priradni gas kao niskougljično gorivo potencijalno će dobijati na značaju u narednom periodu kao poveznica između sadašnjosti i niskougljične budućnosti. Postoje višestruki razlozi zbog kojih se smatra da će prirodni gas u narednim decenijama postati drugi najzastupljeniji izvor energije nakon tečnih goriva. Procjenjuje se da su trenutne potvrđene rezerve prirodnog gasa dovoljne za preko 50 godina prema sadašnjoj potrošnji, te također postoji potencijal otkrivanja novih rezervi gasa u pojedinim regijama svijeta, što osigurava dostatnost u narednim decenijama. Sigurnost snabdijevanja je ključna iz više aspekata i jedan je od glavnih preduslova za ekonomski razvoj. Prirodni gas omogućuje snabdijevanje iz više izvora ali i razvijanje domaće proizvodnje. Trenutno najzastupljeniji način snabdijevanja gasom je putem gasovoda jer omogućuje efikasan transport velikih količina gasa, ali mali broj dobavnih pravaca smanjuje fleksibilnost kupaca i u nekim slučajevima sigurnost snabdijevanja. Zbog velikog smanjenja volumena gasa kada je u tečnom stanju, LNG predstavlja jedan od glavnih načina diversifikacije snabdijevanja gasom, a rast kapaciteta ukapljivanja, naročito u Australiji i Sjevernoj Americi, doprinosi proširenju tržišnog natjecanja i diversifikaciji izvora snabdijevanja. Održivost je jedna od glavnih prednosti prirodnog gasa u odnosu na druga fosilna goriva. Prema sadašnjem trendu emisija stakleničkih gasova, cilj sprječavanja povećanja globalnog zatopljenja iznad 2°C u odnosu na predindustrijski period je nedostižan. Povećanjem energetske efikasnosti i prelaskom s uglja na prirodni gas, emisije stakleničkih gasova bi se znatno smanjile. Naprimjer, elektrane koje koriste gas proizvode upola manje emisija ugljičnog dioksida u odnosu na elektrane koje koriste ugalj. Gas ima potencijal postanka najzastupljenijeg globalnog energenta u narednim decenijama zbog njegove dostatnosti, mogućnosti osiguranja snabdijevanja i održivosti korištenja.

Uloga gasa važna je za Evropu zbog dostizanja ciljeva smanjenja emisija stakleničkih gasova i diversifikacije energetske izvora korištenjem gasa umjesto ostalih fosilnih goriva. Zbog predviđenog rasta potražnje prirodnog gasa od 20 % do 2035. godine i smanjenja proizvodnje prirodnog gasa u Evropi od 42 % u istom periodu, ovisnost o uvozu će se značajno povećati. Povećanje broja dobavnih pravaca je od posebne važnosti za EU koja trenutno sačinjava oko 13 % svjetske potražnje gasa ali raspolaže tek s oko 1 % dokazanih svjetskih rezervi. Trenutno EU se oslanja na četiri zemlje: Rusiju, Norvešku, Alžir i Katar iz kojih uvozi oko 90 % prirodnog gasa i LNG-a (eng. *liquefied natural gas* – ukapljeni prirodni gas). Svjetski razvoj tržišta LNG-a i jedinstveno tržište u Evropi koje omogućuje izgradnju novih interkonekcija gasovoda između zemalja EU-a, otvara mogućnost diversifikacije uvoznih pravaca i povećava sigurnost snabdijevanja.

Slika 4.2.5 Tržišna dinamika koja oblikuje tržište gasa

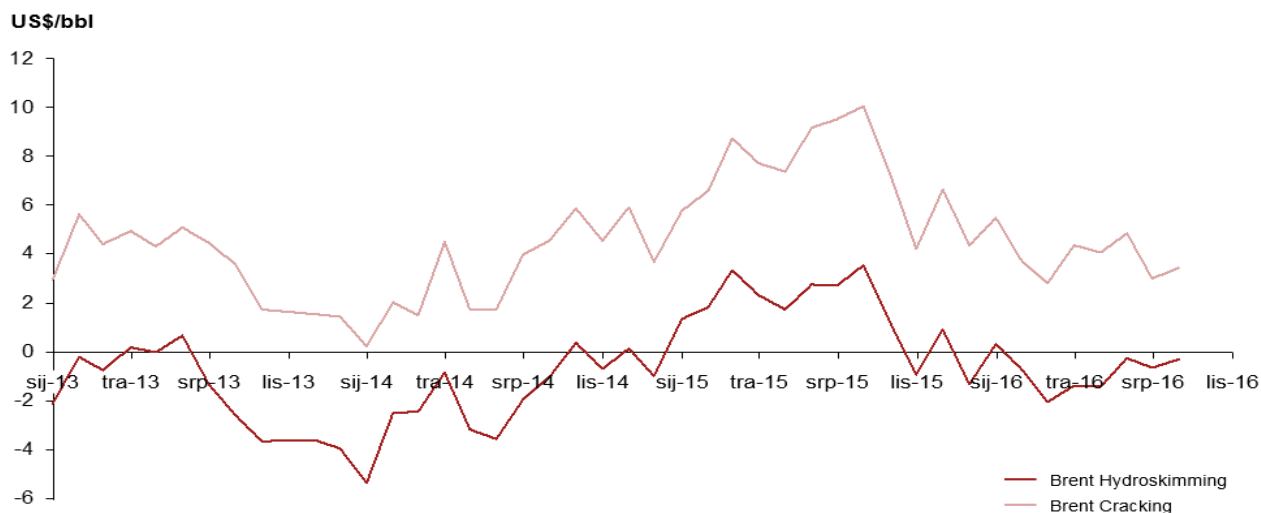


Izvor: analiza Projektnog tima

4.2.3 Prerada sirove nafte

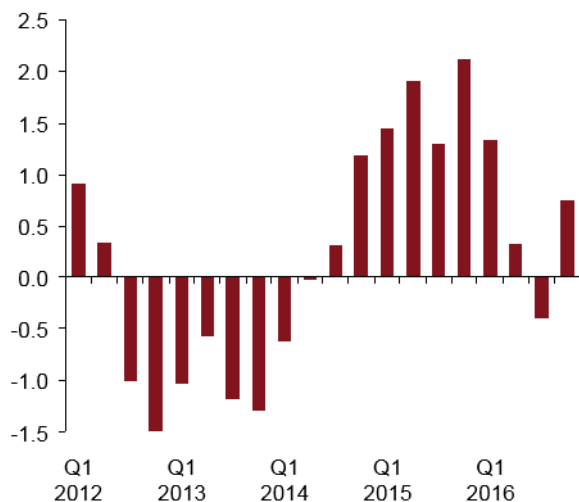
Pad cijena nafte u 2014. godini prouzročio je povećanje rafinerijskih marži (Slika 4.2.6), zbog kojih rafinerije veće kompleksnosti u sjeverozapadnoj Evropi poboljšano posluju. Rafinerijske marže u najvećem dijelu ovise o cijeni ulazne sirovine, stepenu modernizacije koja utječe na vrstu proizvedenih derivata i cijeni derivata na tržištu, te one služe kao glavni indikator profitabilnosti poslovanja rafinerije. Rafinerije veće „kompleksnosti“ proizvode više lakih derivata koji postižu višu cijenu na tržištu, što poboljšava i rafinerijske marže. Cijene naftnih derivata generalno prate trend cijena sirove nafte radi visokog udjela cijene sirove nafte u trošku derivata, no tržište naftnih derivata prati i svoje zakone dinamike ponude i potražnje, tako da su moguća i odstupanja u ovom pogledu. Nakon pada cijena nafte u 2014. godini, proizvodnja naftnih derivata se povećava jer prerađivači nastoje iskoristi povoljnije tržišne okolnosti, te je prerada veća od potražnje (Slika 4.2.7), što je prouzrokovalo značajno veće količine naftnih derivata u skladištima (Slika 4.2.8). Povećanje količine naftnih derivata u skladištima diljem svijeta dovodi do pritiska na cijene derivata, što posljedično vrši pritisak na rafinerijske marže.

Slika 4.2.6 NWE Rafinerijske marže u US\$/bbl, januar 2013 – avgust 2016. godine

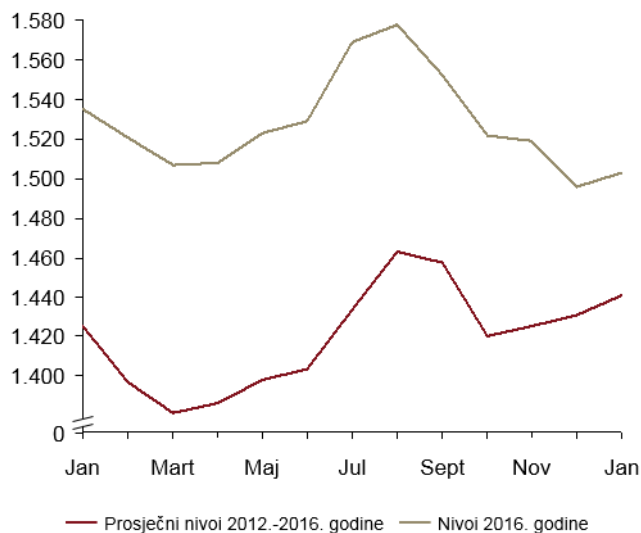


Izvor: IEA, BP, Wood Mackenzie

Slika 4.2.7 Globalni bilans proizvodnje i potražnje naftnih derivata u mil. bbl/d, 2012–2016. godine



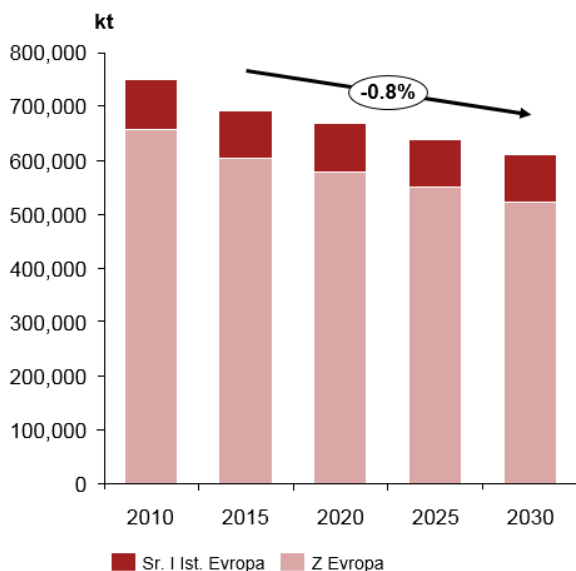
Slika 4.2.8 Količine naftnih derivata u skladištima u zemljama OECD-a u mil. bbl, 2012–2016. godine



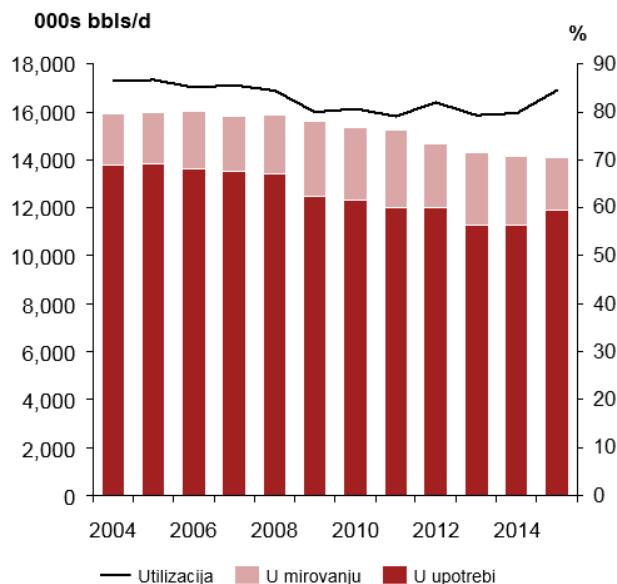
Izvor: EIA, Short-term energy and summerfuels outlook, IEA Oil Market Report 2017

Zbog povećanja efikasnosti i strategije dekarbonizacije očekuje se pad potražnje za naftnim derivatima u Evropi u narednim decenijama (Slika 4.2.9). Smanjenje potražnje naftnih derivata predvode zemlje zapadne Evrope. Povoljnu situaciju za prerađivače odražava rast utilizacije kapaciteta rafinerija (Slika 4.2.10), ali također zbog smanjenja potražnje derivata u Evropi primjećuje se smanjenje prerađivačkih kapaciteta.

Slika 4.2.9 Potražnja za naftnim derivatima u kt, 2010–2030. godine



Slika 4.2.10 Kapacitet prerade u Evropi, 2004–2015. godine



Izvor: IEA, BP, Wood Mackenzie

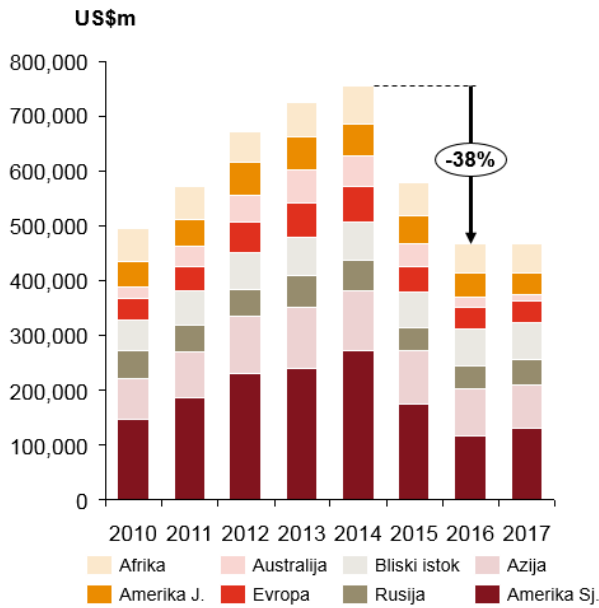
4.2.4 Trendovi ulaganja i poslovni modeli naftnih kompanija

Prethodno navedena volatilnost cijene sirove nafte sugerira da je padom cijene 2014. godine, najvjerovatnije započeo još jedan ciklus niskih cijena sirove nafte. Niz čimbenika poput jačanja dolara, prekomjerne ponude sirove nafte, smanjenja potražnje u razvijenim zemljama, usporavanje potražnje u Kini i otvaranje tržišta Iranu, su rezultirali padom cijena sirove nafte, a time i smanjenjem prihoda *upstream* segmenata naftnih kompanija. Na smanjenje prihoda kompanije su reagirale značajnim smanjenjem bušenja i ulaganja u istraživanje i proizvodnju.

Niska cijena sirove nafte odrazila se smanjenjem kapitalnih izdataka (CAPEX) naftnih kompanija na globalnom nivou od 38 % u 2016. godini u odnosu na 2014. godinu (Slika 4.2.11).

Nivo smanjenja ulaganja u istraživanje i proizvodnju sirove nafte varira između regija (Slika 4.2.12) zbog različitih troškova razvoja polja i zbog različitih odluka o količini proizvodnje u zemljama izvoznicama nafte. Smanjenja ulaganja u Australiji, Sjevernoj Americi i Evropi su najveća što se može pripisati visokim troškovima proizvodnje što čini veliki broj projekata nerentabilnima prema trenutnim cijenama sirove nafte. S druge strane, intenzitet ulaganja na Bliskom Istoku je doživio relativno najmanji pad zbog niskih troškova proizvodnje, ali i odluka zemalja proizvođača da nastave s komparativno visokim nivoima proizvodnje.

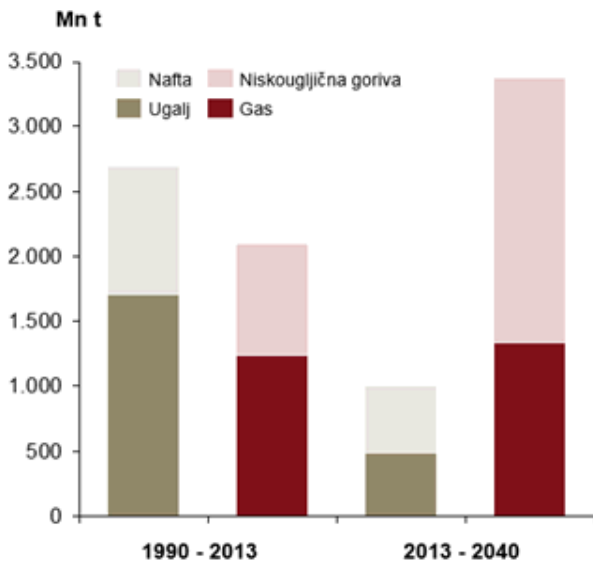
Slika 4.2.11 Globalni Upstream CAPEX po regijama u US\$, 2010–2017. godine



Izvor: Rystad Energy

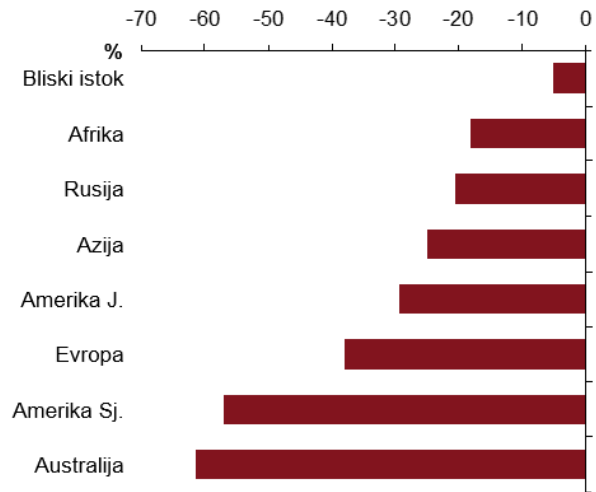
Omjer potrošnje fosilnih i niskougljičnih goriva najvjerovatnije će se uvelike promijeniti u budućnosti s obzirom na današnjicu kako bi se smanjile klimatske promjene (Slika 4.2.13). Fosilna goriva, naročito uglj i nafta, su do sada bili najzastupljeniji primarni energenti. Prema novim regulativama i ciljevima postavljanim u cilju smanjenja globalnog zatopljenja i smanjenja utjecaja na okoliš, prirodni gas i niskougljična goriva će preuzeti ulogu nafte i uglja u narednim decenijama. Tome svjedoči i trend povećana ulaganja u čistu energiju (Slika 4.2.14), koji se očekuje i u budućnosti.

Slika 4.2.13 Globalni rast potražnje za energentima u mil. t, 1990.–2040. godine

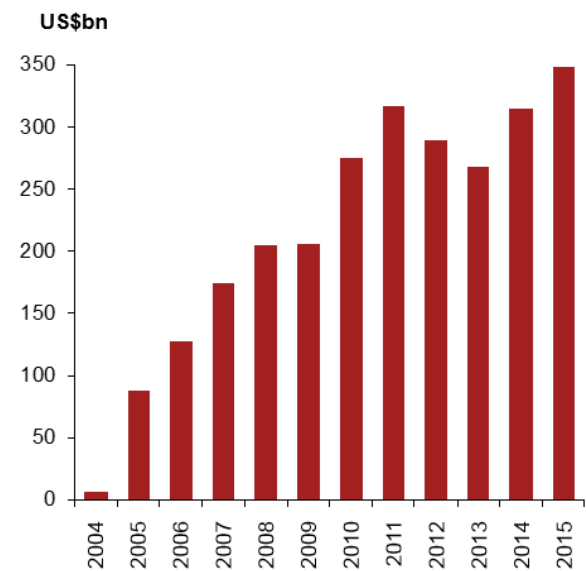


Izvor: IEA

Slika 4.2.12 Razlika u CAPEX-u, 2014. i 2016. godina



Slika 4.2.14 Globalna ulaganja u čistu energiju u US\$, 2004–2015. godina



Neke od najvećih svjetskih naftnih kompanija su već počele ulagati u čistu energiju. Na taj način su signalizirale prihvaćanje jasnog trenda dekarbonizacije, te se istovremeno počele pozicionirati za nove tržišne segmente koji će rasti u budućnosti. U tablicama niže su ilustrirani različiti modeli koje naftne kompanije primjenjuju kako bi se prilagodile novom okruženju (Tablica 4.2.1, Tablica 4.2.2).

Tablica 4.2.1 Poslovni modeli naftnih kompanija

Model	Opis	Primjer
Fokus na temeljnu djelatnost u dugom roku	<ul style="list-style-type: none"> „Oil & Gas” kompanije fokusiraju se na aktivnosti u kojima ostvaruju izvrsnost Dugoročna strategija predstavlja fokusiranje na temeljnu djelatnost i napuštanje netemeljnih aktivnosti 	<ul style="list-style-type: none"> Occidental (EOR) Apache (troškovna efikasnost u kasnom životnom ciklusu imovine)
Postepena transformacija na „čistu” proizvodnju	<ul style="list-style-type: none"> „Oil & Gas” kompanije, zadržavaju fosilni portfolio, no povećavaju intenzitet tranzicije na „čiste” izvore energije 	<ul style="list-style-type: none"> Statoil (<i>offshore</i> wind) Total (20% cilj, fokus na solare & tehnologiju baterija)
„Berba” u srednjem roku	<ul style="list-style-type: none"> „Oil & Gas” kompanije nastavljaju sa fosilnom proizvodnjom Poslovni model nalaže generiranje povrata prema dioničarima - koji naknadno odlučuju o investicijama u alternativan proizvodni portfolio Zadržavanje poslovnog modela do kraja komercijalne isplativosti 	<ul style="list-style-type: none"> Odabrani igrači

Izvor: analiza Projektnog tima

Tablica 4.2.2 Primjeri promjene modela

Trend	Evolucija	Shell	Eni	Total
			Upstream	✓
	Selektivna racionalizacija downstreama	✓	✓	✓
	Gas midstream	Očekivan rast u budućnosti, danas otežano		
	OIE	✓	✓	✓

■ Potpuno primijenjeno ■ Djelimično primijenjeno

Izvor: analiza Projektnog tima

4.2.5 Ključne implikacije globalnih trendova nafte i gasa na Okvirnu energetska strategiju

- ✓ industrija istraživanja i prerade nafte se nalazi pred izazovnim periodom, primarno uzrokovanim niskim cijenama nafte, s jedne strane, te zahtjevima za povećanje kapitalnih ulaganja s druge strane
- ✓ zbog ulagačke nesigurnosti u segment proizvodnje nafte, na koju se lokalno ne može utjecati, potrebno je implementirati strateški okvir za Federaciju Bosne i Hercegovine na način da maksimalno privlači investicije te stimulira aktivnosti istraživanja i proizvodnje ugljikovodika
- ✓ trendovi pada potrošnje i stroži regulatorni uslovi i u budućnosti će otežavati rad rafinerija, posebno onih s niskim stepenom modernizacije

5 ENERGETSKI SEKTOR FEDERACIJE BOSNE I HERCEGOVINE

5.1 Presjek regulatorno-institucionalnog okvira

5.1.1 Ugovor o osnivanju Energetske zajednice

S aspekta međunarodnih obaveza koje utječu na energetske sektor, najvažniji je Ugovor o uspostavi Energetske zajednice („Službeni glasnik Bosne i Hercegovine – Međunarodni ugovori”, broj 9/06).

Ugovor o uspostavi Energetske zajednice je potpisan 25. oktobra 2005. godine, a stupio je na snagu 1. jula 2006. godine. Jednoglasnom odlukom Ministarskog vijeća Energetske zajednice od 24. oktobra 2013. godine, ugovor koji je prvobitno zaključen na period od deset godina, produžen je za dodatnih deset godina. Ugovor su zaključile Evropska unija, s jedne strane, i Albanija, Bosna i Hercegovina, Crna Gora, Kosovo, Makedonija, Moldavija, Srbija, Ukrajina i Gruzija, s druge strane.

U skladu s izraženim interesom, u radu tijela Energetske zajednice učestvuju: Austrija, Bugarska, Češka, Francuska, Finska, Grčka, Hrvatska, Italija, Kipar, Latvija, Mađarska, Holandija, Njemačka, Poljska, Rumunija, Slovačka, Slovenija, Švedska i Ujedinjeno Kraljevstvo. Ovih 19 tzv. zemalja učesnica iz Evropske unije direktno učestvuje u radu tijela Energetske zajednice, a njihove pozicije prilikom glasanja izražava Evropska komisija. Status posmatrača u tijelima Energetske zajednice imaju Armenija, Norveška i Turska. Zadatak Energetske zajednice je organiziranje odnosa između ugovornih strana i utvrđivanje pravila i ekonomskog okvira mrežne energije, da bi:

- a) stvorili stabilan regulatorni i tržišni okvir sposoban da privuče investiranje u gasnu mrežu, proizvodnju električne energije, prijenosnu i distributivnu mrežu, kako bi sve ugovorne strane imale pristup stabilnom i neprekidnom snabdijevanju energijom koja je suštinska za ekonomski razvoj i socijalnu stabilnost,
- b) stvorili jedinstveni regulatorni prostor za trgovinu mrežne energije kakav je potreban da bi odgovarao geografskom prostoru datih tržišta ovih proizvoda,
- c) pojačali sigurnost snabdijevanja jedinstvenog regulatornog prostora osiguravanjem stabilnog ambijenta za investicije u kojem se mogu razvijati veze s kaspiskim, sjevernoafričkim i bliskoistočnim rezervama gasa te eksploatirati domaći izvori energije, poput prirodnog gasa, nafte i hidroenergije,
- d) poboljšali situaciju u pogledu okoliša u vezi s mrežnom energijom i uz to vezanu energetske efikasnosti, te povećali korištenje obnovljive energije, i utvrdili uslove za trgovinu energijom u okviru jednog jedinstvenog regulatornog prostora,
- e) razvili tržišnu konkurenciju mrežne energije na širem geografskom nivou te koristili ekonomiju obima.

Kako bi se ispunili ovi zadaci, ugovorne strane su obavezne postepeno preuzimati dijelove pravne stečevine, *acquisa*, na način da u svoje zakonodavstvo transponiraju zahtjeve i pravila odgovarajućih direktiva i uredbi Evropske unije u područjima električne energije, gasa, zaštite okoliša, konkurencije, obnovljivih izvora energije, energetske efikasnosti, nafte, vođenja statistike i infrastrukture.

Pravni okvir Energetske zajednice u svom središtu ima direktive i uredbe iz tzv. Trećeg energetske paketa koje predviđaju zajedničke propise za interna tržišta električne energije i prirodnog gasa i reguliraju prekograničnu trgovinu.

Njihova svrha je interes i zaštita potrošača, smanjivanje energetske ovisnosti i ublažavanje utjecaja na okoliš. S aspekta tržišta i konkurencije, ključne promjene se odnose na osiguranje prava kupcima da biraju snabdjevača i odvajanje mrežnih aktivnosti koje su prirodni monopol pa se reguliraju (prijenos, distribucija), od djelatnosti u kojima je moguća konkurencija (proizvodnja, snabdijevanje). Usvajanje energetske *acquisa* se zahtijeva i Sporazumom o stabilizaciji i pridruživanju.

Implementacija obaveza Energetske zajednice treba biti jedan od ključnih faktora u procesu definiranja strateških prioriteta u energetici, njihovoj ulozi u razvojnoj politici te samoj provedbi.

Tablica 5.1.1 Obavezujuće direktive i uredbе za Bosnu i Hercegovinu

Električna energija		
Pravni akt	Datum donošenja	Rok implementacije
Uredba Komisije (EU) br. 543/2013 o dostavi i objavi podataka na tržištima električne energije i o izmjeni Priloga I Uredbe (EZ) br. 714/2009 Evropskog parlamenta i Vijeća	Juni 2013.	24. decembar 2015.
Uredba Komisije (EU) br. 838/2010/EU od 23. septembra 2010. o utvrđivanju smjernica koje se odnose na mehanizam naknade između operatera prijenosnih sistema i zajednički regulatorni pristup naplati prijenosa	Septembar 2010.	1. januar 2014.
Direktiva 2009/72/EZ Evropskog parlamenta i Vijeća od 13. jula 2009. o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije i stavljanju van snage Direktive 2003/54/EZ	Juli 2009.	1. januar 2015, osim za član 9(1) kojem je rok: 1. juni 2016, član 9(4): 1. juni 2017. i član 11: 1. januar 2017.
Direktiva 2005/89/EZ Evropskog parlamenta i Vijeća o mjerama zaštite sigurnosti snabdijevanja električnom energijom i ulaganja u infrastrukturu	Januar 2006.	31. decembar 2009.
Uredba (EZ) br. 714/2009 Evropskog parlamenta i Vijeća o uslovima za pristup mreži za prekograničnu razmjenu električne energije i stavljanju van snage Uredbe (EZ) br. 1228/2003	Juli 2009.	1. januar 2015.
Gas		
Pravni akt	Datum donošenja	Rok implementacije
Direktiva 2009/73/EZ Evropskog parlamenta i Vijeća o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište prirodnog gasa i stavljanju van snage Direktive 2003/55/EZ	Juli 2009.	1. januar 2015, osim član 9(1): 1. juni 2016, član 9(4): 1. juni 2017. i član 11: 1. januar 2017.
Direktiva Vijeća 2004/67/EZ o mjerama zaštite sigurnosti snabdijevanja prirodnim gasom ²	April 2004.	31. decembar 2009.
Uredba (EZ) br. 715/2009 Evropskog parlamenta i Vijeća o uslovima za pristup mrežama za transport prirodnog gasa i stavljanju van snage Uredbe (EZ) br. 1775/2005	Juli 2009.	1. januar 2015.
Obnovljivi izvori		
Pravni akt	Datum donošenja	Rok implementacije
Direktiva 2009/28/EZ Evropskog parlamenta i Vijeća o promociji korištenja energije iz obnovljivih izvora te o izmjeni i kasnijem stavljanju van snage direktiva 2001/77/EZ i 2003/30/EZ	April 2009.	1. januar 2014.
Energetska efikasnost		
Pravni akt	Datum donošenja	Rok implementacije
Direktiva 2012/27/EU Evropskog parlamenta i Vijeća o energetskej efikasnosti, izmjeni direktiva 2009/125/EZ i 2010/30/EU i stavljanju van snage direktiva 2004/8/EZ i 2006/32/EZ	Oktobar 2012.	15. oktobar 2017.
Direktiva 2010/31/EU Evropskog parlamenta i Vijeća o energetskej efikasnosti zgrada	Maj 2010.	30. septembar 2012.

² U EZ, u proceduri je implementacija nove Regulative (EU) br. 994/2010 Evropskog parlamenta i Savjeta koja stavlja van snage Direktivu Vijeća 2004/67/EZ

Direktiva 2010/30/EU Evropskog parlamenta i Vijeća o označavanju potrošnje energije i ostalih resursa proizvoda vezanih za energiju uz pomoć oznaka i standardiziranih informacija o proizvodu	Maj 2010.	31. decembar 2011.
Direktiva 2006/32/EZ Evropskog parlamenta i Vijeća o energetske efikasnosti u krajnjoj potrošnji i energetske uslugama te o stavljanju van snage Direktive Vijeća 93/76/EEZ	April 2006.	31. decembar 2011.
Nafta		
Pravni akt	Datum donošenja	Rok implementacije
Direktiva Vijeća 2009/119/EZ o obavezi država članica da održavaju minimalne zalihe sirove nafte i/ili naftnih derivata	Septembar 2009.	1. januar 2023.
Infrastruktura		
Pravni akt	Datum donošenja	Rok implementacije
Uredba (EU) br. 347/2013 Evropskog parlamenta i Vijeća o smjernicama za transevropsku energetske infrastrukturu te stavljanju van snage Odluke br. 1364/2006/EZ i izmjeni uredbi (EZ) br. 713/2009, (EZ) br. 714/2009 i (EZ) br. 715/2009	April 2013.	31. decembar 2016.
Statistika		
Pravni akt	Datum donošenja	Rok implementacije
Uredba Komisije (EU) br. 431/2014 o izmjeni Uredbe (EZ) br. 1099/2008 Evropskog parlamenta i Vijeća o energetske statistici s obzirom na provedbu godišnjih statistika o potrošnji energije u domaćinstvima	April 2014.	31. decembar 2016.
Uredba Komisije (EU) br. 147/2013 o izmjeni Uredbe (EZ) br. 1099/2008 Evropskog parlamenta i Vijeća o energetske statistici s obzirom na provedbu ažuriranja mjesečne i godišnje energetske statistike	Februar 2013.	31. decembar 2013.
Direktiva 2008/92/EZ Evropskog parlamenta i Vijeća o postupku Zajednice za poboljšanje transparentnosti cijena gasa i električne energije koje se zaračunavaju industrijskim krajnjim korisnicima,	Oktobar 2008.	31. decembar 2013.
Uredba (EZ) br. 1099/2008 Evropskog parlamenta i Vijeća o energetske statistici	Oktobar 2008.	31. decembar 2013.
Konkurencija		
Pravni akt	Datum donošenja	Rok implementacije
Ugovor o osnivanju Energetske zajednice u poglavlju IV regulira zabranu konkurencije. Nisu dozvoljene sljedeće aktivnosti: <ul style="list-style-type: none"> • sprječavanje, ograničavanje ili poremećaj konkurencije • zloupotreba dominantne pozicije • pružanje državne pomoći koja uzrokuje ili prijeti poremećajem konkurencije 		Januar 2017.
Zaštita okoliša		
Pravni akt	Datum donošenja	Rok implementacije

Direktiva (EU) 2016/802 Evropskog parlamenta i Vijeća o smanjenju sadržaja sumpora u određenim tečnim gorivima i Provedbena odluka Komisije (EU) 2015/253 od 16. februara 2015. o utvrđivanju pravila uzorkovanja i izvještavanja u skladu s Direktivom Vijeća 1999/32/EZ za sadržaj sumpora u brodskim gorivima	Maj 2016.	30. juni 2018.
Direktiva 2011/92/EU Evropskog parlamenta i Vijeća o procjeni učinaka određenih javnih i privatnih projekata na okoliš, izmijenjena Direktivom 2014/52/EU	Decembar 2011.	1. januar 2019.
Direktiva 2010/75/EU Evropskog parlamenta i Vijeća o industrijskim emisijama (integrirano sprječavanje i kontrola zagađenja) – samo Poglavlje III, Aneks V i član 72(3)-(4)	Novembar 2010.	1. januar 2018.
Direktiva 2004/35/EU Evropskog parlamenta i Vijeća o odgovornosti za okoliš u pogledu sprječavanja i otklanjanja štete u okolišu, izmijenjena Direktivom 2006/21/EZ, Direktivom 2009/31/EZ i Direktivom 2013/30/EU	April 2004.	1. januar 2021.
Direktiva 2001/80/EZ Evropskog parlamenta i Vijeća o ograničenju emisija određenih zagađivača zraka iz velikih uređaja za loženje	Oktobar 2001.	31. decembar 2017.
Direktiva 2001/42/EU Evropskog parlamenta i Vijeća o procjeni učinaka određenih planova i programa na okoliš	Juni 2001.	31. mart 2018.
Član 4(2) Direktive Vijeća 79/409/EEZ o zaštiti ptica	April 1979.	1. juli 2006.

Izvor: analiza Projektnog tima

S obzirom na intenzitet i obim efekata koje reforma energetskeg sektora ima na cjelokupno društvo, neophodno je razumijevanje promjena od strane svih sudionika u sektoru ali i šire javnosti i potrošača. Nadalje, potrebno je i osposobljavanje nadležnih institucija za uspostavu i provedbu novog pravnog i regulatornog okvira.

Ovaj segment je naročito osjetljiv u Bosni i Hercegovini, kada se uzme u obzir složenost političkih, institucionalnih i socijalnih rizika. Transponiranje i implementacija *acquisa* u Bosni i Hercegovini i entitetima ne odvija se propisanom dinamikom. Mnogi rokovi su već istekli, pa je Sekretarijat Energetske zajednice pokrenuo postupke protiv Bosne i Hercegovine zbog povrede ugovornih obaveza. U momentu izrade ovog dokumenta, protiv Bosne i Hercegovine je otvoreno pet postupaka. Postupci su pokrenuti zbog: izostanka transponiranja zahtjeva iz Trećeg energetskeg paketa i obavještanja Energetske zajednice o poduzetim mjerama, neispunjavanje obaveza iz Direktive 2006/32/EZ o energetskeg efikasnosti u krajnjoj potrošnji i energetskeg uslugama, izostanka transponiranja i implementacije obaveze koje se odnose na smanjenje emisije sumpor dioksida (SO₂) pri sagorijevanju teških loživih ulja i tečnih naftnih goriva, neispunjavanje obaveza Bosne i Hercegovine da donese odgovarajuću legislativu u sektoru prirodnog gasa, te izostanka implementacije pravila za državnu pomoć.

Usklađivanje zakonodavstva Bosne i Hercegovine s pravnom stečevinom Evropske unije je kompleksan zadatak, s obzirom na to da podrazumijeva obimne i suštinske promjene i sveobuhvatnu reformu energetskeg sektora. Osnovni strateški cilj Bosne i Hercegovine jeste ubrzano usklađivanje zakonodavstva s *acquisom*, odnosno transponiranje i implementacija obaveza preuzetih Ugovorom o uspostavi Energetske zajednice.

U kontekstu strateških i operativnih aktivnosti, u narednom periodu se predlaže dubinsko snimanje usklađenosti zakonodavstva na nivou entiteta s državnim nivoom te s pravnom stečevinom Evropske unije. Navedene aktivnosti su potrebne za izradu akcionih planova te kvalitetnu provedbu daljnje harmonizacije zakonodavstva.

5.1.2 Inicijativa West Balkan 6 (Zapadni Balkan 6)

Na Bečkom samitu 2015. godine, šest zemalja Zapadnog Balkana: Albanija, Bosna i Hercegovina, Kosovo, Makedonija, Crna Gora i Srbija obavezale su se da će implementirati *soft* mjere kao predušlov za razvoj regionalnog elektroenergetskog tržišta, i to: razvoj *spot* tržišta, prekogranično balansiranje, regionalnu alokaciju kapaciteta i unakrsne mjere. Predstavnici operatera prijenosnog sistema, državnih regulatornih komisija i ministarstava nadležnih za energiju zemalja Zapadnog Balkana potpisale su Memorandum o razumijevanju u aprilu 2016. godine. U Memorandumu o razumijevanju, postavljena su opća načela saradnje i konkretni koraci koje će poduzeti za razvijanje regionalnog tržišta električne energije. U junu 2016. godine, Evropska komisija i Sekretarijat Energetske zajednice zaključili su Ugovor o odobravanju sredstava u svrhu pružanja tehničke pomoći za potporu razvoju regionalnog energetskog tržišta zemalja Zapadnog Balkana.

Tehnička pomoć je namijenjena za asistenciju državama da:

- usklade relevantne propise s pravnom stečevinom Evropske unije, čime će se poduprijeti regionalno tržište energije,
- organiziraju odgovarajuću korporativnu strukturu i tehničku infrastrukturu kako bi se osigurala implementacija različitih procesa,
- uspostave zakonski okvir i modele koji će omogućiti trgovanje energijom,
- zakluče odgovarajuće regionalne sporazume o međudržavnoj trgovini energijom.

Prema Izvještaju Energetske zajednice unutar Inicijative West Balkan 6 iz 2016. godine, o napretku zemalja u oblasti električne energije, u Bosni i Hercegovini najveći napredak je postignut u pogledu:

- prihvaćanja tržišnog modela balansiranja koji dopušta nediskriminirajuću prekograničnu razmjenu balansnih usluga i uspostave državnog balansnog tržišta, što je implementirano u potpunosti,
- deregulacije cijene energije za snabdjevače i postepeno ukidanje reguliranja cijena, te osiguravanje nezavisnosti regulatornih tijela, gdje je status implementacije mjera preko 50 %.

Međutim, napredak nije postignut u sljedećim oblastima:

- razvoj *spot* tržišta (uklanjanje zakonskih i ugovornih prepreka za uspostavljanje organiziranog tržišta električne energije, uključivanje na berzu ili stvaranje vlastite berze, osiguranje likvidnosti na lokalnom tržištu, spajanje tržišta za dan unaprijed s barem jednom susjednom zemljom),
- vlasničko razdvajanje operatera prijenosnog sistema i certificiranje.

Prema Izvještaju Energetske zajednice unutar Inicijative West Balkan 6 iz 2016. godine, o napretku zemalja u pogledu održivog razvoja, u Bosni i Hercegovini dobro napreduje implementacija:

- uspostavljanja odgovarajućih mehanizama finansiranja mjera energetske efikasnosti,
- uvođenja programa edukacije, profesionalne obuke, certificiranja za razvijanje potrebnih vještina pojedinaca u području energetske efikasnosti i korištenja obnovljivih izvora energije.

Nedovoljan napredak je postignut u pogledu:

- detaljne procjene mogućnosti za razvoj novih sistema za centralno grijanje i hlađenje koji koriste obnovljive izvore energije,
- izrade programa i strategija za poticanje korištenja obnovljivih izvora energije, edukacija javnosti i omogućavanje građanima da učestvuju u OIE projektima.

Savjet ministara Bosne i Hercegovine je u martu 2017. godine usvojio Mapu puta koja predstavlja mjere i aktivnosti koje treba poduzeti u Bosni i Hercegovini kako bi se postigli ciljevi postavljeni unutar inicijative West Balkan 6. Mapa puta sadrži ciljeve i mjere definirane u navedenim dokumentima dok su aktivnosti koje se trebaju provesti u Bosni i Hercegovini pripremljene tako da odražavaju stvarnu situaciju u oblasti reforme elektroenergetskog sektora. Važno je naglasiti da će se rad na dostizanju ciljeva, mjera i aktivnosti vezanih za regionalna pitanja realizirati u koordinaciji sa Sekretarijatom Energetske zajednice, dok će implementacija „unakrsnih“ mjera, i pripadajuće aktivnosti biti realizirane od strane nadležnih domaćih aktera. Nosioci aktivnosti su MVTEO, DERK i NOSBiH. U Mapi puta su jasno naznačene aktivnosti čijom će se realizacijom primijeniti predviđene mjere i ostvariti zacrtani ciljevi, te institucije zadužene za implementaciju aktivnosti. Rok za provođenje aktivnosti iz Mape puta je juli 2018. godine.

5.1.3 Zakonodavni okvir energetskog sektora

U nastavku se nalazi pregled osnovnih zakona kojima se normira energetski sektor u Bosni i Hercegovini i Federaciji Bosne i Hercegovine. Na osnovu ovih zakona doneseni su pravilnici i tehnički propisi, kao i podzakonski akti kojima se detaljnije reguliraju pojedina pitanja. Osim nabrojanih zakona, primjenjuju se i zakoni iz drugih sektora koji su usko vezani za propise energetskog sektora, poput propisa iz oblasti zaštite okoliša, prostornog uređenja i građenja i drugi.

Bosna i Hercegovina

1. Zakon o prijenosu, regulatoru i operateru sistema električne energije u Bosni i Hercegovini („Službeni glasnik Bosne i Hercegovine“, broj 7/02, 13/03, 76/09 i 1/11)
2. Zakon o osnivanju Nezavisnog operatera sistema za prijenosni sistem u Bosni i Hercegovini („Službeni glasnik Bosne i Hercegovine“, broj 35/04)
3. Zakon o osnivanju kompanije za prijenos električne energije u Bosni i Hercegovini („Službeni glasnik Bosne i Hercegovine“, broj 35/04, 76/09, 20/14)
4. Zakon o koncesijama Bosne i Hercegovine („Službeni glasnik Bosne i Hercegovine“, broj 32/02 i 56/04)

Federacija Bosne i Hercegovine

1. Zakon o električnoj energiji Federacije Bosne i Hercegovine („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj 66/13 i 94/15)
2. Uredba o organizaciji i regulaciji sektora gasne privrede („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj 83/07)
3. Zakon o naftnim derivatima u Federaciji Bosne i Hercegovine („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj: 52/14)
4. Zakon o istraživanju i eksploataciji nafte i gasa u Federaciji Bosne i Hercegovine („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj 77/13 i 19/17)
5. Zakon o rudarstvu Federacije Bosne i Hercegovine („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj 26/10)
6. Zakon o geološkim istraživanjima Federacije Bosne i Hercegovine („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj 9/10)
7. Zakon o korištenju obnovljivih izvora energije i efikasne kogeneracije Federacije Bosne i Hercegovine („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj 70/13 i 05/14)
8. Zakon o izdvajanju i usmjeravanju dijela prihoda poduzeća ostvarenog korištenjem hidroakumulacionih objekata („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj 44/02 i 57/09)
9. Zakon o izdvajanju i usmjeravanju dijela prihoda poduzeća ostvarenih radom termoelektrana („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj 80/14)
10. Zakon o energijskoj efikasnosti u Federaciji Bosne i Hercegovine („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj: 22/17)
11. Zakon o javnim poduzećima Federacije Bosne i Hercegovine („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj 8/05, 81/08, 22/09, 109/12)
12. Zakon o privrednim društvima („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj 81/15)
13. Zakon o koncesijama Federacije Bosne i Hercegovine („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj 40/02 i 61/06)
14. Zakon o prostornom planiranju i korištenju zemljišta na nivou Federacije Bosne i Hercegovine („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj 2/06, 72/07, 32/08, 4/10, 13/10 i 45/10)

5.2 Elektroenergetski sektor

5.2.1 Struktura tržišta električne energije

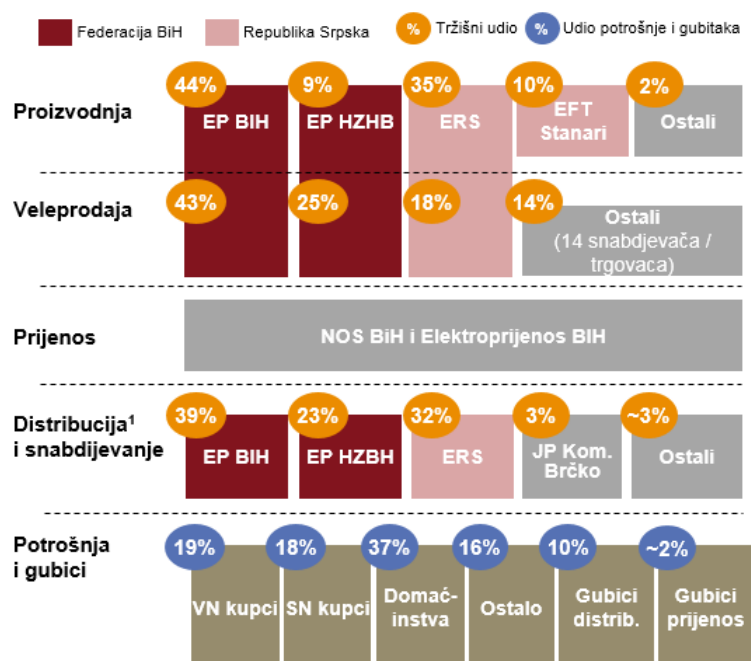
Tržište električne energije Bosne i Hercegovine karakterizira dominacija 3 vertikalno integrirana subjekta: JP *Elektroprivreda BiH d.d.* (u daljnjem tekstu: JP EP BiH ili EP BiH), JP *Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg-Bosne d.d.* (u daljnjem tekstu: EP HZHB) i *Mješoviti Holding Elektroprivreda Republike Srpske a.d.* (u daljnjem tekstu: MH ERS ili ERS), pri čemu je u EP BiH proizvedeno ~ 7,2 TWh, ERS ~ 5,8 TWh, te EP HZHB ~ 1,5 TWh (Slika 5.2.1).

Proizvodnja el. energije u Federaciji Bosne i Hercegovine se dominantno obavlja putem dva javna poduzeća: EP BiH (Sarajevo) i EP HZHB (Mostar). U okviru EP BiH, proizvodnja el. energije se odvija u 2 termoelektrane – TE Tuzla (G3, G4, G5 i G6) i TE Kakanj (G5, G6 i G7), 3 hidroelektrane – HE Jablanica, HE Grabovica i HE Salakovac, te 7 malih hidroelektrana – Una, Krušnica, Modrac, Bihać, Snježnica, Osanica, Bogatići. U okviru EP HZHB, proizvodnja se odvija iz 7 hidroelektrana – Rama, Mostar, Čapljina, Peć Mlini, Jajce I, Jajce II, Mostarsko blato. Električna energija se u Federaciji Bosne i Hercegovine proizvodi i u privatnim postrojenjima, pa je tako u 2015. godini u Federaciji Bosne i Hercegovine djelovalo 109 proizvodnih objekata, koja su u vlasništvu 69 kvalificiranih proizvođača i u 3 proizvodna objekta u vlasništvu tri nezavisna proizvođača u 2015. godini. U 2016. godini, registriran je 161 proizvodni objekat u vlasništvu 117 kvalificiranih proizvođača.

Na veleprodajnom tržištu Bosne i Hercegovine u 2016. je trgovalo 16 licenciranih subjekata putem bilateralnih ugovora u obimu od ~ 7,8 TWh. U prekograničnoj trgovini Bosne i Hercegovine je izvezeno ~ 5,3 TWh u 2016. godini (više za 53 % u odnosu na 2015.), pri čemu je sudjelovalo 16 subjekata, a po obimu top 3 su: EFT-Rudnik i Termoelektrana Stanari (1.116 GWh), GEN-I (828 GWh) i Alpiq Energija BH (740 GWh). Nadalje, u 2016. godini prekogranični uvoz električne energije u Bosnu i Hercegovinu je iznosio ~ 1,5 TWh (16 % rast u odnosu na 2015.), a najveću realizaciju su imali Energy Financing Team (338 GWh), BH Petrol Oil Company (333 GWh) i Interenergo (214 GWh).

Elektroprijenos BH s ~6.330 km prijenosne mreže u četiri operativna područja (Banja Luka, Sarajevo, Tuzla i Mostar) je zadužen za prijenos, održavanje i izgradnju, dok NOSBiH upravlja radom VN mreže, balansira tržište el. energije, utvrđuje plan razvoja proizvodnje i revidira razvoj prijenosne mreže. U Federaciji Bosne i Hercegovine i dalje nije izvršeno izdvajanje Operatera distribucijskog sistema (ODS) iz postojećih elektroprivreda u zasebnu pravnu osobu, već se ova djelatnost obavlja integrirano kroz EP BiH (DP Bihać, Mostar, Sarajevo, Tuzla i Zenica) i EP HZHB (DP Jug. Centar i Sjever). U segmentu snabdijevanja električnom energijom, tržište je otvoreno. Međutim, zbog niskih cijena, naročito za kategoriju domaćinstva, elektroprivreda i dalje ne gube značajno svoj tržišni dio. Kupci se i dalje dominantno snabdijevaju od elektroprivreda, koje osim tržišnog snabdijevanja imaju i obavezu javnog snabdjevača i pružaoca univerzalne usluge. S obzirom na proces deregulacije, potrebno je daljnje provoditi proces razdvajanja distribucije i snabdijevanja. Broj kupaca el. energije u Bosni i Hercegovini iznosi ~ 1.5 miliona, od čega je 943,65 hiljada u sklopu obje elektroprivreda u Federaciji Bosne i Hercegovine u 2016. godini. U maloprodaji su za 2016. na nivou Bosne i Hercegovine registrirane prve promjene snabdjevača kod 56 kupaca na distributivnoj mreži skupa sa 2 kupca na prijenosnoj mreži koji su nabavili 321,77 GWh (~ 2,8 %) od snabdjevača koji nemaju obavezu javnog snabdijevanja.

Slika 5.2.1 Struktura tržišta el. energije u Bosni i Hercegovini, uz osvrt na Federaciju Bosne i Hercegovine, 2016. godina



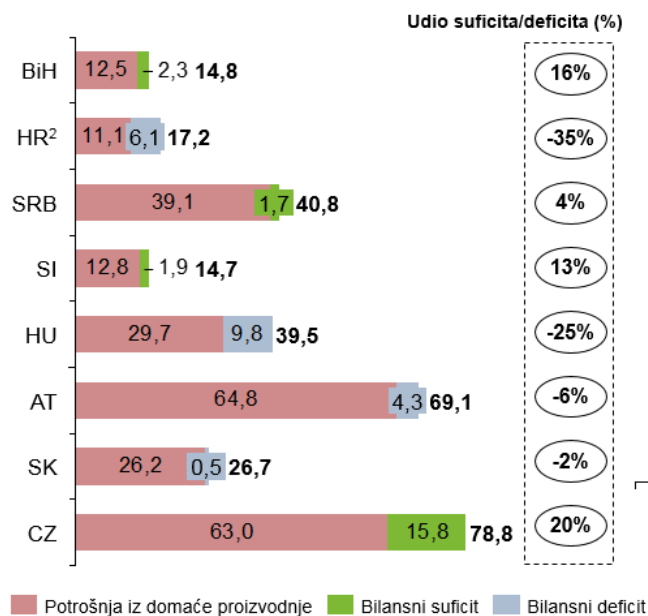
Napomena: 1) Odnosi se na energiju preuzetu s prijenosne mreže u 2016. godini.

Izvor: DERK-ov Izvještaj o radu 2016, NOSBiH, Elektroprijenos Bosne i Hercegovine, analiza Projektnog tima

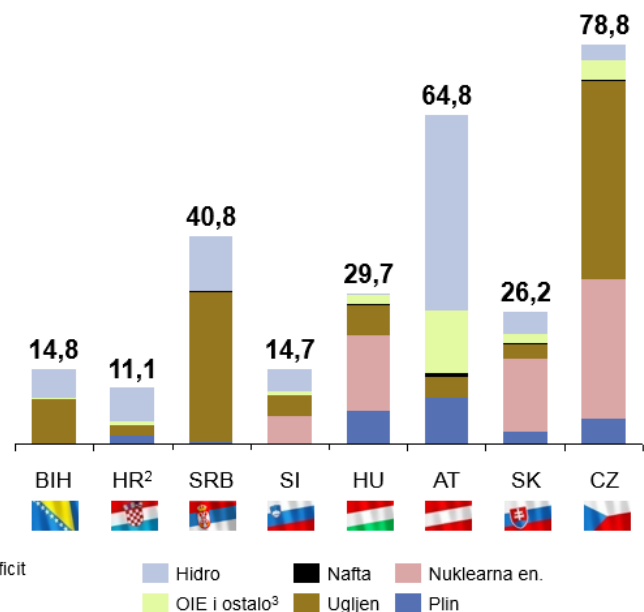
5.2.2 Instalirana snaga i proizvodnja električne energije

Posmatrajući ostvarenu prosječnu proizvodnju el. energije i prosječne bilansne veličine zemalja u regiji za period 2010–2015. (Slika 5.2.2 i Slika 5.2.3), vidljivo je da zemlje koje ostvaruju bilansni suficit, između ostaloga i Bosna i Hercegovina, uglavnom sadrže visoki udio uglja u domaćem proizvodnom miks. Također, bilansni deficit zemalja se u prosjeku kretao od -35 % za Hrvatsku, -25 % za Mađarsku, -6 % za Austriju i do -2 % domaće potrošnje za Slovačku. Iz navedenog su uočljiva različita strateška pozicioniranja zemalja u energetskej trilemi. Na primjer, trenutno pozicioniranje Srbije i Češke je stopostotno zadovoljenje sopstvenih potreba i ostvarenje suficita kroz proizvodni miks, koji se više bazira na fosilnim gorivima, dok se Austrija oslanja na čišći proizvodni miks koji se većinski sastoji od proizvodnje iz hidroelektrana i obnovljivih izvora energije, uz blagi udio uvoza el. energije. Za Bosnu i Hercegovinu je karakteristično da, osim termoelektrana, ima i solidan portfolio hidroelektrana, kao naprimjer Hrvatska i Austrija.

Slika 5.2.2 Ostvarene bilansne veličine el. energije u zemljama regije u TWh, prosječno za period 2010–2015. godine



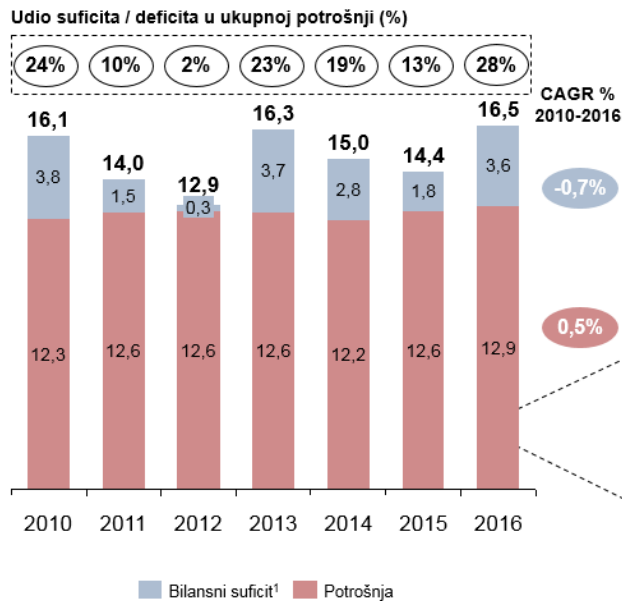
Slika 5.2.3 Proizvodni miks domaće proizvodnje el. energije u zemljama regije u TWh, prosječno za period 2010–2015. godine



Napomena: 1) Bilansni suficit/deficit je razlika proizvodnje i potrošnje u zemlji 2) Za Hrvatsku je 50 % proizvodnje nuklearne elektrane Krško definirano kao uvoz, 3) U kategoriju „OIE i ostalo“ se ubrajaju svih obnovljivi izvori koji nisu HE
Izvor: DERK-ov Izvještaj o poslovanju 2010–2015, ENTSO-E Statistical Report 2015, analiza Projektnog tima

Ostvareni bilansni suficit u Bosni i Hercegovini ima volatilni karakter zbog utjecaja hidrologije, a koji nije pod utjecajem veće domaće potrošnje (Slika 5.2.4 i Slika 5.2.5). Suficit el. energije se na nivou Bosne i Hercegovine kretao od 2 % u 2012. godini do 28 % u 2016. godini. Potrošnja el. energije u Bosni i Hercegovini je prosječno godišnje rasla 0,8 % za period 2010–2011., dok se na nivou pojedine elektroprivrede potrošnja kretala pozitivnim stopama u prosjeku od 1,6 % za ERS i 1,4 % za EP BiH godišnje. EP HZHB je ostvarivala negativne godišnje stope rasta potrošnje el. energije od -2,5 %, dok je JP *Komunalno*, Brčko imalo blagi pad potrošnje el. energije od prosječno -0,4 % godišnje. Na nivou Bosne i Hercegovine je u 2016. ostvaren historijski maksimum domaće potrošnje koji je iznosio 12,9 TWh. Najveći broj potrošača el. energije za 2016. godinu je u sklopu EP BiH s ~5 TWh, zatim ERS ~ 4 TWh, EP HZHB 2,9 TWh te naposljetku JP *Komunalnog*, Brčko od 0,3 TWh. Također, u 2016. su zabilježeni i ostali potrošači koji se nisu snabdijevali od pružalaca univerzalne usluge, već putem ostalih snabdjevača u iznosu od ~ 322 GWh, odnosno 2,8 % od ukupno preuzete energije krajnjih kupaca u Bosni i Hercegovini.

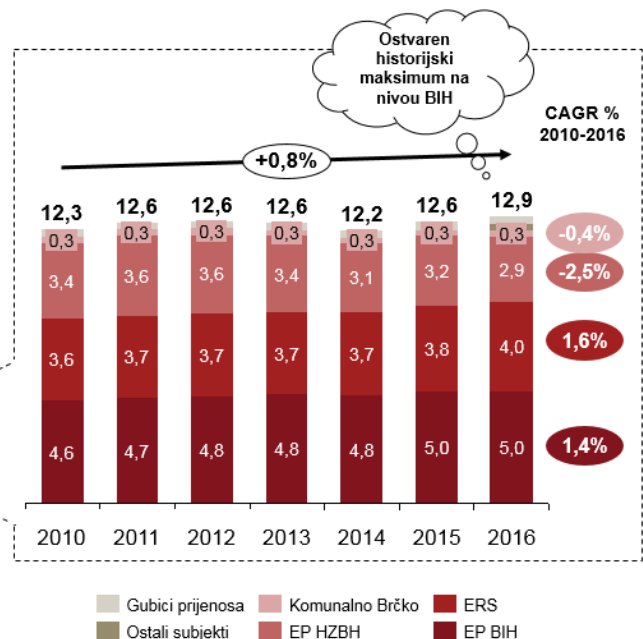
Slika 5.2.4 Ostvarene bilansne veličine za el. energiju u Bosni i Hercegovini u TWh, 2010–2016. godine



Napomena. 1) Bilansni suficit je razlika proizvodnje i potrošnje u zemlji

Izvor: DERK-ov Izvještaj o poslovanju 2010–2016, analiza Projektnog tima

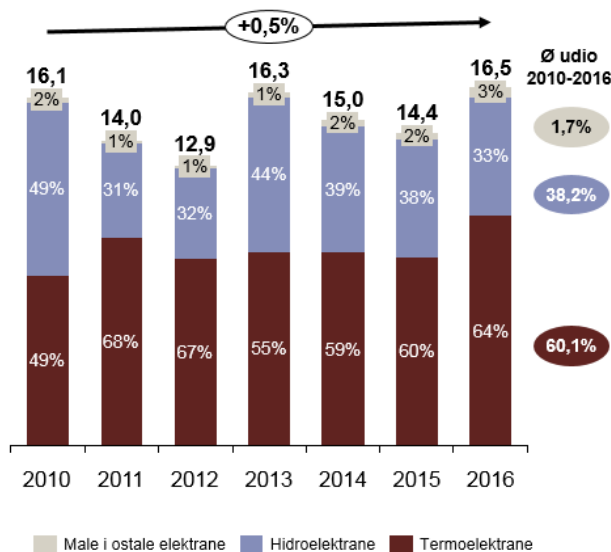
Slika 5.2.5 Potrošnja el. energije u Bosni i Hercegovini, po područjima, u TWh, 2010–2016. godine



Izvor: DERK-ov Izvještaj o poslovanju 2010–2016, analiza Projektnog tima

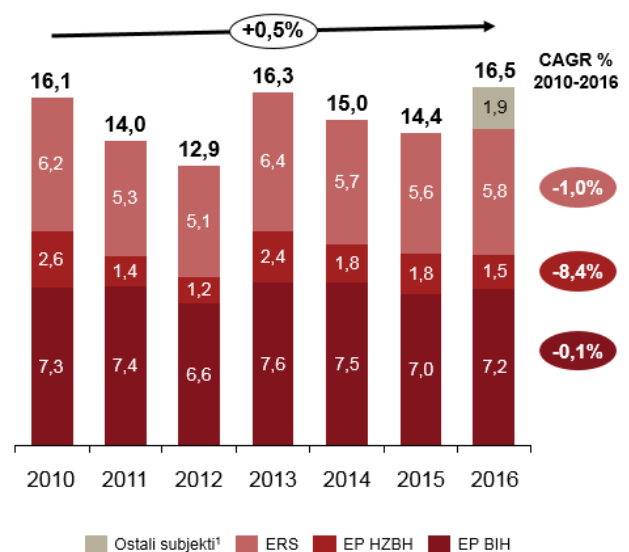
U periodu od 2010. do 2016. godine, u Bosni i Hercegovini su termoelektre na uglj u prosjeku imale učešće od ~60 % u ukupnoj proizvodnji el. energije. Hidroelektre su, ovisno o hidrologiji, imale učešće ~ 32–49 %, dok je u prosjeku njihov udio iznosio ~ 38 % (Slika 5.2.6). Najveću proizvodnju je ostvarila EP BiH u iznosu od 6,6 TWh – 7,6 TWh, zatim Elektroprivreda Republike Srpske 5,1 TWh – 6,4 TWh, a najmanji udio EP HZHB 1,2 TWh – 2,6 TWh proizvodnje el. energije u analiziranom periodu. U 2016. su na tržištu djelovali ostali subjekti izvan domena elektroprivreda – TE Stanari u sklopu Republike Srpske (1.565 GWh), hidroelektre (35 GWh), te male hidroelektre i ostale elektre (307 GWh) na području Bosne i Hercegovine (Slika 5.2.7).

Slika 5.2.6 Proizvodnja električne energije u Bosni i Hercegovini, po izvoru u TWh, 2010–2016. godine



Izvor: DERK-ov Izvještaj o radu 2014,2015. i 2016. godina, analiza Projektnog tima

Slika 5.2.7 Proizvodnja električne energije u Bosni i Hercegovini, po subjektima u TWh, 2010–2016. godine

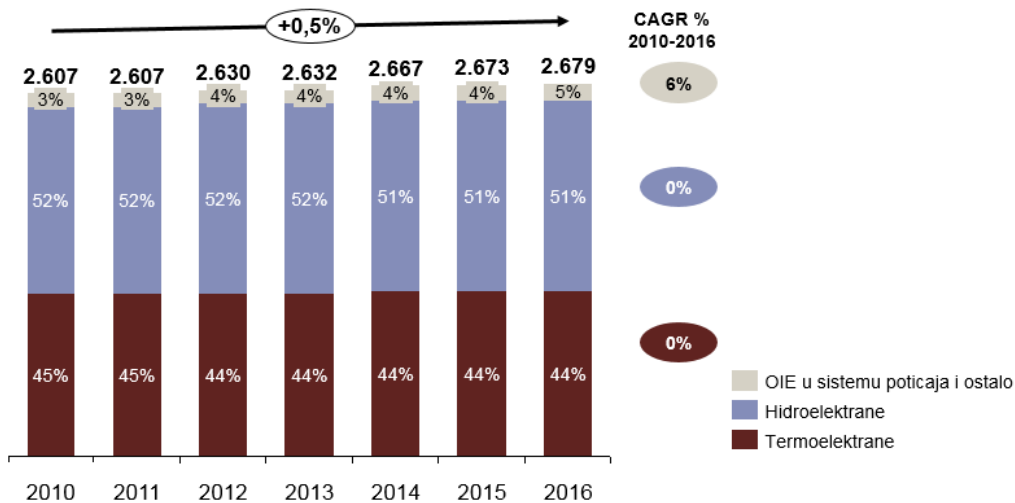


Napomena: 1) Pod kategoriju „Ostali subjekti“ u 2016. spadaju TE Stanari (1.565 GWh), hidroelektre (35 GWh) te male i ostale elektre izvan domena elektroprivreda (307 GWh)

Izvor: DERK-ov Izvještaj o radu 2014,2015. i 2016. godina, analiza Projektnog tima

Struktura instaliranih kapaciteta proizvodnje el. energije nije doživjela značajne promjene u Federaciji Bosne i Hercegovine u periodu 2010–2016. godine, dok je glavni razlog porasta suficita el. energije u 2016. godini na nivou Bosne i Hercegovine ulazak TE Stanari na području Republike Srpske. Potrebno je naglasiti kako su zabilježene pozitivne stope rasta instaliranih kapaciteta obnovljivih izvora energije i ostalih postrojenja u oba entiteta, no OIE i ostali instalirani kapaciteti i dalje imaju nizak relativni udio. Konkretno za Federaciju Bosne i Hercegovine, udio instaliranih kapaciteta OIE-a iznosi ~ 5 % (Slika 5.2.8).

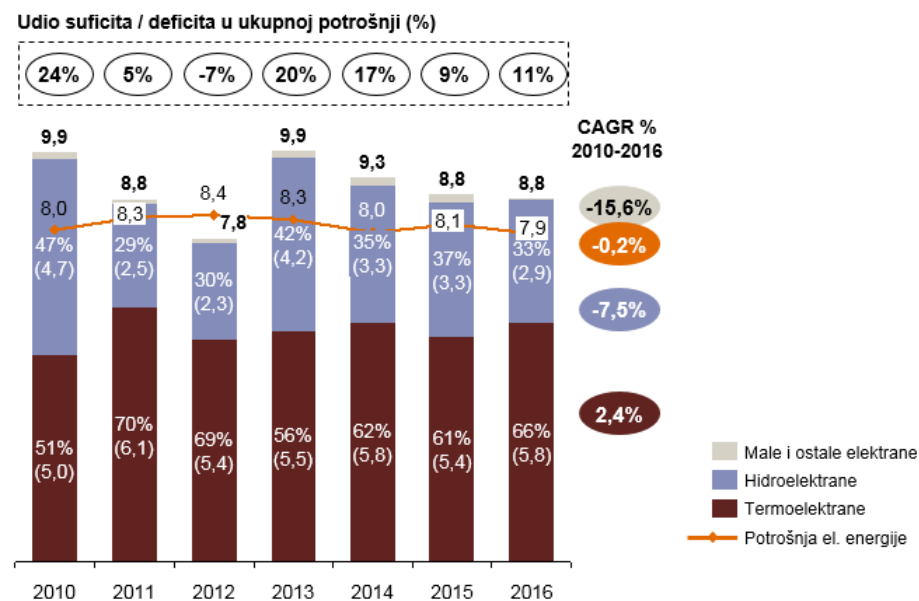
Slika 5.2.8 Instalirani kapaciteti u Federaciji Bosne i Hercegovine, po izvoru u MW, 2010–2016. godine



Izvor: FERK-ov Izvještaj o radu 2010–2015., DERK-ov Izvještaj o radu 2016, Operater za OIE i EK registar projekata

Iako međusobno oba entiteta imaju vrlo slične strukture portfolija, pri čemu većina proizvodnje dolazi iz termosektora, Federacija Bosne i Hercegovine ima manji suficit od Republike Srpske (Slika 5.2.9). Bitno je napomenuti kako Federacija Bosne i Hercegovine pri prosječnim hidrološkim uslovima skoro da nema bilansnog suficita. Proizvodnja TE na uglj u 2016. za Federaciju Bosne i Hercegovine je iznosila 5,8TWh (66 % ukupne proizvodnje), dok je proizvodnja el. energije iz hidrosektora iznosila 2,9 TWh tj. 33 % ukupne proizvodnje.

Slika 5.2.9 Proizvodnja i potrošnja el. energije u Federaciji Bosne i Hercegovine u TWh, 2010–2016. godine



Napomena: Brčko Distrikt Bosne i Hercegovine nije eksplicitno prikazan kao potrošač el. energije, dok u Federaciji Bosne i Hercegovine ulaze EP BiH i EP HZHB. Hidroelektrane, te male i ostale elektrane klasificirane pod kategoriju „Ostali subjekti” u DERK-ov Izvještaj o radu 2016, kao ni gubici prijenosa nisu eksplicitno prikazani u podjeli na entitete. Zbog novog načina prikaza podjele u DERK-ovom Izvještaju o radu za 2016. godinu, potrošnja u Federaciji Bosne i Hercegovine je realno veća s obzirom na to da u obzir nisu uzeti ostali manji proizvođači i gubici u prijenosu.

Izvor: DERK-ov Izvještaj o radu 2014, 2015. i 2016. godina

Pregledom proizvodnog portfolija većih objekata (Tablica 5.2.1), Federacija Bosne i Hercegovine ima trenutno solidan udio hidroelektrana u proizvodnom miksu. Međutim, kao strategijski izazov za naredni period potrebno je definirati razvoj termoportfolija s obzirom na očekivani rast potrošnje i snižavanje sati rada pojedinih blokova. Ključni izazovi koji utječu na razvojna opredjeljenja termosektora su stari termoblokovi na kraju životnog vijeka uz nisku efikasnost koji ne zadovoljavaju okolinske standarde, te neadekvatna efikasnost poslovanja pridruženih rudnika uglja. U pogledu izgradnje hidroelektrana i OIE-a potrebno je doći do objektivnih pokazatelja u pogledu kapaciteta i izvodljivosti pojedinih projekata. Dodatno, stvaranje strateškog okvira za veće iskorištavanje HE i OIE potencijala podrazumijeva i otklanjanje administrativnih i finansijskih barijera na nivou svih administrativnih nivoa države.

Tablica 5.2.1 Pregled postojećih proizvodnih objekata po subjektima bez malih i ostalih elektrana u Federaciji Bosne i Hercegovine, 2016. godina

Poduzeće	Objekat	Vrsta	Inst. snaga (MW)	Proizvodnja 2016. (GWh)	Očekivani prestanak rada TE		
EP BiH	TE Tuzla	Lignit / mrki	715	1.173	3.687	2021(G3), 2022-23(G4), 2022-30(G5), >2035(G6)	
	TE Kakanj	Lignit / mrki	450				2.094
	HE Jablanica	Akumulacija	180	1.376	748	-	
	HE Salakovac	Akumulacija	210			379	-
	HE Grabovica	Akumulacija	114			268	-
EP HZHB	HE Rama	Akumulacija	180	1.376	687	-	
	PHE Čapljina	Crpno-akumul.	440			145	-
	HE Mostar	Akumulacija	72			232	-
	HE Jajce 1	Protočna	60			195	-
	HE Jajce 2	Protočna	30			153	-
	HE Mostar. Blato	Protočna	60			83	-
	HE Peć Mlini	Protočna	30			45	-
				5.781	2.935	2023-24(G5), 2024-27(G6), >2035(G7)	

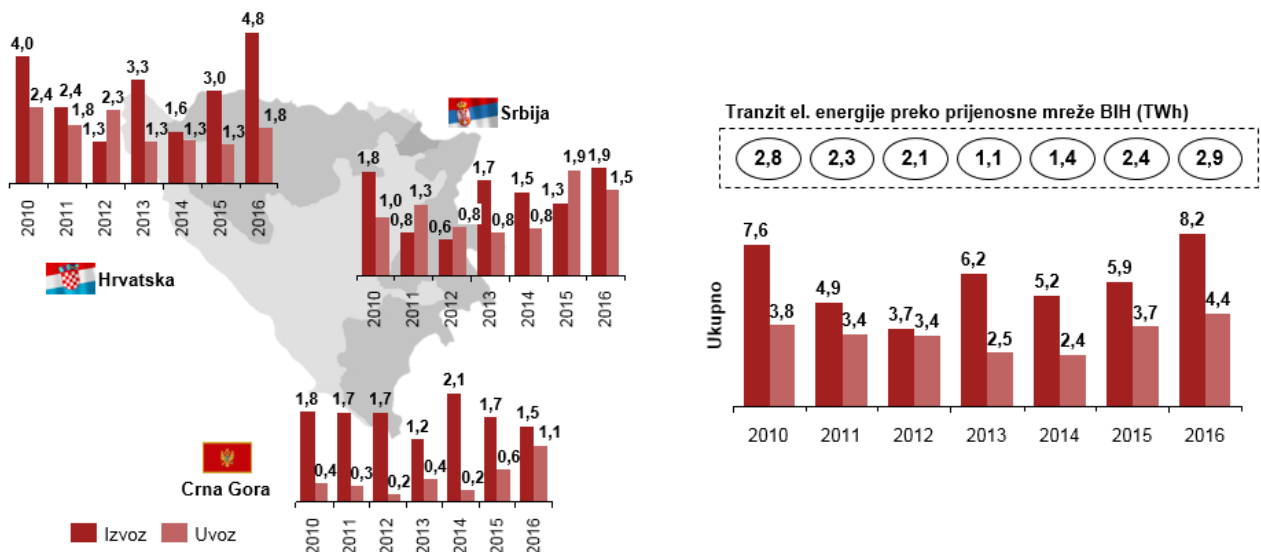
Izvor: DERK, NOSBiH-ov indikativni plan proizvodnje 2017–2026, EP HZHB, EP BiH

5.2.3 Veleprodajno tržište

5.2.3.1 Trenutno stanje

U segmentu prekogranične trgovine, u periodu od 2010. do 2016. godine, Bosna i Hercegovina je ostvarivala saldo u smjeru izvoza. Iznos izvoza je varirao razmjerno oscilaciji proizvodnje tokom navedenog perioda. U 2016. godini je aukciju za dodjelu količina za prekogranične kapacitete s Hrvatskom i Crnom Gorom organizirao Ured za koordinirane aukcije u JIE (SEE CAO), a aukcije sa Srbijom su organizirane između dva operatera – NOSBiH i EMS. Najveći obim prekogranične razmjene je uglavnom realiziran s Hrvatskom, otprilike 50 % ukupne razmjene, pri čemu se postizala i najviša cijena. Naprimjer, u 2016. godini iznos cijene je bio 7.881 KM/MW, što je tri puta više nego prethodne godine. Tranzit električne energije preko prijenosne mreže Bosne i Hercegovine se uglavnom kreće između 2 i 3 TWh godišnje, izuzev 2013. i 2014. godine kada se kretao u iznosima 1,1–1,4 TWh (Slika 5.2.10).

Slika 5.2.10 Prekogranična trgovina električne energije, uključujući i registrirani tranzit u Bosni i Hercegovini u TWh, 2010–2016. godine

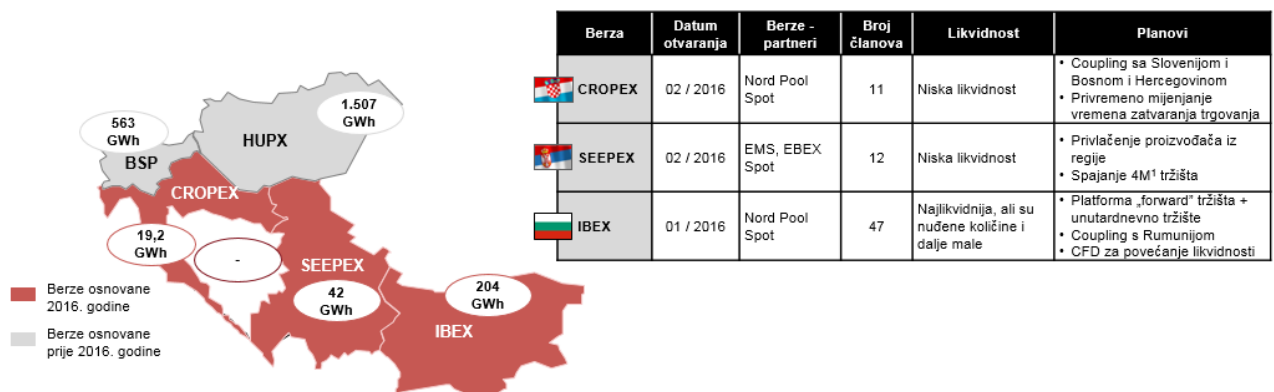


Izvor: DERK-ov Izvještaj o radu 2010–2016. godina

S obzirom na to da Bosna i Hercegovina još nema razvijenu berzu električne energije i aukcijski način nabavke, veleprodaja se vrši isključivo kroz bilateralne ugovore. Od 2016. godine je uspostavljeno balansno tržište putem tendera, dok bi se u budućnosti trebalo preći na aukcijski način nabavke. S obzirom na razvoj berzi i važnost izvoza unutar regije, u Bosni i Hercegovini je nužna daljnja institucionalizacija veleprodaje. Susjedne zemlje poput Hrvatske, Srbije i Bugarske su u 2016. godini lansirale svoje platforme za „dan unaprijed“ tržište. Cilj ovih berzi (CROPEX, SEEPEX, IBEX) je unijeti transparentnost i likvidnost na balkansko tržište električne energije pružajući transparentne cijene. Daljnji planovi berzi su usmjereni ka spajanju s ostalim tržištima kako bi se na taj način povećala likvidnost i kao posljedica smanjile oscilacije cijena.

Glavne prednosti berze električne energije su: sigurnost naplate i transparentnost, uspostava transparentne cijene električne energije, povezivanje s drugim tržištima i povećanje važnosti uloge unutardnevnog tržišta u budućnosti. U regiji se u martu 2016. godine najvećim količinama trgovalo na HUPX (Mađarska) berzi kao referentnoj platformi za formiranje cijena električne energije za regiju, te slovenačkoj BSP berzi (Slika 5.2.11).

Slika 5.2.11 Količine na berzi za dan unaprijed u GWh, 1. mart – 1. april 2016. godine

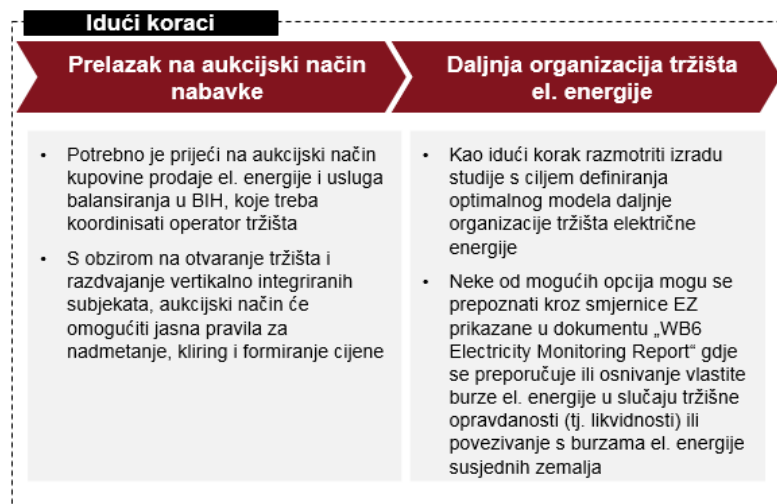


1) Marketcoupling 4 države (Češka, Slovačka, Mađarska i Rumunija)
Izvor: ICIS, BSP South Pool, CROPEX, IBEX, SEEPEX

5.2.3.2 Smjernice za razvoj veleprodajnog tržišta

Kao što je već spomenuto u prethodnom poglavlju, veleprodajno tržište Bosne i Hercegovine nije u potpunosti institucionalizirano, već je uređeno kroz bilateralne transakcije između 27 licenciranih snabdjevača/trgovaca (kompanija), od kojih je aktivno u 2016. godini bilo 17 subjekata (7.861,52 GWh). NOSBiH evidentira sve transakcije vezane za količine, ali ne i cijene. Od 2016. godine se primjenjuje balansno tržište, na kojem se balansne usluge nabavljaju putem godišnjih, mjesečnih ili dnevnih tendera. Kako bi dostigla naredni nivo zrelosti i razvijenosti veleprodajnog tržišta, Bosna i Hercegovina treba implementirati aukcijske modele za kupovinu/prodaju el. energije, te usluge balansiranja. Radi daljnje organizacije veleprodajnog tržišta el. energije u Bosni i Hercegovini potrebno je razmotriti da se izradi studija s ciljem definiranja optimalnog modela daljnje organizacije tržišta električne energije. Na taj način će se ostvariti daljnje unaprijeđenje transparentnosti pri izvršavanju transakcija kao i formiranje cijene električne energije, po uzoru na dobre prakse u Evropi i u skladu sa smjericama Energetske zajednice³ (Slika 5.2.12).

Slika 5.2.12 Smjernice razvoja veleprodajnog tržišta



Izvor: DERK, WB – Electricity Auctions – An overview of Efficient Practices, Energy Community Secretariat – WB6 Electricity Monitoring Izveštaj, 2016, analiza Projektnog tima

³ Energy Community Secretariat, WB6 Electricity Monitoring Report, December 2016

5.2.4 Prijenos električne energije

Elektroprenos – Elektroprijenos Bosne i Hercegovine a.d., Banja Luka je tvrtka, čijih je 58,89 % u vlasništvu Federacije Bosne i Hercegovine, a 41,11 % u vlasništvu Republike Srpske, zadužena za prijenos i sve ostale djelatnosti vezane za prijenos električne energije u Bosni i Hercegovini, poput održavanja i širenja prijenosnog sistema. Od 2005. godine NOSBiH upravlja sistemom za prijenos električne energije i balansnim tržištem. Rad obje tvrtke je reguliran od strane Državne regulatorne komisije za električnu energiju (DERK). S obzirom na trenutno stanje organizacijske uređenosti, Bosna i Hercegovina bi trebala preuzeti jedan od standardnih evropskih modela uspostave operatera prijenosnog sistema. U Evropi velika većina zemalja koristi model s vlasničkim razdvajanjem (OU) ili model nezavisnog operatera prijenosa (ITO) (Slika 5.2.13). Trenutno je u fazi usvajanja novi Nacrt zakona o regulatoru električne energije i prirodnog gasa, prijenosu i tržištu električne energije, kojim bi se trebao, između ostaloga, definirati model uspostave operatera prijenosnog sistema. Potrebno je prioritizirati daljnje aktivnosti oko usvajanja Zakona i njegovoj implementaciji u praksi.

Slika 5.2.13 Pregled modela razdvajanja TSO-a za električnu energiju

Vrsta modela	Prikaz	Kratak opis (odabir)	Pregled TSO modela u Evropi (2016.)
Vlasničko razdvajanje <i>Ownership unbundling (OU)</i>		<ul style="list-style-type: none"> Izdvojeno vlasništvo i upravljačka prava nad transportom (moguće manjinsko vlasništvo, ali bez prava glasa) U većini zemalja koja imaju energetske subjekte u javnom vlasništvu, različita tijela (ministarstva) zadužena za upravljanje TSO-om od ostalih područja Uspostavom OU modela, nadzorni mehanizmi regulatora su jednostavniji u odnosu za ITO / ISO modele 	
Nezavisni operator prenosa <i>Independent Transmission Operator (ITO)</i>		<ul style="list-style-type: none"> ITO model je moguć ukoliko je za vrijeme stupanja 3. Energ. paketa (2009), TSO bio dio vertikalnog subjekta Nezavisnost ITO modela u organizacijskom, poslovnom, IT i upravljačkom smislu od vertikalnog subjekta Potrebno Nadzorno tijelo za donošenje odluka ITO-a koji može imati uticaj na vrijednost imovine vlasnika TSO-a Potrebna nominacija programa usklađenosti od regulatora 	
Nezavisni operator sistema <i>Independent System Operator (ISO)</i>		<ul style="list-style-type: none"> Operator tržišta ne može biti vlasnik prijenosne mreže, ali može biti vlasnik ostalih dijelova vertikalnog subjekta koji je vlasnik mreže Ne postoji stroga podjela kao u ITO modelu, međutim ISO ne smije ostati unutar strukture vertikalnog subjekta koji je u vlasništvu prijenosne mreže U većini zemalja, regulator nadzire odnos između ISO-a i vlasnika prijenosa 	

Izvor: CEER – Status Review on the Implementation of Transmission System Operators' Unbundling Provisions of the 3rd Energy Package 2016

Prema podacima *Elektroprijenosa Bosne i Hercegovine*, ukupna dužina dalekovoda iznosi 6.321 km. Prema Dugoročnom planu razvoja prijenosne mreže *Elektroprijenosa Bosne i Hercegovine* i Indikativnog plana razvoja proizvodnje izrađenog od strane NOSBiH-a se planiraju potrebe za novim interkonekcijama u EES Bosne i Hercegovine. Planirana je izgradnja 2 nova 400 kV dalekovoda za spajanje s hrvatskim i srpskim tržištem, nadogradnja jednog 400 kV dalekovoda, te izgradnja jednog 110 kV dalekovoda prema Republici Srbiji (Tablica 5.2.2i Slika 5.2.14). Bitno je napomenuti da daljnje planove razvoja novih objekata u prijenosnom sistemu treba razvijati prema dinamici novih proizvodnih objekata, analizi tokova snage i kriterijima sigurnosti, što je i bila dosadašnja praksa *Elektroprijenosa Bosne i Hercegovine*.

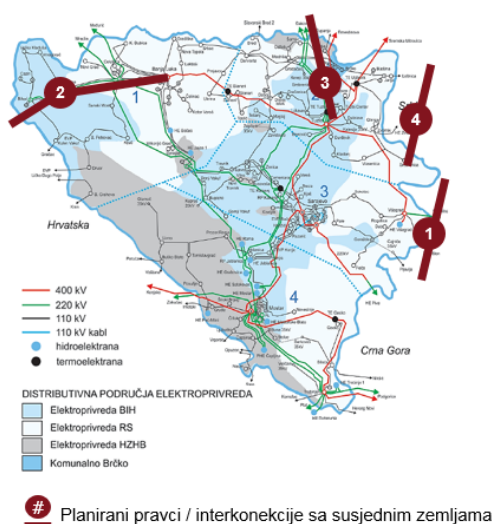
Tablica 5.2.2 Planirane interkonekcije prijenosne mreže Bosne i Hercegovine

	Projekt	Opis	Smjer		Trenutni status	Puštanje u rad	Komentar
1	Projekt 227 CSE8 – 627	Novi DV 2x 400 kV	RS (Bajina Bašta)	BA (Višegrad)	Trilateralna regionalna studija izvodljivosti	2022	<ul style="list-style-type: none"> Cilj projekta je povećanje prijenosnog kapaciteta unutar regije te olakšanje razmjene energije između SI i JZ dijela Evrope Dio Transbalkanskog koridora (PECI projekat¹)
2	Projekt 136 CSE1 - 227	Novi DV 400 kV i pripadajuće DV polje 400 kV	BA (Banja Luka)	HR (Lika/Brinje)	Postignut dogovor između HOPS-a, NOSBiH i Elektroprijenos BiH o pokretanju inicijative prema EU fondovima	2022	<ul style="list-style-type: none"> Ovaj projekt doprinosi povećanju prekograničnog prijenosnog kapaciteta Integracija tržišta i OIE između HR i BiH te veća fleksibilnost mreže
3	Projekt 241	Nadogradnja DV 400 kV	BA (Tuzla/ Gradačac)	HR (Đakovo)	U fazi razmatranja, i postoji potreba za predstudiju izvodljivosti	2030	<ul style="list-style-type: none"> Cilj projekta je zamjena postojećih interkonektivnih vodova sa 220 kV na 400 kV. Integracija tržišta i OIE između HR i BiH te veća fleksibilnost mreže
4	-	Izgradnja DV 110 kV	BA (Srebrenica)	RS (Ljubovija)	Planirano na osnovu bilateralnog sporazuma Srbije i BiH	2019	<ul style="list-style-type: none"> Projekt nije uvršten na liste projekata od značaja Izgradnjom bi se riješili problemi u mrežama BiH i Srbije

Napomena: 1) *Project of Energy Community interest* – odnosi se na projekte koji se nalaze na listi za 2016. godinu, a koji su potpomognuti od strane Evropske energetske zajednice

Izvor: ENTSO-E TYNDP 2016 Project Sheets, DERK-ov Izvještaj o radu 2015, Elektroprijenos Bosne i Hercegovine – Dugoročni plan razvoja prijenosne mreže 2017–2026. Knjiga I, Elektroprijenos Bosne i Hercegovine

Slika 5.2.14 Prikaz trenutnog stanja i planiranih interkonektivnih vodova prijenosne mreže Bosne i Hercegovine sa susjednim zemljama



Trenutno stanje - dalekovodi

Nazivni napon	Broj dalekovoda	Dužina (km)
400 kV	15	865
220 kV	42	1.520
110 kV	242	3.936

Trenutno stanje - trafostanice

Vrsta TS	Broj TS	Instalirana snaga (MVA)
TS 400/x kV	10	6.087,5
TS 220/x kV	8	1.427,0
TS 110/x kV	132	5.202,5
TS SN/x kV	4	42,5

Trenutno stanje - transformatori

Prenosni omjer	Broj transformatora	Instalirana snaga (MVA)
400/x kV	14	4.900,0
220/x kV	14	2.100,0
110/x kV	236	5.590,5
SN/x	31	169,0

Trenutno stanje - interkonektivni vodovi

Nazivni napon	Broj interkonekcija	Dužina u BiH (km)
400 kV	4	147,6
220 kV	10	271,5
110 kV	23	370,9

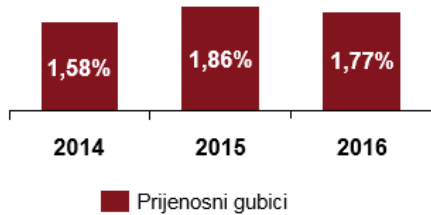
Trenutno stanje - interkonektivni vodovi prema susjednim zemljama

Nazivni napon	HR	SRB	CG
400 kV	2	1	1
220 kV	7	1	2
110 kV	17	3	3

Izvor: ENTSO-E TYNDP 2016 Project Sheets, DERK-ov Izvještaj o radu 2015, Elektroprijenos Bosne i Hercegovine

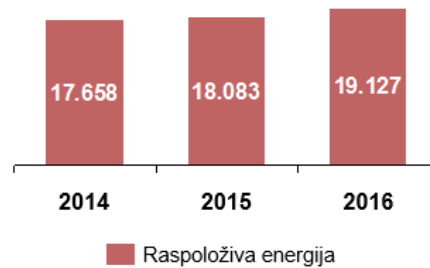
Gubici u prijenosnoj mreži su na vrlo zadovoljavajućim nivoima, u 2016. godini su iznosili 1,77 %, što je u rang razvijenih evropskih elektroenergetskih sistema. U odnosu na raspoloživu energiju na prijenosnoj mreži, koja je u 2016. godini bila veća u odnosu na 2015. godinu, ostvareni su manji gubici (Slika 5.2.15 Slika 5.2.16). Raspoloživost sistema na osnovu neisporučene energije je u posljednje 3 godine na nivou od oko 99,98 %.

Slika 5.2.15 Gubici u prijenosnoj mreži u %, 2014–2016. godine



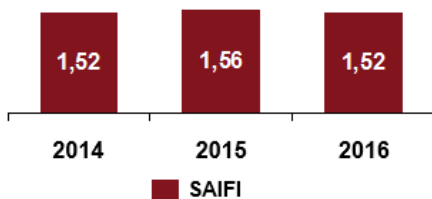
Izvor: Elektroprijenos Bosne i Hercegovine

Slika 5.2.16 Raspoloživa energija u prijenosnoj mreži u GWh, 2014–2016. godine



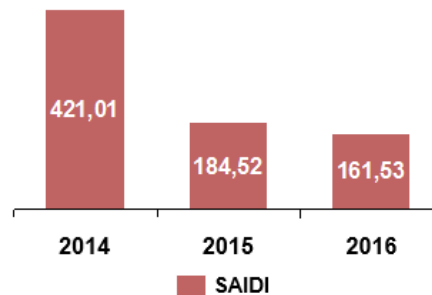
Za prijenosnu mrežu u 2016. godini je trajanje prekida napajanja po kupcu (SAIDI) bilo 161,53 minute, a broj prekida po kupcu (SAIFI) 1,52. SAIFI pokazatelj je u posljednje tri godine na gotovo istom nivou, dok je SAIDI pokazatelj najveći bio u 2014. godini, čemu su uzrok bile poplave te godine.

Slika 5.2.17 SAIFI pokazatelj na prijenosnoj mreži u broju prekida po kupcu, 2014–2016. godine



Izvor: Elektroprijenos Bosne i Hercegovine

Slika 5.2.18 SAIDI pokazatelj na prijenosnoj mreži u minutama, 2014–2016. godine



Prema procjenama Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže 2017–2026, ukupna potrebna sredstva za investiranje u razvoj prijenosne mreže iznose 825,44 miliona KM (~ 419,8 miliona EUR). Za izgradnju novih objekata je potrebno uložiti 206,12 miliona KM (~ 104,83 miliona EUR), dok će za izgradnju novih interkonektivnih vodova biti potrebno 89,99 miliona KM (~ 45,77 miliona EUR). Sredstva u iznosu od 529,33 miliona KM (~ 269,22 miliona EUR) namijenjena su za: uz izgradnju novih, planira se i rekonstrukcija/sanacija i proširenje postojećih objekata i dalekovoda. Dodatno, na nivou cijele Bosne i Hercegovine planirana je i ugradnja prigušnica s ciljem rješavanja pojave visokih napona na 400 kV i 220 kV nivoima. Dodatno, planirana je i obnova TK i SCADA sistema u dispečerskim centrima operativnih područja.

Minimum kriterija koji moraju biti zadovoljeni prilikom izrade Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže definirani su Mrežnim kodeksom. Osim ovih općih kriterija kod izrade Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže 2017–2026. poštovani su i drugi kriteriji (standardni kriteriji planiranja koji se koriste kod izrade ovakvog tipa dokumenata) koje je definirao *Elektroprenos – Elektroprijenos BiH*, a potvrdio NOSBiH. Ovi kriteriji se prije svega odnose na izgradnju novih objekata prijenosne mreže, primjenu kriterija sigurnosti (n-1) prilikom provođenja analiza tokova snaga i naponskih prilika, te na dozvoljeno opterećenje i životni vijek pojedinačnih elemenata prijenosne mreže. Prilikom izrade poštovan je i princip planiranja koji je usvojila Skupština akcionara *Elektroprenosa – Elektroprijenosa BiH* po kojem se investiranje u prijenosnu mrežu na području dva entiteta mora realizirati poštujući kapital odnos u *Elektroprenosu – Elektroprijenosu BiH* (Federacija BiH – 58,89 %; Republika Srpska – 41,11 %).

Pored podataka definiranih Mrežnim kodeksom Dugoročni plan razvoja prijenosne mreže 2017–2026. sadrži i: analizu naponskih prilika u prijenosnoj mreži na osnovu procjene istovremenog maksimalnog opterećenja prijenosne mreže koristeći kriterij sigurnosti (n-1), analizu naponskih prilika u prijenosnoj mreži na osnovu procjene istovremenog minimalnog opterećenja prijenosne mreže za normalno uklopno stanje, pregled planiranih novih interkonekcija prema susjednim sistemima, proračun prijenosnih kapaciteta uz uvažavanje dinamike izgradnje novih interkonekcija, procjenu raspoloživih sredstava za realizaciju potrebnih investicija.

5.2.5 Distribucija i snabdijevanja

Jedan od ciljeva dokumenta je i daljnje poticanje modernizacije distribucijskog sistema u Federaciji Bosne i Hercegovine, te je u tom kontekstu potrebno nastaviti usklađivati regulatorni i legislativni okvir. Strateški okvir daljnjeg razvoja se bazira na četiri glavne smjernice:

1. Usklađenje s EU direktivama i energetskim paketima
2. Unaprjeđenje regulatornih mehanizama s ciljem poticanja efikasnosti i kvaliteta te odnosa prema tržišnim dionicima
3. Smanjivanje gubitaka u mreži i povećanje kvaliteta snabdijevanja
4. Fleksibilni i tehnološki moderni ODS-ovi kao osnova za modernizaciju energetskog sektora

5.2.5.1 Pregled statusa izdvajanja elektrodistribucijske djelatnosti

Na nivou Federacije Bosne i Hercegovine su potrebni daljnji koraci u usklađenju tržišta električne energije sa zakonima o električnoj energiji te s Direktivom 2009/72/EC o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije. Sve elektroprivredne djelatnosti u EP HZHB su organizacijski razdvojene pa tako i elektrodistribucijska djelatnost i snabdijevanje, dok računovodstveno izdvajanje nije u potpunosti realizirano. U JP EP BiH jedino je razdvojena računovodstvena djelatnost. Stoga je ključni prioritet pravno i funkcijsko razdvajanje iz distribucije iz vertikalno integriranih elektroprivreda. Također je potrebno stvoriti legislativni okvir za početak procesa izdvajanja djelatnosti snabdijevanja od mrežne djelatnosti (Tablica 5.2.3).

Tablica 5.2.3 Status izdvajanja elektrodistribucijske djelatnosti u Federaciji Bosne i Hercegovine







	JP EP BIH	EP HZHB
Tip subjekta	Vertikalno integriran	
Djelatnost distribucije u okviru EP	DA	DA
Status/organizacija djelatnosti distribucije		
Pravno izdvojena	X	X
Organizacijski/funkcijsko izdvojena	X	✓
Računovodstveno izdvojena	✓	Djelimično
Izdvojeno snabdijevanje od mrežne djelatnosti	X	X
Potrebno usklađivanje s EU direktivama	DA	DA

Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, analiza Projektnog tima

5.2.5.2 Regulatorni model

Standardni regulatorni modeli za distribuciju električne energije su prihodovni ili cjenovni *cap* model. Međutim, evropski regulatori stavljaju sve veći fokus na razvoj i kvalitet distribucije kroz različite mehanizme u sklopu metodologije formiranja tarifa za distributere.

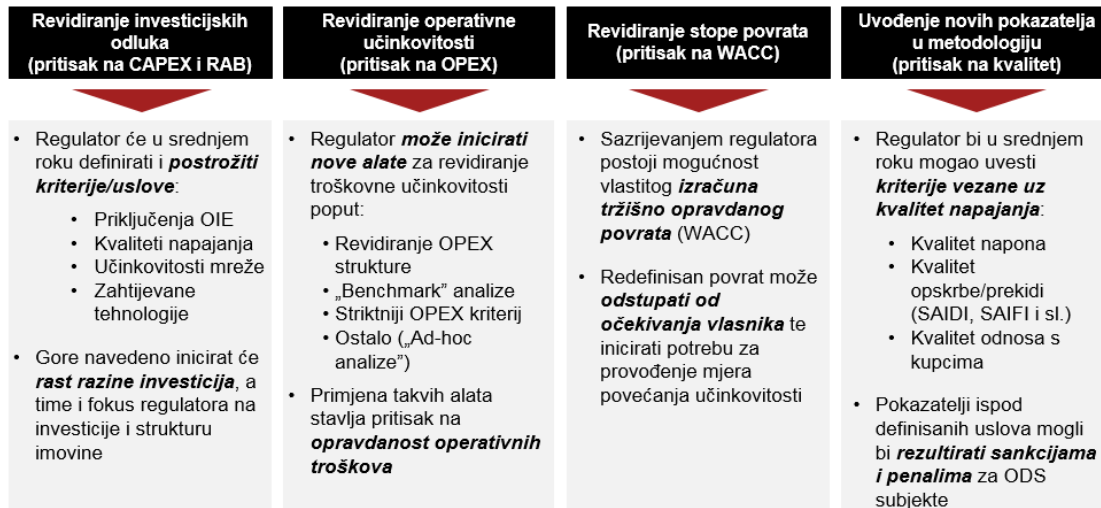
Tablica 5.2.4 Indikativna usporedba ključnih karakteristika regulatornih modela

	 Njemačka	 Češka	 Poljska	 Slovačka	 Rumunija	 Grčka
Regulatorni model	Prihodovni „cap“ Poticajni model	Prihodovni „cap“ Poticajni model	Prihodovni „cap“ Troškovni model	Cjenovni „cap“	Cjenovni „cap“	Prihodovni „cap“ Kombinirani model
Dopušteni CAPEX	n/a	610 mil. EUR za cijeli sektor (2012.)	1,4 mrd. EUR za cijeli sektor (2012.)	U formuli (korektivni faktor za manje investicije)	Odobrava regulator na početku reg. perioda	320 mil. EUR za cijeli sektor (2011.)
Dopušteni povrat	5,90%	7,923%	8,9%	6,04%	10%	8%
Regulatorni period	5	5	4	5	5	1
Revidiranje uslova	Ne	U slučaju promjene tržišnih ili ekon. uslova	Ne	Moguća prilagodba cijena	Da	Ne
Zahtjevi za kvalitetom	Da	Da	Ne	Da	Da	Ne
Opravdanost investicija	Ex-post evaluacija kroz „benchmark“	Ne	Ex-post evaluacija za sljedeći reg. period	Penalizacija neadekvatnih investicija	Ne	Ne
Ostalo	R&D finansiran od strane države „Benchmark“	Ne	Mjerenje tretirano sa zasebnim WACC faktorom	Ne	50-70% gubitaka prenosi se na kupce, dok ostalo snosi ODS	Ne

Izvor: analiza Projektnog tima, *Tariff Benchmark Study – European Commission 2015.*

Neki od odabranih mehanizama su zahtjevi za kvalitetom od strane regulatora, te *ex-post* evaluacija investicija distributera kroz komparativno poređenje tj. *benchmark*, ili čak penalizacija suboptimalnih investicija. Dodatno, u određenim zemljama regulator zahtijeva od distributera i dodatan fokus na unaprjeđenje operativnog poslovanja – npr. u Rumuniji 50–70 % gubitaka se prenosi na kupce, dok ostatak gubitaka snosi ODS (Tablica 5.2.4). S obzirom na prikazane evropske prakse, u narednom se periodu može očekivati dodatno sazrijevanje regulatora i novi pritisci na poslovanje i rezultat. Shodno tome, na slici niže dat je pregled budućih očekivanih promjena u metodologiji formiranja tarifa koji će svakako stvoriti nove pritiske na operatere distribucijskog sistema i tražiti njihov veći kvalitet i efikasnost. Ključne promjene u tarifnim metodologijama, odnosno reguliranju ODS-ova, očekuju se kroz revidiranje investicijskih odluka, revidiranje operativne učinkovitosti, revidiranje stope povrata, revidiranje opravdanih troškova i opravdanih distributivnih gubitaka (tehničkih i netehničkih), te uvođenje novih pokazatelja u metodologiju (Slika 5.2.19).

Slika 5.2.19 Potencijalne promjene u metodologiji tarifiranja

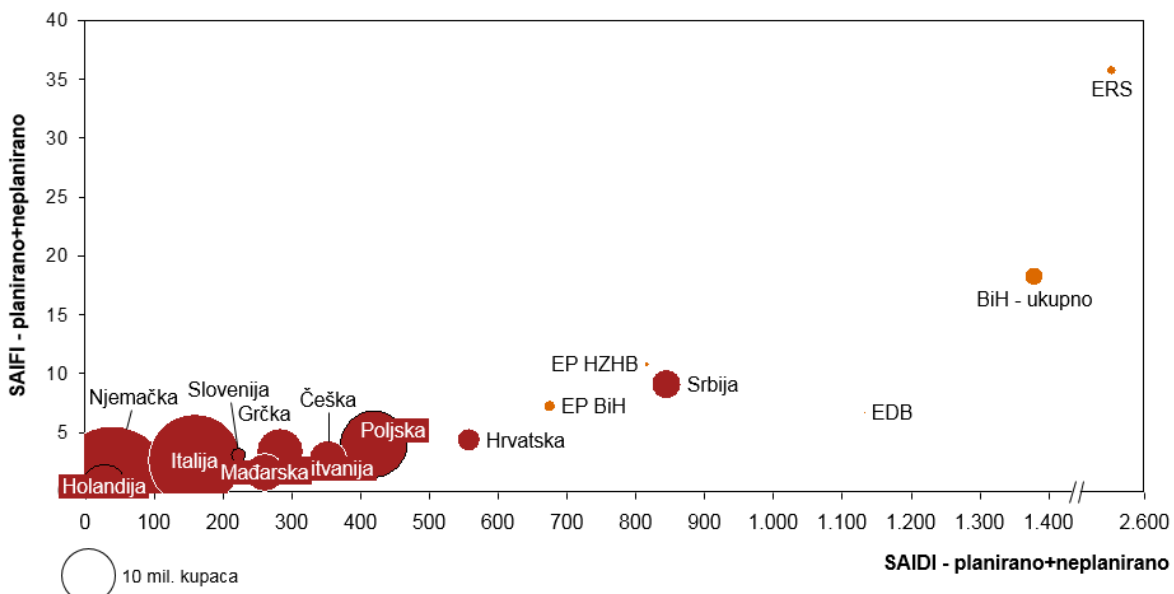


Izvor: analiza Projektnog tima

5.2.5.3 Indikativni SAIFI i SAIDI pokazatelji te gubici u distribucijskoj mreži

Upoređujući distribucijsku mrežu Federacije Bosne i Hercegovine s ostalim zemljama Evrope, vidljivo je da postoji mogućnost dodatnog unaprjeđenja stanja u elektroprivredama u Federaciji Bosne i Hercegovine, posebno u segmentu upravljanja kvalitetom snabdijevanja.

Slika 5.2.20 Indikativni SAIDI i SAIFI pokazatelji



Napomena: Pokazatelji za elektroprivrede EP BiH, EP HZHB i ERS su za 2015. godinu, za EDB su za 2012, dok su za ostale zemlje za 2013. godinu

Izvor: CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply, South East European Distribution System Operators Benchmarking Study, FERK-ov Izvještaj o radu 2015, RERS-ov Izvještaj o radu 2015, podaci dostavljeni od strane Brčko Distrikta Bosne i Hercegovine

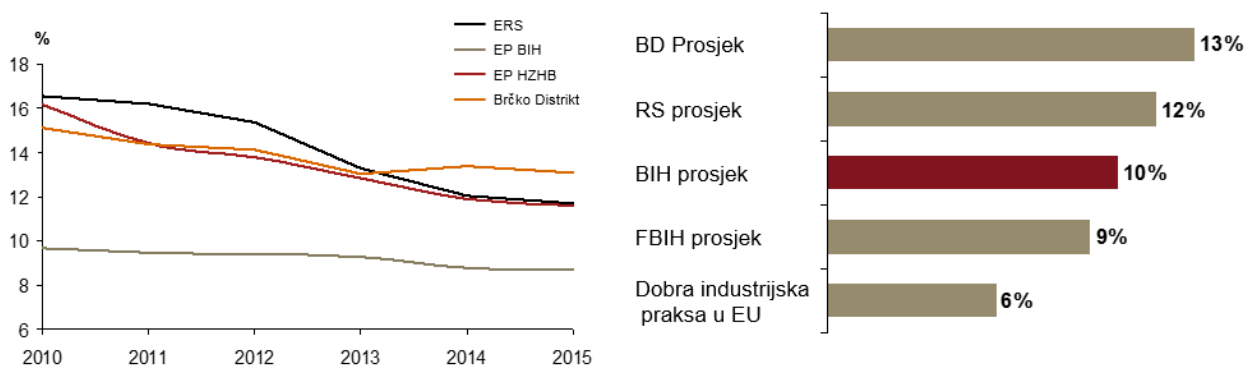
Pouzdanost napajanja je jedan od elemenata kvaliteta snabdijevanja. Dva najčešća pokazatelja koja se koriste za procjenu pouzdanosti napajanja elektroenergetskog subjekta su SAIDI (eng. *System Average Interruption Duration Index*) i SAIFI (eng. *System Average Interruption Frequency Index*). SAIDI označava prosječno trajanje prekida napajanja po kupcu na nivou sistema u toku godine i izražava se u minutama ili satima po kupcu. SAIFI označava prosječan broj prekida napajanja po kupcu tokom godine, a izražava se kao broj prekida po kupcu. Za EP BiH, EP HZHB i ostale usporedne elektroprivrede iz drugih zemalja su prikupljeni podaci za SAIDI i SAIFI pokazatelje za sve naponske nivoe distribucijske mreže, te su u obzir uzeti i planirani i neplanirani prekidi.

U 2015. godini je prosječno trajanje prekida napajanja po kupcu (SAIDI) za EP BiH bilo 677 minuta, a za EP HZHB 817 minuta. S druge strane, broj prekida po kupcu (SAIFI) je za EP BiH iznosio 7,2, a za EP HZHB 10,7. Upoređujući pokazatelje sa zemljama u regiji i ostatku Evrope, Federacija Bosne i Hercegovine ima veće iznose za SAIDI i SAIFI pokazatelje, te postoji velik prostor za poboljšanje (Slika 5.2.20).

Osim broja i trajanja prekida, analizirani su i gubici električne energije u distribucijskoj mreži za sve naponske nivoe. Nivo gubitaka EP BiH u 2010. godini je bio 9,7 %, a do 2015. godine se taj iznos smanjio na 8,7 %. EP HZHB ima dosta veći nivo distributivnih gubitaka; u 2010. je on iznosio 16,2 %, a do 2015. godine se spustio na 11,6 %. Uzimajući u obzir sve elektroprivrede u Bosni i Hercegovini, u 2015. godini je prosjek gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži iznosio 10 %. Unatoč pozitivnom trendu smanjivanja gubitaka, Bosna i Hercegovina i Federacija Bosne i Hercegovine i dalje ostvaruju značajne gubitke u svojoj mreži u odnosu na ostale zemlje Evrope. Iako su precizni kvantitativni ciljevi i dinamika dio akcionih planova, prijedlog je da se kroz ovaj dokument definiše ambicija smanjenja distributivnih gubitaka na 9,5 % do 2020. godine te na 6,5 % do 2035. godine. Ključni mehanizmi za ostvarivanje tih ciljevi su sljedeći:

- rekonstrukcija postojeće mreže, modernizacija starih transformatora i tipizacija
- optimiranje dizajna nove mreže te prelazak na 20 kV naponski nivo
- primjena savremenih sistema mjerenja energije (AMR) te automatizacija mreža
- smanjenje komercijalnih (ne tehničkih) gubitaka

Slika 5.2.21 Usporedba distributivnih gubitaka u Bosni i Hercegovini s ostalim zemljama, 2015. godina



Izvor: ERS-ov godišnji izvještaj 2015, EP BiH, EP HZHB, Eurostat

5.2.5.4 Transformacija operatera distribucijskog sistema

U srednjem roku potrebno je staviti naglasak na razvoj moderne infrastrukture te uvođenje novih tehnologija kod operatera distribucijskog sistema.

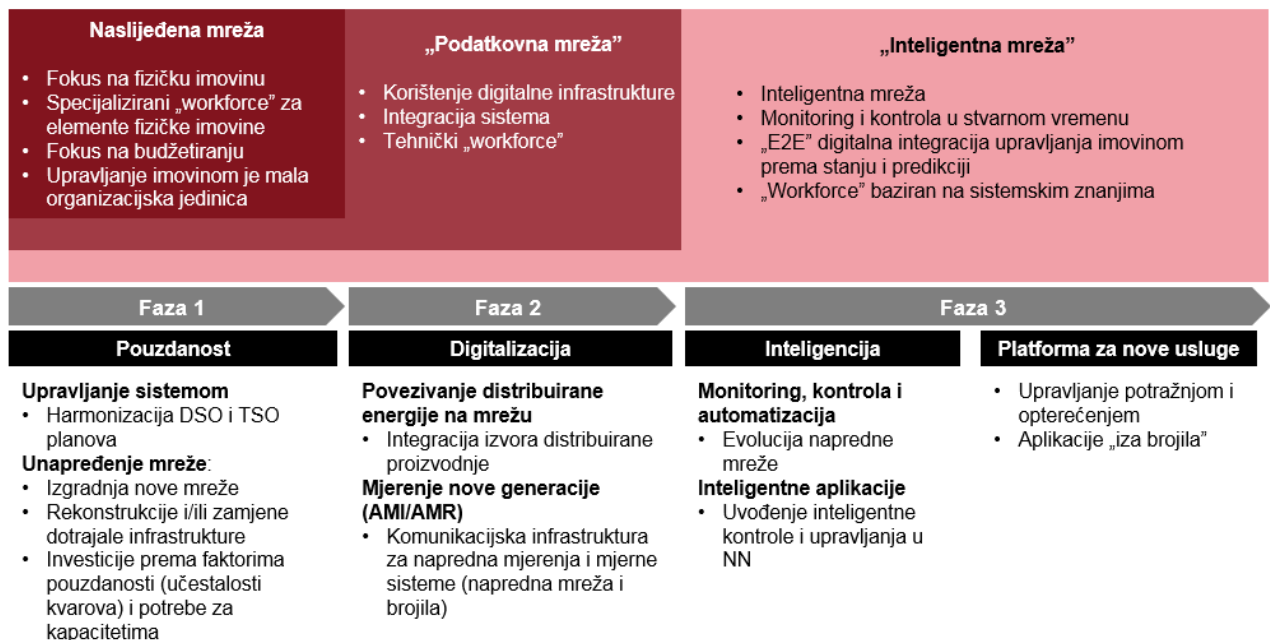
Iako se danas intenziviraju aktivnosti spajanja „distribuirane proizvodnje i energije“ na mrežu, ODS-ovi u svojoj strukturi dominantno imaju tzv. naslijeđenu mrežu. Prema investicijskim pokazateljima, temeljne aktivnosti ODS-ova su održavanje i rekonstrukcija i zamjena postojeće infrastrukture kako bi se ostvarila što bolja pouzdanost. U toj fazi, ODS-ovi su organizacijski i dalje relativno specijalizirani prema tipovima/elementima fizičke imovine. Upravljački, glavnu aktivnost predstavlja proces investicionog planiranja odnosno budžetiranja, bez sveobuhvatne strategije i filozofije upravljanja imovinom (eng. *asset management*). U toj, prvoj fazi, pouzdanost je ključan indikator uspješnosti te ključni kriterij investicijskih odluka, a efikasnost sistema i agilnost procesa sekundarni.

Druga faza razvoja ODS-ova je faza u koju sada ulaze ODS kompanije EP BiH i EP HZHB. Intenziviraju se aktivnosti digitalizacije infrastrukture, tehničke i IT integracije te prilagodbe terenskih aktivnosti i procesa, primarno u domenu održavanja, kvarova te upravljanja mrežom (eng. *dispatching*). U ovoj fazi se intenziviraju aktivnosti integracije izvora distribuirane energije, što zahtijeva prilagodbu organizacije, procesa te odnosa s ključnim dionicima na tržištu.

Prilagodba organizacije ponovo je jasno vidljiva u najvećem i radno intenzivnom segmentu održavanja i kvarova, gdje se mijenja pristup organizaciji rada te kroz uvođenje osnovnih IT rješenja za ODS kompanije paralelno postiže veća efikasnost rada uz veći kvalitet snabdijevanja. S druge strane, sve se veći fokus stavlja na izgradnju moderne funkcije upravljanja imovinom koja ima zadatak efikasno alocirati investicijske budžete te planirati razvoj mreže. Takve aktivnosti su moguće jedino uz kontinuirano i strukturirano prikupljanje i obradu podataka o mreži te njihovu obradu kroz standardna IT rješenja za upravljanje imovinom. Ulaganja u tehnologiju, u ovoj fazi, dovode do brzih i većih povrata na investiciju budući da se paradigma upravljanja mrežom temeljito mijenja – iz linearnih sistema u decentralizirane sisteme. Ipak, dinamika implementacije novih tehnologija poput naprednih brojila, iako donosi operativne uštede, treba biti planirana na način da balansira između modernizacije cjelokupnog sistema te finansijskih mogućnosti i opravdanosti za investitora. Budući da se i ODS mora intenzivno mijenjati u skladu s velikom transformacijom cijelog elektroenergetskog sektora, važno je nametnuti stav da je moderan, efikasan i kvalitetan ODS, uz operatera prijenosa, kičma elektroenergetskog sistema, čija će modernizacija u velikoj mjeri diktirati tempo modernizacije cijelog sektora.

Zatim slijedi faza daljnje evolucije i uvođenja inteligentne mreže i kontrole u stvarnom vremenu. Napredna infrastruktura implementira se i na niskonaponskim nivoima, što će omogućiti puno efikasnije digitalno upravljanje mrežom s preciznijim i bržim izlascima na teren. Takvi alati i metode će biti od sve veće važnosti za optimiranje upravljanja mrežom, naponima i opterećenjima. Znanja i kompetencije koje će ODS kompanije morati graditi bazirat će se na snažnim IT i tehnološkim znanjima, a moderni ODS-ovi će biti potpuno spremni za omogućavanje novih poslovnih modela te proizvoda i usluga „iza brojila“ (Slika 5.2.22).

Slika 5.2.22 Implikacije digitalnih mreža na strateško pozicioniranje na tržištu



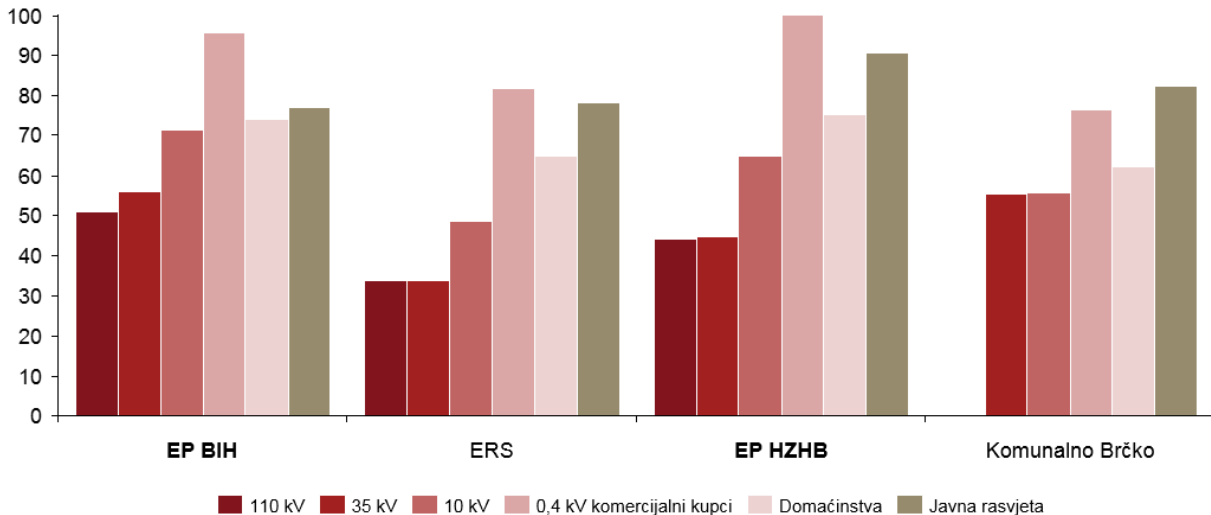
Izvor: analiza Projektnog tima

U sklopu transformacije elektroenergetskog sistema koji uključuje i nastavak restrukturiranja operatera distribucijskih sistema, uz ciljeve troškovne i investicijske efikasnosti, potrebno je obratiti pažnju te analizirati i razne fiskalne namete koji utječu na troškovnu bazu ODS-a kompanija i samim time utječu na visinu iznosa mrežarina.

5.2.6 Cijene električne energije

U Federaciji Bosne i Hercegovine, ali i cijeloj Bosni i Hercegovini, najveću cijenu električne energije plaćaju komercijalni kupci na naponskom nivou od 0,4 kV, dok najnižu cijenu plaćaju kupci na 110kV i 35kV naponskom nivou (Slika 5.2.23). Nivoi cijena električne energije u Bosni i Hercegovini općenito su, već dugi niz godina, jako niske u odnosu na cijene u ostatku regije. Međutim, u posljednjih nekoliko godina postoji tendencija blagog porasta cijena, dok cijene el. energije u široj regiji⁴ bilježe blagi pad.

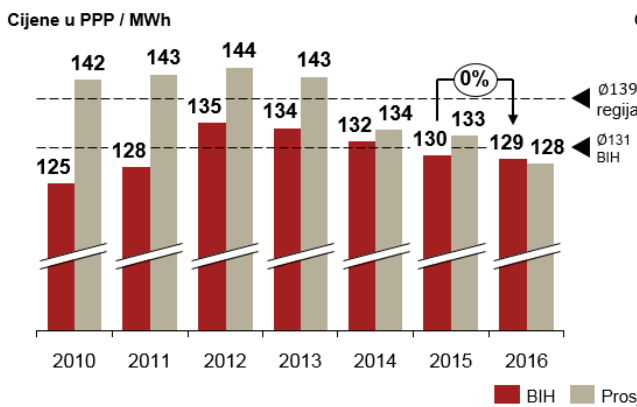
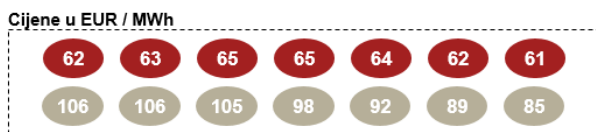
Slika 5.2.23 Prosječna cijena električne energije u elektroprivredama u EUR/MWh, 2016. godine



Napomena: Cijene su izražene bez PDV-a
Izvor: DERK-ov Izvještaj o radu 2016.

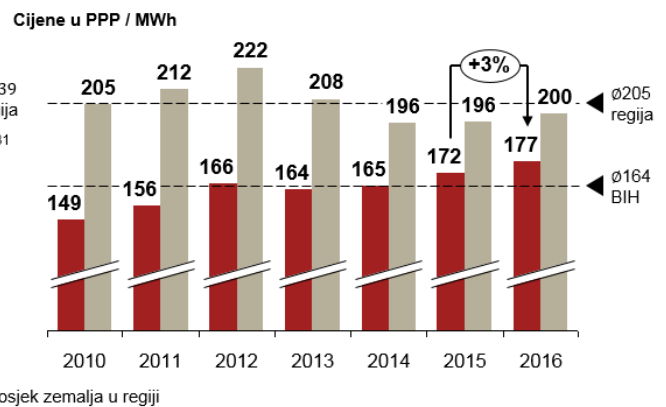
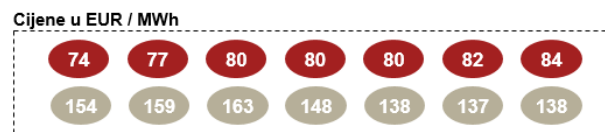
Cijene el. energije bez PDV-a i poreza za industriju su 2016. godine u Bosni i Hercegovini iznosile 61 EUR/MWh, te nije bilo značajnih promjena u odnosu na prijašnje godine. Za usporedbu, 2010. godine je prosječna cijena električne energije u regiji bila 106 EUR/MWh, a 2016. godine 85 EUR/MWh, što su znatno veći iznosi od cijena u Bosni i Hercegovini. Ukoliko se cijene električne energije preračunaju prema kriteriju pariteta kupovne moći (eng. *PPP – Power Purchase Parity*) tj. životnog standarda pojedine zemlje, vidljivo je kako postoji svojevrsno konvergiranje i smanjenje jaza cijena između Bosne i Hercegovine i regije (Slika 5.2.24).

Slika 5.2.24 Cijene električne energije za industriju u široj regiji, bez PDV-a i nameta u PPP i EUR/MWh, 2010–2016. godine



Napomena: Za industriju je uzeta kategorija kupaca IC: 500 MWh < potrošnja < 2.000 MWh
Izvor: Eurostat, analiza Projektnog tima

Slika 5.2.25 Cijene električne energije za domaćinstva u široj regiji, ukupna cijena u PPP i EUR/MWh, 2010–2016. godine



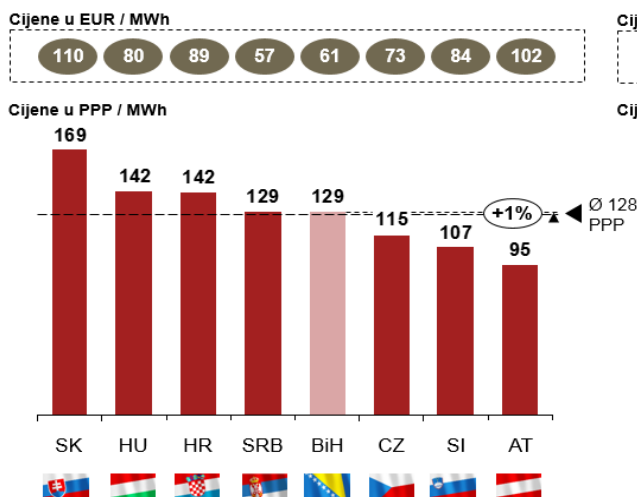
Napomena: Za domaćinstva je uzeta kategorija kupaca DC: 2.500 kWh < potrošnja < 5.000 kWh
Izvor: Eurostat, analiza Projektnog tima

⁴Šira regija se odnosi na sljedeće zemlje: Austrija, Slovačka, Mađarska, Češka, Slovenija, Hrvatska i Srbija

Cijene el. energije za domaćinstva su, također, niže od prosjeka regije. Od 2010. godine se cijena električne energije kretala između 74 i 84 EUR/MWh, s time da je cijena u 2016. godine imala najviši iznos od 84 EUR/MWh. Za taj isti period, prosječna cijena el. energije za domaćinstva u regiji je iznosila 138 EUR/MWh. Gledajući cijene prema paritetu kupovne moći, vidljiv je blagi uzlazni trend za Bosnu i Hercegovinu, dok je regiju karakterizirao blagi pad. Međutim, cijene u Bosni i Hercegovini su i dalje na vrlo niskim nivoima (Slika 5.2.25).

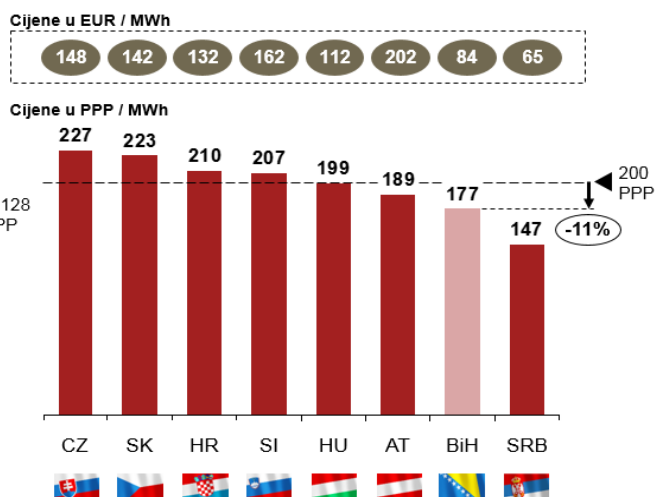
Posmatrajući cijene za 2016. godinu po pojedinim zemljama, industrijski potrošači imaju cijene koje su u rangu s prosjekom šire regije, dok su cijene za domaćinstva u Bosni i Hercegovini niže od prosjeka za 11 %, pri čemu je samo Srbija imala niže cijene od Bosne i Hercegovine kada se gleda paritet kupovne moći (Slika 5.2.26 i Slika 5.2.27). U narednom periodu je potrebno raditi na kontinuiranom unaprjeđenju efikasnosti proizvodnih objekata i konkurentnosti cijena proizvodnog miksa na liberaliziranom tržištu.

Slika 5.2.26 Cijene električne energije za industriju u široj regiji, bez PDV-a i nameta u PPP i EUR/MWh, 2016. godina



Napomena: Za industriju je uzeta kategorija kupaca IC: 500 MWh < potrošnja < 2.000 MWh
Izvor: Eurostat, analiza Projektnog tima

Slika 5.2.27 Cijene električne energije za domaćinstva u široj regiji, ukupna cijena u PPP i EUR/MWh, 2016. godina



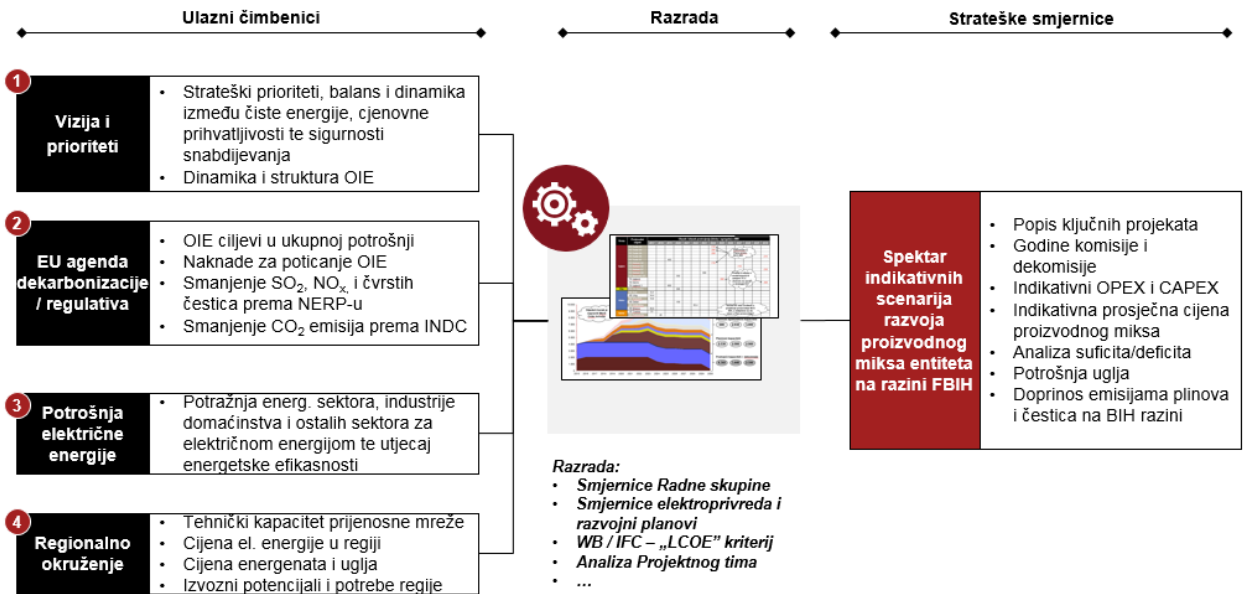
Napomena: Za domaćinstva je uzeta kategorija kupaca DC: 2.500 kWh < potrošnja < 5.000 kWh
Izvor: Eurostat, analiza Projektnog tima

5.2.7 Indikativni scenariji razvoja proizvodnog miksa Federacije Bosne i Hercegovine

5.2.7.1 Strateški okvir za razvoj proizvodnog miksa

Strateški okvir razvoja proizvodnog miksa Federacije Bosne i Hercegovine se bazira na četiri osnovna elementa; vizija i prioritete Federacije Bosne i Hercegovine, EU regulativa i agenda dekarbonizacije, kretanje potrošnje el. energije, te razvoj regionalnog okruženja. Na temelju razrade ključnih čimbenika i iteracija stvoren je okvir unutar kojeg su razrađivani indikativni scenariji, odnosno opcije razvoja proizvodnog miksa električne energije na nivou Federacije Bosne i Hercegovine (Slika 5.2.28). Kao sljedeći korak preporučuje se daljnja izrada novog proizvodnog miksa, koji će biti razrađivan od strane elektroprivreda.

Slika 5.2.28 Strateške smjernice

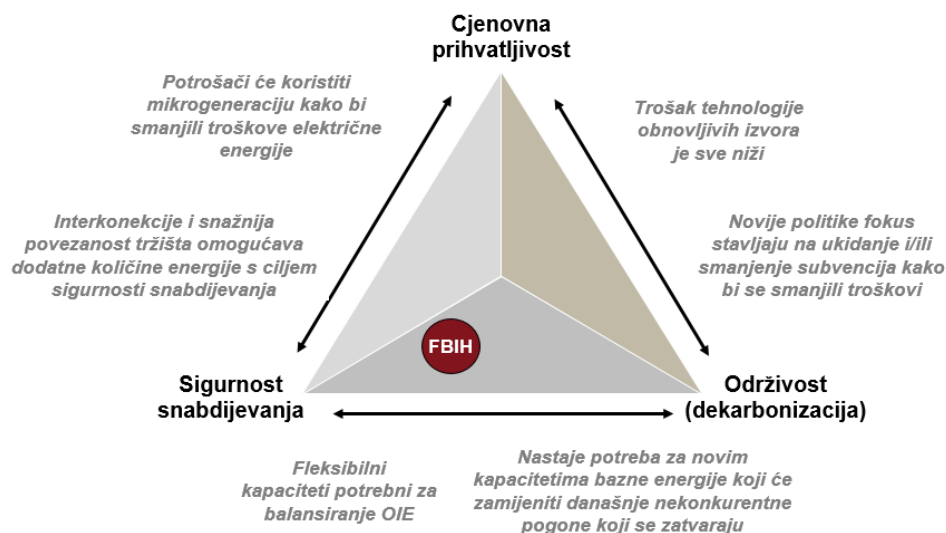


Izvor: analiza Projektnog tima

5.2.7.2 Vizija i prioriteti

Strategiju razvoja proizvodnog miksa Federacije Bosne i Hercegovine treba adekvatno pozicionirati u okviru ključnih strateških ciljeva energetske trileme, tj. sigurnosti snabdijevanja, cjenovne prihvatljivosti ili održivosti (dekarbonizacije). Iako historijski podaci ukazuju da intenzitet bilansnog suficita/deficita zavisi o hidrologiji, u pravilu se ostvarivala visoka sigurnost snabdijevanja domaćeg konzuma. Cilj za naredni period je zadržavanje sigurnosti snabdijevanja domaćom proizvodnjom električne energije, međutim taj cilj je potrebno uskladiti s ciljevima konkurentnosti te novih okolišnih standarda.

Slika 5.2.29 Ilustrativan prikaz Federacije Bosne i Hercegovine u sklopu energetske trileme danas



Izvor: analiza Projektnog tima

Strateška odrednica zadovoljenja budućih potreba električne energije na domaćem tržištu Federacije Bosne i Hercegovine je jasna. U pojedinim godinama je moguće očekivati blagi deficit u intervalu 5–10 % s obzirom na rast potrošnje električne energije. Blagi trend deficita nije nužno i negativan s obzirom na to da je cilj EU-a stvoriti jedinstveno energetske tržište koje ne poznaje fizičke granice između zemalja. Međutim, samo postizanje suficita na nivou Federacije Bosne i Hercegovine ne treba ograničavati ukoliko su i ostale komponente poput konkurentnosti i održivosti prirodnih resursa stavljane u balans.

Proizvodni miks Federacije Bosne i Hercegovine je danas u prosjeku na granici cjenovne konkurentnosti u usporedbi s okruženjem zbog pada veleprodajnih cijena u posljednjih nekoliko godina (daljnji trendovi i dinamika su neizvjesni). Dodatno, potencijalna snažna izgradnja novih velikih kapaciteta, pogotovo termoelektrana, te nisko konkurentna cijena uglja, podižu rizik rasta fiksnih troškova i pada iskorištenosti elektrana, što može stvoriti dugoročne pritiske na cjenovnu konkurentnost proizvodnog miksa. Utjecaj na konkurentnost će isto tako imati i trošak cijena CO₂ emisija kada se uđe u sistem trgovanja, ali i trošak OIE naknada.

Iz svega navedenog, javlja se potreba za opreznijim donošenjem odluka i pokretanjem velikih kapitalnih investicija. Iako bi one neminovno dovele do snažnog ostvarenja izvozne ambicije, odnosno stvaranja suficita, stvorile bi i rizik dugoročno niže konkurentnosti sistema, te je kao idući korak potrebno analizirati postoji li realno tržište za navedene količine električne energije. Iz tog razloga je potrebno buduće velike investicijske odluke posmatrati i kroz prizmu konkurentnosti cijelog sistema te upravljanja rizicima. Pristup odabira potrebnih i isplativih investicija treba imati za cilj omogućavanje proizvodnje električne energije za domaći konzum, te istovremeno uz što manje narušavanje današnje konkurentnosti cijene proizvodnog miksa. Za postizanje dugoročne održivosti, neophodno je staviti i značajan fokus na unaprjeđenje poslovanja rudnika koji djeluju u sklopu termoelektrana. Pritom je potrebno jasno odrediti razvoj energetske miksa Federacije Bosne i Hercegovine, odnosno uloge termosektora za period do 2035. godine.

Prilikom odabira smjera razvoja energetske miksa, također je potrebno uzeti u obzir da su elektroprivrede javni snabdjevači električnom energijom i kao takvi moraju imati proizvodne kapacitete s visokim stepenom stabilnosti i sigurnosti snabdijevanja, a u skladu sa ukupnim energetske sistemom i potrebama.

Konzervativniji pristup velikim investicijama ekonomije zapadne Evrope su usvojile prije nekoliko godina, prolazeći negativna iskustva prijevremenih dekomisija ili konzerviranja elektrana i otpisa dugova nekonkurentnog dijela portfolija. S druge strane, jasan je trend i sve većeg broja manjih projekata, pogotovo u segmentu OIE-a, odnosno sistema poticaja koji dovode do većeg doprinosa manjeg i srednjeg poduzetništva u ukupnoj ekonomskoj aktivnosti.

Osim domaće proizvodnje električne energije, sigurnosti snabdijevanja pozitivno doprinosi i jasan trend integracije energetske tržišta, stoga je važno, uz fizičku integraciju kontinuirano ulagati u znanja i kompetencije trgovanja električnom energijom.

Današnji proizvodni miks u Federaciji Bosne i Hercegovine ima obavezu ali i potencijal za unaprjeđenje u kontekstu lokalnih emisija i čestica, te Federacija Bosne i Hercegovine, kao i cijela Bosna i Hercegovina, ide u smjeru povećanja OIE-a i smanjenju emisija iz termosektora. Prelazak na čišću energiju zahtijeva stvaranje strateškog okvira za snažnije iskorištavanje hidro i ostalih obnovljivih potencijala, te investiranja u novu tehnologiju.

Tablica 5.2.5 Ilustrativna vizija strateških ciljeva u Federaciji Bosne i Hercegovine

Strateški prioriteti	Implikacije	Ciljevi energetske politike do 2035. u Federaciji Bosne i Hercegovine	
		Danas	Cilj
Sigurnost snabdijevanja	<i>Pokrivanje domaće potrošnje¹</i>		
	<i>Suficit</i>		
Čišća energija (dekarbonizacija)	<i>Udio OIE-a u ukupnoj proizvodnji i domaćoj potrošnji</i>		
	<i>Stepen zagađenja iz TE</i>		
Cjenovna konkurentnost	<i>Cijena proizvodnog miksa</i>		
Ekonomska diversifikacija	<i>Učešće malog i srednjeg poduzetništva²</i>		

Nisko Visoko (Relativni odnosi)

Napomena: 1) U skladu s procjenom potražnje, i uz osjetljivost minimalne primjene energetske efikasnosti; 2) uključujući i koncept prosumera

Izvor: analiza Projektnog tima

5.2.7.3 EU agenda dekarbonizacije

Evropska unija je donijela energetska strategiju do 2020. godine prema kojoj se od država članica i onih koje žele postati kao što je Bosna i Hercegovina, a samim time i Federacija Bosne i Hercegovine, očekuje smanjenje emisije stakleničkih gasova za najmanje 20 %, povećanje udjela OIE-a na najmanje 20 % potrošnje i postizanje ušteda energije od minimalno 20 %. Za naredni period nakon 2020. Evropa nastavlja još jačim intenzitetom stimulari politiku dekarbonizacije i energetske efikasnosti kroz tzv. Zimski paket koji postavlja ciljeve za Evropu do 2030. godine. Nadalje, EU je u aprilu 2017. odobrila dodatne strože standarde smanjenja lokalnih emisija za termoelektrane pod nazivom LCP BREF⁵, čime će se stvoriti dodatni pritisci pri donošenju odluka vezanih za izgradnju novih TE postrojenja.

Tablica 5.2.6 Ciljevi Bosne i Hercegovine prema EU-ovim ciljevima do 2020. i 2030.

20-20-20 ciljevi EU-a	Ciljevi EU-a do 2030.	Trenutni planovi u BiH	
Smanjenje emisija stakleničkih gasova za najmanje 20%	Smanjenje emisija stakleničkih gasova za najmanje 40%	Cilj je do 2028. smanjenje SO ₂ za 95%, NO _x za 62% i čvrstih čestica za 88% u odnosu na 2014. ¹	<p>Realizacija od 2018.</p> <p>2014 Razlika 2028</p> <p>Čvrste čestice NO_x SO₂</p>
	Do 2030. razina CO ₂ emisija na 18% iznad ili 3% ispod nivoa iz 1990.	<p>+18% -3%</p> <p>1990 2030 1990 2030</p>	
Povećanje udjela OIE-a na najmanje 20% potrošnje	Povećanje udjela OIE-a na najmanje 27% potrošnje	Državni cilj BiH je ostvariti udio OIE-a u bruto finalnoj potrošnji energije od 40% ²	<p>34% OIE 6% 40% OIE</p> <p>2009 Razlika 2020</p>
Postizanje ušteda energije od 20% ili više	Postizanje ušteda energije od 30% ili više	Izrađen ali nije usvojen cilj BiH smanjenja potrošnje energije -9% do 2018. u odnosu na 2010.	<p>(12,47 PJ) -9%</p> <p>2010 Razlika 2018</p>

Napomena: 1) Vijeće ministara Bosne i Hercegovine je na 37. sjednici, održanoj 30.12. 2015. godine, razmatralo i usvojilo Nacionalni plan smanjenja emisija za Bosnu i Hercegovinu (NERP BiH), 2) U skladu s Ugovorom o osnivanju EZ, Ministarski savjet je 18. oktobra 2012. usvojio Odluku o implementaciji Direktive 2009/28 o proizvodnji el. energije iz OIE-a

Izvor: European Commission – Bosnia nad Hercegovina Progress Report 2014, World Bank – Rebalancing Bosnia and Hercegovina, Systematic Country Diagnostic 2015, Akcioni plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini 2016, Ministarstvo vanjske politike i ekonomskih odnosa, USAID – Nacionalni plan smanjenja emisija za Bosnu i Hercegovinu 2015, World Bank – Energy Efficiency Project 2014, Evropska komisija – Zimski energetska paket – „Čista energija za sve Evropljane“

U prethodnoj tablici (Tablica 5.2.6) prikazani su planovi na državnom nivou. Kada se govori o energetska efikasnosti, Federacija Bosne i Hercegovine još uvijek nije usvojila Akcioni plan za energetska efikasnost. U postojećem Akcionom planu za korištenje OIE-a Bosne i Hercegovine je definiran cilj ostvarenja ušteda za Federaciju Bosne i Hercegovine od 8,31 PJ.

U 2014. godini, Federacija Bosne i Hercegovine je usvojila Akcioni plan za korištenje obnovljivih izvora, te se njome obavezala do 2020. godine postići udio OIE-a od 41 %, o čemu će detaljnije biti riječi u poglavlju koje se bavi obnovljivim izvorima energije.

Nadalje, Federacija Bosne i Hercegovine se obavezala da smanji emisije SO₂ za 95 % do 2028. godine u odnosu na 2014. Za isti taj period, potrebno je smanjiti emisiju NO_x gasova za 64 % i čvrstih čestica za 77 %. U terminima smanjenja emisija CO₂, cilj je donesen samo na nivou cijele Bosne i Hercegovine. Postoje dva scenarija za smanjenje do 2030. godine sukladno UNFCC-ovom INDC⁶:

1. blaži scenarij prema kojem se treba dostići nivo CO₂ emisija 18 % iznad vrijednosti iz 1990. godine,
2. stroži scenarij prema kojem se treba dostići nivo CO₂ emisija 3 % ispod vrijednosti iz 1990. godine, uz međunarodnu pomoć (Tablica 5.2.7).

Uzimajući u obzir EU-ove ciljeve za smanjenje stakleničkih gasova, trenutnim je prijedlogom „Zimskog paketa“ predviđena revizija izradom jedinstvenog Nacionalnog klimatsko-energetskog paketa. Stoga je za očekivati u budućnosti daljnja prilagodba ciljevima za smanjenje emisija CO₂.

⁵ EU je 28. aprila 2017. odobrila nove ažurirane strože standarde pod nazivom LCP BREF za smanjenje emisija (SO₂, prašine, NO_x, HCl, HF i Hg), a za koje se očekuje da stupe na snagu krajem 2017. godine

⁶ Intended Nationally Determined Contribution

Tablica 5.2.7 Ciljevi Federacije Bosne i Hercegovine prema EU-ovoj energetskej strategiji do 2020. godine

Smjernice	Rok	Federacija Bosne i Hercegovine
Energetska efikasnost	Smanjenje do 2020. u odnosu na 2010.	U izradi
Udio OIE-a u bruto finalnoj potrošnji energije	Udio 2020. u odnosu na 2009.	41%
Smanjenje SO₂, NO_x i čvrstih čestica	Smanjenje do 2028. u odnosu na 2014.	95% SO₂ 64% NO_x 77% čestice
Nivo CO₂ emisija¹	Udio do 2030. u odnosu na 1990.	18% veće / 3% manje (indikativno za Bosnu i Hercegovinu)

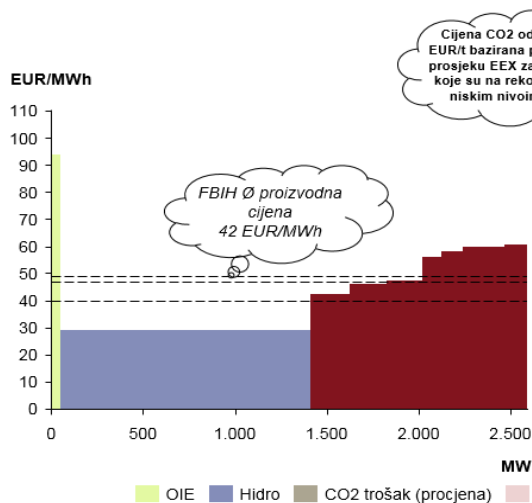
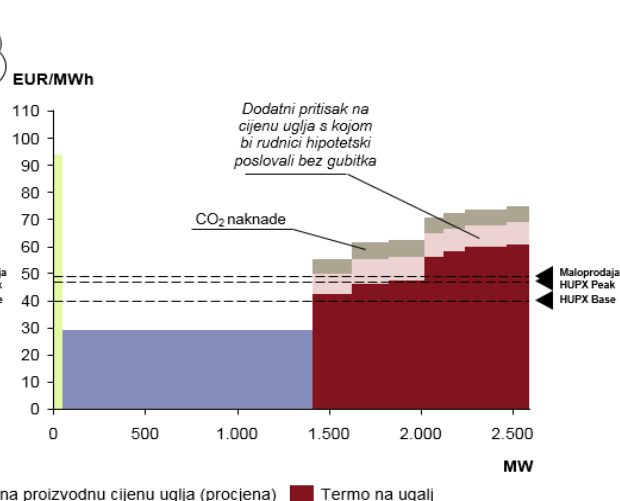
Napomena: 1) Cilj je postavljen za cijelu Bosnu i Hercegovinu

Izvor: European Commission – Bosnia and Herzegovina progress Report 2014, World Bank – Rebalancing Bosnia and Herzegovina, Systematic Country Diagnostic 2015, Akcioni plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini 2016., Ministarstvo vanjske politike i ekonomskih odnosa, USAID – Nacionalni plan smanjenja emisija za Bosnu i Hercegovinu 2015, World Bank – Bosnia and Herzegovina Energy Efficiency Project 2014, UNFCC

Kako je ranije spomenuto, stepen efikasnosti elektrana i utilizacija utječu na proizvodnu cijenu električne energije. Najveću proizvodnu cijenu u Federaciji Bosne i Hercegovine imaju elektrane na OIE zbog dodijeljenih poticaja, dok najnižu proizvodnu cijenu imaju hidroelektrane (snage veće od 10 MW). Prosječna proizvodna cijena u Federaciji Bosne i Hercegovine iznosi 42 EUR/MWh, te je ona na granici konkurentnosti s cijenama u regiji. Kao referentne, uzete su cijene s HUPX berze za prosječnu baznu i vršnu potrošnju, te maloprodajne cijene el. energije u regiji za 2015. godinu⁷ (Slika 5.2.30).

Uzimajući u obzir obaveze za CO₂ emisije, Bosna i Hercegovina u budućnosti može ući u evropski sistem trgovanja CO₂ emisijama, koji je zasnovan prema Direktivi 2003/87/EZ. Ukoliko Bosna i Hercegovina uđe u sistem trgovanja, cijena proizvodnje elektrana će biti opterećena s dodatnih 5-6 EUR/MWh ako se posmatraju današnje cijene emisija od ~ 5 EUR/t koje su trenutno na rekordno niskim nivoima. S obzirom na to da će se u daljnjem periodu smanjivati granica dopuštenih količina emisija CO₂, za očekivati je da će cijene CO₂ porasti u srednjem i dugom roku. Navedene implikacije bi time mogle smanjiti i cjenovnu konkurentnost termo-sektora Federacije Bosne i Hercegovine. Dodatan pritisak se stvara i na cijenu uglja s kojom bi rudnici hipotetski poslovali bez gubitka, te je potrebno pod hitno pristupiti unapređenju poslovanja rudnika i posljedično snižavanjem cijene električne energije iz termoelektrana na uglj (Slika 5.2.31).

Slika 5.2.30 Stvarna cijena proizvodnje elektrana u EUR/MWh, 2015. godina

Slika 5.2.31 Stvarna cijena proizvodnje elektrana uz CO₂ naknade u EUR/MWh, 2015. godina

Napomena: 1) Shodno komentarima EP BiH, Blok 3 je radio 21GWh ili 5 % normalne godišnje proizvodnje zbog kvara, stoga je napravljena korekcija cijene prema objektivnom stanju na 56 EUR/MWh. 2) Nakon 2015. godine je došlo do snižavanja cijena u TE Kakanj, te su one sada ispod nivoa HUPX Peak.
Izvor: FERK-ov Izvještaj o radu 2015, IEA HUPX DAM 2015 Report, IEA, EEX

Napomena: 1) Shodno komentarima EP BiH, Blok 3 je radio 21GWh ili 5 % normalne godišnje proizvodnje zbog kvara, stoga je napravljena korekcija cijene prema objektivnom stanju na 56 EUR/MWh. 2) Nakon 2015. godine je došlo do snižavanja cijena u TE Kakanj, te su one sada ispod nivoa HUPX Peak.
Izvor: FERK-ov Izvještaj o radu 2015, FMERI – Informacija o stanju u elektroenergetskom sektoru Federacije Bosne i Hercegovine s prijedlogom mjera, IEA HUPX DAM 2015 Report, IEA, EEX

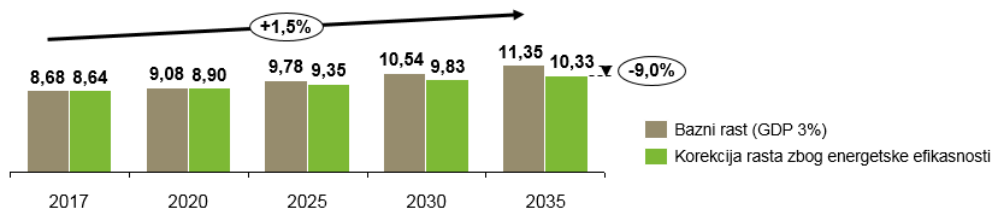
⁷ Referentna cijena za maloprodaju se odnosi na prosjek za kategoriju kupaca domaćinstva DC: 2.500 kWh < x < 5.000 kWh Hrvatske, Srbije, Slovenije, Mađarske, Austrije, Češke i Slovačke

5.2.7.4 Potrošnja električne energije

Jedan od ključnih ulaznih parametara u planiranju razvoja elektroenergetskog sektora je i procjena kretanja potrošnje električne energije. Za potrebe procjene potrošnje električne energije, koristio se pristup i logika primijenjen u dokumentu „NOSBiH-ov indikativni plan razvoja proizvodnje, 2017–2026“. Primijenjena metodologija definirala je koeficijent elastičnosti -0,5⁸, između stope kretanja BDP-a i kretanja potrošnje električne energije što u ovom trenutku daje dovoljno kvalitetnu podlogu za daljnje analize. Ipak, budući da podaci iz EU-a ukazuju na smanjenje korelacije stope BDP-a i potrošnje električne energije, ili čak divergencije, u narednom periodu se preporučuje napraviti dubinsku analizu i detaljnije procjene scenarija kretanja potrošnje električne energije.

Nastavno na gore navedeno, za procjenu kretanja potrošnje električne energije u Federaciji Bosne i Hercegovine do 2035. godine, uzeta je u obzir pretpostavka stope rasta BDP-a od 3 % godišnje⁹ u periodu 2017–2035. Uz koeficijent elastičnosti od 0,5, to bi dovelo do prosječne godišnje stope rasta potrošnje električne energije od 1,5 %, u srednjem scenariju bez utjecaja mjera energetske efikasnosti. Krajnji efekat takvih stopa rasta doveo bi do apsolutnog povećanja potrošnje na 11,35 TWh u 2035. godini. Dodatno, napravljena je i procjena kretanja potrošnje električne energije s određenim mjerama energetske efikasnosti. Prilikom procjene potrošnje uz energetska efikasnost je uzeta pretpostavka smanjenja potrošnje od -9 %¹⁰ do 2035. godine, kao konzervativan minimum ostvarenja.

Slika 5.2.32 Procjena kretanja potrošnje električne energije u Federaciji Bosne i Hercegovine, sa i bez EE-a, u TWh, 2017–2035. godine



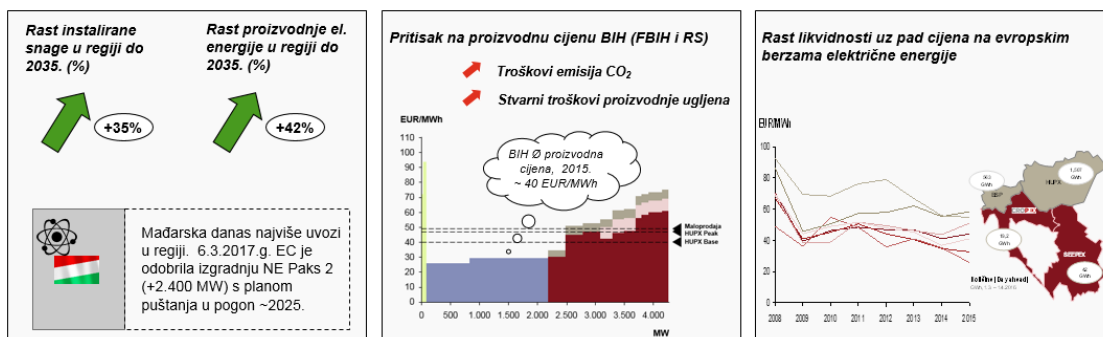
Izvor: analiza Projektnog tima, EIU, Dun&Bradstreet, Oxford Economics, NOSBiH-ov indikativni plan proizvodnje 2017–2026

5.2.7.5 Regionalno okruženje

Prilikom razvoja budućeg proizvodnog portfolija, u obzir treba uzeti i razvoj kapaciteta te rast proizvodnje u regiji, kao i kretanja cijena na berzi. Premda realizacija dinamike kapaciteta u regiji ovisi o brojnim čimbenicima (npr. uslijed niskih cijena investicija se zaustavlja ili prolongira, nemogućnost zatvaranja finansijske konstrukcije, pravni i ekološki aspekti i sl.), činjenica je da ostale zemlje također imaju ambiciozne planove izgradnje kao i Bosna i Hercegovina. Na primjer, u Mađarskoj se očekuje puštanje u rad NE Paks 2 snage 2.400MW u 2025. godini, a čiju je izgradnju odobrila Evropska komisija. Dodatno, potrebno je uzeti u obzir daljnju integraciju evropskog tržišta. Konkretno, povezivanje zemalja jugoistočne Evrope podmorskim kablovima s Italijom koji će imati utjecaja na buduće veleprodajne cijene i razvoj proizvodnih kapaciteta¹¹.

Nadalje, premda je teško prognozirati u kojem smjeru i kojom dinamikom će se kretati cijene električne energije na berzama u regiji, niske cijene u posljednjih nekoliko godina predstavljaju svojevrsan rizik za budućnost i treba ih staviti u kontekst prilikom planiranja novih kapitalno intenzivnih projekata. Snažniji rast veleprodajnih cijena svakako bi stvorio nešto povoljniju klimu za investicije.

Slika 5.2.33 Razvoj kapaciteta u regiji i konkurentnost proizvodnog miksa u izvozu



Izvor: Plattsdatabase, analiza Projektnog tima

⁸ Korelacija je bazirana na temelju NOSBiH Indikativnog plana razvoja proizvodnje 2017–2026.

⁹ Pretpostavka bazirana na konsenzusu svjetskih analitičkih kuća EIU, Dun&Bradstreet, Oxford Economics

¹⁰ Brojka ne predstavlja službeni cilj prema mjerama energetske efikasnosti, već služi za analizu osjetljivosti različitih scenarija razvoja proizvodnog portfolija

¹¹ Prema dokumentu *SEE Electricity market Perspectives until 2030. – Assessing the impact of Regional Connections to Italy* predviđena su tri scenarija kojima se ocjenjuju mogućnosti prijenosne mreže Jugoistočne Evrope da podnese nivo intenziteta proizvodnje, identificiraju moguća zagušenja mreže i predlažu moguća poboljšanja mreže.

5.2.8 Razrada scenarija razvoja proizvodnog miksa Federacije Bosne i Hercegovine do 2035. godine

5.2.8.1 Uvod i pretpostavke

Na bazi razumijevanja konteksta, odnosno ulaznih čimbenika, koji značajno utječu na sadašnje i buduće investicijske odluke, dokument obrađuje nekoliko različitih scenarija odnosno indikativnih smjerova razvoja proizvodnog miksa Federacije Bosne i Hercegovine. Za razumijevanje koncepta, scenarije je potrebno interpretirati u skladu s njihovim ciljevima:

1. Razradom scenarija razvoja proizvodnog miksa električne energije cilj je prikazati spektar raznih opcija i politika razvoja, s pridruženim indikativnim kvalitativnim i kvantitativnim efektima (posljedicama);
2. Odabir ciljanog scenarija, kombinacije, tj. smjera razvoja proizvodnog miksa do 2035. godine je diskrecijska odluka kreatora energetske politike na nivou entiteta Federacije Bosne i Hercegovine sukladno postojećim i budućim zakonskim i regulatornim obavezama;
3. Kod razrade proizvodnih mikseva, cilj nije eksplicitno nominirati pojedine projekte već ukazati na učešće pojedine vrste tehnologije u proizvodnji električne energije (ugalj, gas, hidro i ostali OIE) te moguće kvantitativne i kvalitativne implikacije na ključne parametre i ograničenja (npr. cjenovna konkurentnost, pokrivanje domaće potrošnje, izvozni potencijal, udio OIE, itd.);
4. S obzirom na značajan utjecaj termo objekata na kretanje proizvodnog miksa, eksplicitno je dat prikaz dekomisija i izgradnje termo objekata prema posljednjim informacijama kao jedna od ključnih pretpostavki za razradu scenarija (a koji se mogu u budućnosti promijeniti);
5. Kao dodatak scenarijima proizvodnog miksa, priložena je lista trenutno potencijalnih projekata s indikativnim tehničkim parametrima, a koji će se realizirati sukladno odabranom strateškom smjeru Federacije Bosne i Hercegovine.

U sklopu ovog dokumenta, obrađena su četiri indikativna scenarija razvoja proizvodnog miksa koji se međusobno značajno razlikuju, te kogeneracijski scenarij kao alternativna opcija. Cilj je pokazati razumijevanje različitih strategija i politika razvoja proizvodnog miksa te njihovih indikativnih posljedica. Ključni dionici energetske Federacije Bosne i Hercegovine bi trebali odabrati onaj scenarij ili kombinaciju scenarija koji adekvatno adresiraju viziju energetske Federacije Bosne i Hercegovine, preuzete i buduće zakonske i regulatorne obaveze te omogućuju održiv i konkurentan sistem.

Detaljnije obrađeni scenariji su:

1. **Scenarij radnih skupina entiteta ili entitetski scenarij** koji se bazira na komentarima Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine, gdje su prilikom planiranja uvaženi i postojeći dokumenti i odnosi sa sadašnjim i potencijalnim investitorima te ostalim dionicima. Budući da scenarij predviđa značajan izvoz suficita proizvedene energije, napravljen je i podscenarij u kojem je uzeta pretpostavka limita na izvoz el. energije u iznosu od 30 % iznad domaće potrošnje za termosektor s prvenstvom ulaska hidro i OIE postrojenja u EES. Navedeni limit predstavlja hipotetsku situaciju u kojoj se višak el. energije ne može u potpunosti konkurentno izvesti zbog čega se donosi odluka djelimičnog smanjenja proizvodnih aktivnosti;
2. Drugi scenarij se bazira na **Indikativnom planu (IP) 2017–2026.** uz projekciju do 2035. godine, te predstavlja okvir razvoja proizvodnog miksa prema nominacijama raznih projekata koji su konsolidirani u NOSBiH-ovom izvještaju. Ključni cilj ovog scenarija je razumjeti implikacije na ključne parametre sistema u slučaju kada bi se realizirale sve investicijske odluke nominirane od elektroprivreda prema NOSBiH-u;
3. **Troškovno optimirani (IP) scenarij** se bazira na filozofiji razvoja proizvodnog miksa sukladno indikativnom planu NOSBiH-a, međutim uz određene korekcije, primarno u domeni godine puštanja u pogon i/ili dekomisije većih projekata;
4. **Blaži obnovljivi scenarij** potiče veći udio obnovljivih izvora energije uz poticanje mjera energetske efikasnosti kao alternativa ostalim scenarijima, koji se tradicionalno temelje na većem učešću termo sektora. Iako ovaj scenarij predstavlja najintenzivniji zaokret u filozofiji planiranja proizvodnog miksa, i dalje se u dobroj mjeri naslanja na ugalj kao danas dominantan prirodni resurs u proizvodnji električne energije, imajući u vidu kompleksnost implementacije potpune dekarbonizacije.

Obrađeni scenariji razvoja proizvodnog miksa rezultat su saradnje Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine, analiza Projektnog tima te djelimično rezultata studije Svjetske Banke, *Bosnia and Herzegovina – Power Sector Note* iz 2017. godine. Studija Svjetske Banke rađena je prema metodologiji i kriteriju troškovne konkurentnosti proizvodnih tehnologija tokom životnog ciklusa (eng. LCOE – *Levelized Cost of Electricity*) u saradnji s ključnim dionicima energetske Federacije Bosne i Hercegovine.

Ključni parametri korišteni prema studiji Svjetske banke odnose se na godine puštanja u rad i dekomisija najznačajnijih elektrana te se oslanjaju na ostale ulazne parametre poput cijene goriva, procjene potrebnih kapitalnih ulaganja za nove projekte, operativne troškove rada elektrana i efikasnost, itd. Potrebno je napomenuti da je u pretpostavkama hidrologija planirana konzervativno te da su pretpostavke jediničnih operativnih i kapitalnih troškova, posebno za OIE projekte, rađene na bazi podataka elektroprivreda u Bosni i Hercegovini, ali i svjetskih *benchmark* podataka. Iz tog razloga postoji mogućnost da su iskazani troškovi izgradnje i rada elektrana za obnovljive izvore energije niži u odnosu na stvarne današnje troškove i iskustva elektroprivreda u Bosni i Hercegovini. Međutim, s druge strane, daju okvir troškovne strukture kod efikasnog planiranja i provedbe investicije te operativnog upravljanja rada elektrane, dominantno kroz troškove održavanja i proizvodnje (eng. O&M).

Plan puštanja u rad objekata OIE-a za Scenarij radnih skupina¹² baziran je prema napomenama Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine i analize Projektnog tima za sve vrste tehnologija. U ostalim scenarijima se projekcije za VE oslanjaju na preporuke iz *Bosnia and Herzegovina – Power Sector Note* dokumenta, dok se ostale vrste tehnologija oslanjaju na ulazne parametre Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine i Projektnog tima.

Budući da su prikazane opcije razvoja proizvodnog miksa okvirne, te predstavljaju razne smjerove razvoja, predlaže se u idućem koraku detaljnija razrada scenarija razvoja proizvodnog miksa Federacije Bosne i Hercegovine, koja će uz kriterij troškovne konkurentnosti snažnije uključiti i dodatne kriterije poput socijalnog aspekta, različitih kretanja cijena el. energije i kapaciteta u regiji, strategiji razvoja OIE-a u sistemu poticaja, efekata kogeneracije na efikasnost pogona itd. Upravo bi efekti kogeneracije mogli dodatno povećati troškovnu (OPEX) i cjenovnu efikasnost postojećih i budućih termoelektrana čime bi optimalna godina njihovog puštanja u rad mogla biti nešto ranije u odnosu na obrađene scenarije.

U nastavku je prikaz dekomisija i puštanja u rad termooobjekata u Federaciji Bosne i Hercegovine gdje TE Tuzla 6 i TE Kakanj 7 rade nakon posmatranog perioda do 2035. godine. U entitetskom scenariju je uzeta pretpostavka da će se u oba bloka ugraditi oprema za odsumporavanje sukladno Strategijskom planu razvoja EP BiH do 2035. godine, koji uzima u obzir i Nacionalni plan smanjenja emisija za Bosnu i Hercegovinu. Procijenjena vrijednost opreme iznosi dodatnih ~ 105 miliona EUR kapitalnih troškova. U ostalim scenarijima je uzeta pretpostavka da neće doći do ugradnje kontrolne opreme u postojećim blokovima zbog troškovne isplativosti i starosti blokova, dok je za nove termooobjekte uzeta navedena pretpostavka neovisno o scenariju. Za ostale blokove je predviđen prestanak rada, s time da entitetski scenarij predviđa nešto raniji izlazak pojedinih blokova u odnosu na druge scenarije. Što se tiče novih planiranih termoprojekata za entitetski scenarij, ulazak blokova Tuzla 7, Kakanj 8 i RiTE Kongora se baziraju na razvojnim planovima EP BiH i EP HZHB. Nadalje, očekivani ulazak privatnih projekata se bazira na procjeni Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine, gdje se predviđa puštanje u rad TE Banovići 2025. godine, dok se ne planira ulazak TE-TO Zenica prema trenutnim okolnostima razvoja projekta. Kao što je već ranije napomenuto, scenarij Indikativni plan (IP) uključuje nominaciju projekata prema Indikativnom planu 2016–2027., uz projekciju do 2035. godine. Troškovno optimiran i blago obnovljivi scenarij s EE-om predviđaju kasniji ulazak termooobjekata ili ih ne uzimaju u obzir. Kad se posmatra blok Tuzla 7 u navedenim scenarijima, bitno je još jednom naglasiti da se baziraju na metodologiji najmanjeg troška el. energije (LCOE), te nisu u obzir uzeti ostali parametri poput kogeneracije i postojećih kupaca na toplinskoj mreži koji se moraju nadomjestiti blokom Tuzla 7 zbog gašenja starih blokova. Dodatno, pošto se u blagom obnovljivom scenariju s EE-om ne predviđa izgradnja Tuzla 7, inkorporiran je ulazak CHP postrojenja na biomasu snage 110 MWe i 240 MWt, kao potencijalnog zamjenskog rješenja za grijanje grada Tuzle. S obzirom na to da su scenariji indikativni, odluka je na ključnim dionicima energetskog sektora Federacije Bosne i Hercegovine koji bi se scenarij ili kombinacija scenarija trebala odabrati sukladno viziji energetskog sektora (Tablica 5.2.8i Tablica 5.2.9).

Tablica 5.2.8 Dekomisija postojećih termooobjekata

Termo objekt	Snaga (MW)	Scenarij radnih skupina entiteta	Indikativni plan (IP)	Troškovno optimiran IP	Blaži obnovljivi scenarij s EE-om
Tuzla 3	90	2021	2024	2024	2024
Tuzla 4	180	2022	2024	2024	2024
Tuzla 5	180	2022	2030	2030	2030
Tuzla 6	200	>2035 ¹	>2035 ²	>2035 ²	>2035 ²
Kakanj 5	100	2023	2024	2024	2024
Kakanj 6	100	2024	2027	2027	2027
Kakanj 7	208	>2035 ¹	>2035 ²	>2035 ²	>2035 ²

Napomena: 1) Pretpostavka ugradnje opreme za odsumporavanja u vrijednosti od 49 mil. EUR za Tuzla 6 i 46,5 mil. EUR za Kakanj 7 shodno Strategijskom planu EP BiH do 2035. godine. Ostali razmatrani scenariji ne uzimaju u obzir opremu za odsumporavanje zbog troškovne isplativosti i starosti blokova 2) Pretpostavka rada Tuzla 6 i Kakanj 7 nakon 2035. godine se bazira na napomenama EP BiH. Izvor: Radne skupine entiteta, *World Bank – Power Sector Note 2016*, analiza Projektnog tima

¹²Plan proizvodnje i instalirane snage je razrađen shodno Akcionom planu za OIE do 2020. uz projekciju stope rasta 2020–2035. kao strateškog pogleda na razvoj sektora u Federaciji Bosne i Hercegovine sukladno napomenama Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine i analizi Projektnog tima

Tablica 5.2.9 Puštanje u rad novih termoobjekata shodno scenarijima

Termo objekat	Snaga (MW)	Scenarij radnih skupina entiteta	Indikativni plan (IP)	Troškovno optimiran IP	Blaži obnovljivi scenarij s EE
Tuzla 7	450	2021	2020	2035*	-*
Kakanj 8	350	2024	2024	2024	2024
Banovići	350	2025	2020	2030	2028
Kongora	2x275	2026	-	-	-
Zenica	385	-	2020	-	-

Napomena: Prema najnovijim podacima EP BiH, instalirana snaga za Tuzlu 7 iznosi 450 MW, dok za Kakanj 8 iznosi 350 MW. Razvoj novih projekata zahtijeva dodatnu prilagodbu/razvoj mrežne infrastrukture. Korištena je pretpostavka da će svi novi blokovi imati ugrađenu kontrolnu opremu za smanjenje lokalnih emisija neovisno o scenariju.

*) Troškovno optimiran scenarij i blago obnovljivi scenarij s EE-om se baziraju na metodologiji najmanjeg troška el. energije (LCOE), te u obzir nisu uzeti ostali parametri poput kogeneracije i postojećih kupaca na toplinskoj mreži koji se moraju nadomjestiti blokom Tuzla 7 zbog gašenja starih blokova.

Izvor: Radne skupine entiteta, *World Bank – Power Sector Note 2016*, analiza Projektnog tima

5.2.8.2 Kvalitativan sažetak indikativnih rezultata scenarija razvoja proizvodnog miksa Federacije Bosne i Hercegovine

U nastavku je dat popis ključnih strateških kriterija koji služe kao smjernice za analizu i razumijevanje scenarija proizvodnog miksa, te presjek kvalitativnih rezultata pojedinog scenarija iz kojih je vidljivo kako scenariji proizvodnog miksa postižu različite ciljeve, odnosno koji su njihovi utjecaji (tablica 5.2.10).

Konkretno, svi scenariji u relativno visokoj mjeri postižu sigurnost snabdijevanja vlastitom proizvodnjom. Izvozni potencijal je najveći u entitetskom scenariju te scenariju Indikativnog plana NOSBiH-a, gdje je glavni pokretač izvora termosektor. U troškovno optimiranom i blago obnovljivom scenariju s EE-om, nivo suficita/deficita se kreće slično kao u proteklom petogodišnjem periodu.

Cjenovni miks za troškovno optimirani IP scenarij je najpovoljniji s obzirom na današnje cijene na berzi koje su na relativno niskim nivoima. Cjenovno je najnepovoljniji „entitetski scenarij“ s proizvodnim limitom od 30 % iznad ukupne domaće potrošnje, čime se smanjuje stepen utilizacije pogona i uzrokuju veće cijene zbog fiksnih troškova. Ostali scenariji se kreću na gornjoj granici konkurentnosti prema današnjim cijenama na berzi.

Kod doprinosa ukupnih smanjenja lokalnih emisija i CO₂ emisija, najveći doprinos konvergiranju kriteriju ostvaruje blaži obnovljivi scenarij s EE-om, gdje se smanjuje rad starih blokova a maksimizira rad novih. Ako se zasebno posmatra doprinos smanjenja lokalnih emisija za entitetski scenarij, unaprijeđenje je značajno za postojeći termosektor jer se zamjenjuju stari blokovi novim efikasnijim blokovima, a dodatno uz to se na postojeće blokove Tuzla 6 i Kakanj 7, koji rade nakon 2035. godine, ugrađuje kontrolna oprema za odsumporavanje. Ostali postojeći blokovi prestaju s radom. S obzirom na to da se planira dodatna ekspanzija termosektora, entitetski scenarij ipak ne doprinosi u potpunosti ukupnom smanjenju lokalnih emisija. U slučaju entitetskog scenarija s izvoznim limitom od 30 % iznad domaće potrošnje, situacija je značajno povoljnija u terminima lokalnih emisija i CO₂ emisija općenito zbog smanjenog rada termosektora, ali nauštrb cijene ukupnog proizvodnog miksa zbog fiksnih troškova novih postrojenja. Preostali scenariji imaju općenito nizak nivo ispunjenja kriterija lokalnih emisija i CO₂ emisija s obzirom na pretpostavku da nema ulaganja u kontrolnu opremu za postojeće termoblokove, a dodatno uz to i ambiciozne planove izgradnje novih termopostrojenja.

Kod kriterija udjela OIE-a (uključujući i velike HE) u instaliranoj snazi, očekuje se njihovo povećanje u odnosu na današnje nivoe svih scenarijima osim za scenarij Indikativnog plana (IP). Ovakav trend je je u skladu s planiranim novim hidroelektranama i OIE-om (koji se prvenstveno odnose na vjetroelektrane). Nastavno na udio u snazi i proizvodnji, pozitivni učinci se očekuju i u samoj strukturi finalne potrošnje električne energije iz OIE-a.

Svi scenariji zahtijevaju određenu kompleksnost u implementaciji, a naročito se to odnosi na progresivniji scenarij radnih skupina u kojima su potrebni značajniji napor u pripremi izgradnje i finansiranja brojnih projekata u relativno ambicioznom roku. Situacija je slična i za Indikativni plan (IP) s obzirom na to da je objektivno teško za očekivati ubranu realizaciju TE Banovići, TE Tuzla 7 i TE-TO Zenica do 2020. godine. Blaži obnovljivi scenarij zahtijeva također određenu težinu implementacije s obzirom na to da je potrebna veća koordinacija prilikom izgradnje više projekata hidro i ostalih OIE kapaciteta, ali isto tako i promjenu filozofije na čišću energiju te uvažavanje socijalnog aspekta (prvenstveno kroz potrebe restrukturiranja sektora uglja). Troškovno optimiran scenarij ne zahtijeva progresivniju promjenu filozofije u kontekstu dekarbonizacije, dok se izgradnja novih objekata pomiče nakon 2024/2025. godine ostavljajući dodatno vremena za pripremu i izgradnju projekata.

ablica 5.2.10 Kriterij i kvalitativan sažetak scenarija razvoja proizvodnog miksa električne energije Federacije Bosne i Hercegovine

Ključni faktori scenarija	Kriterij	Scenarij radnih skupina entiteta		Indikativni plan (IP)	Troškovno optimiran IP	Blaži obnovljivi scenarij s EE
		Bez limita izvoza	Limit izvoza 30%			
Cjenovna konkurentnost	• Kretanje prosječne cijene proizvodnog miksa u odnosu na HUPX (40-45 EUR/MWh)	●	○	●	●	●
Sigurnost snabdijevanja	• U periodu do 2035. godine scenarij ostvaruje kumulativni suficit proizvodnje električne energije	●	●	●	●	●
Izvozni potencijal	• Nastavak trenda izvoza sukladno prosjeku posljednjih 5 godina (% ukupne potrošnje)	●	●	●	●	●
Ograničenja emisija SO ₂ , NO _x i čvrstih čestica	• Smanjenje ukupnih emisija i doprinos smanjenju emisija sukladno Nacionalnom planu smanjenja emisija za BiH 2018-2027 kao obaveza Energetske Zajednice	●	●	●	○	●
Ograničenja CO ₂ emisija	• Doprinos smanjenju CO ₂ emisija na nivou BiH sukladno INDC (do +18% razina CO ₂ u odnosu na 1990. godinu)	○	●	○	●	●
Udio OIE-a u instaliranoj snazi	• Pozitivan trend rasta udjela OIE-a u ukupnoj instaliranoj snazi u odnosu na 2016 (49%)	●	●	●	●	●
Implementacija novih projekata	• Jednostavnost implementacije u kontekstu postojećih finansijskih kapaciteta, socijalnog aspekta i dinamike	○	○	○	●	●

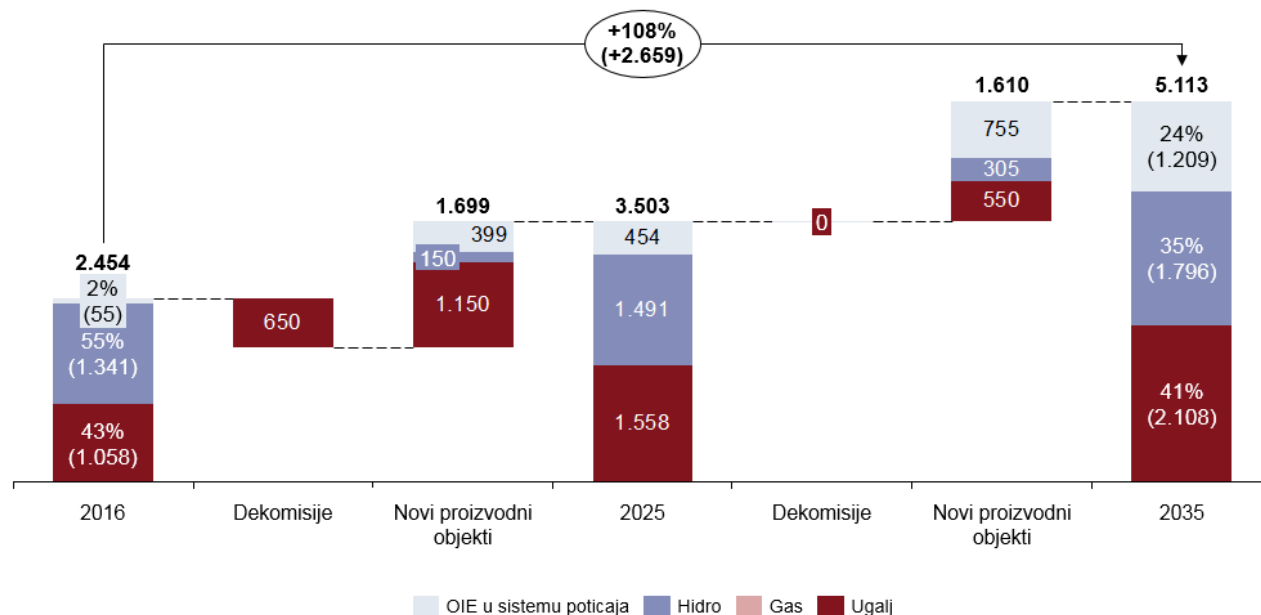
Ispunjenje kriterija ○ Nisko ● Visoko

Izvor: World Bank Bosnia and Herzegovina Power Sector Note 2016, Radne skupine entiteta, analiza Projektnog tima

5.2.8.3 Scenarij Radnih skupina entiteta

U 2016. godini ukupna instalirana snaga kapaciteta iznosi 2.454 MW, od čega 55 % čine hidrokapaciteti, a 43 % kapaciteti na uglj. Prema ovom scenariju, do 2035. godine je planiran porast instalirane snage za 108 %, odnosno u rad će biti pušteni novi objekti, uz dekomisije, ukupne snage od 2.659 MW. Polovica planiranih objekata će biti puštena u rad do 2025. godine, ukupne snage 1.699 MW, dok će se u tom istom periodu dekomisionirati 650 MW. U periodu od 2025. do 2035. godine će u rad biti pušteno još 1.610 MW kapaciteta. Očekuje se porast ukupnog udjela hidroelektrana i elektrana na OIE koje ulaze u sistem poticaja, s 57 % na 59 % (Slika 5.2.34).

Slika 5.2.34 Instalirani kapacitet po tehnologiji u MW, 2016-2035. godine (entitetski scenarij)



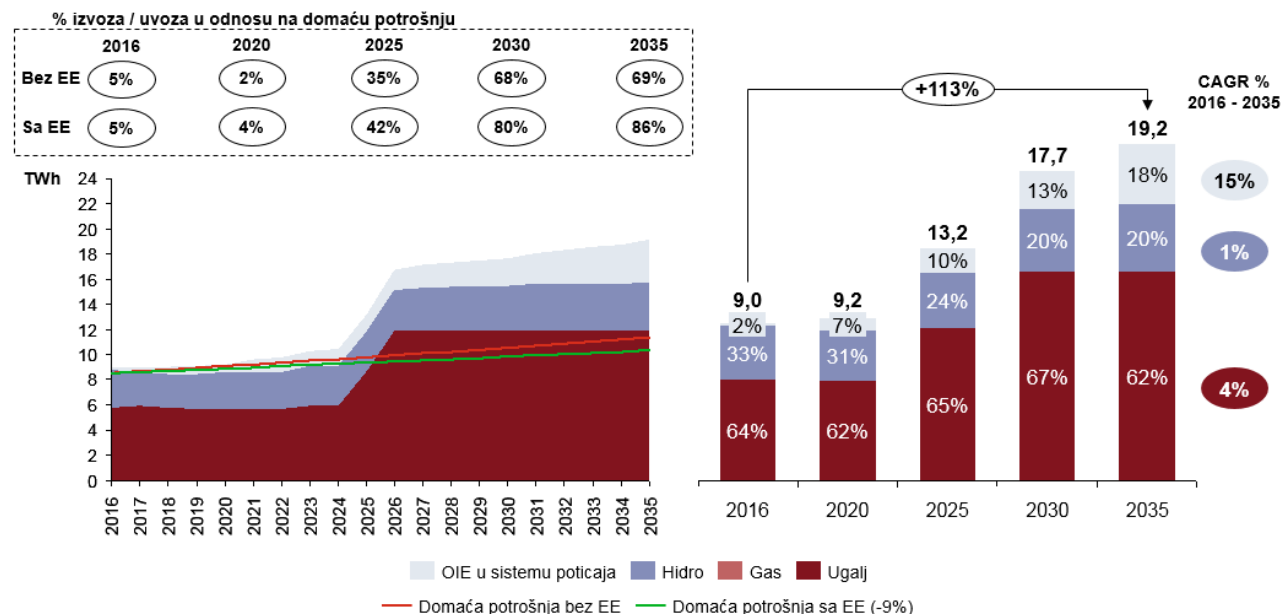
Izvor: analiza Projektnog tima, Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine

Za scenarij Radne skupine su napravljene dvije verzije scenarija:

- za proizvodnju bez izvoznog limita,
- za proizvodnju s izvoznim limitom od 30 % iznad domaće potrošnje s prvenstvom ulaska HE i OIE-a.

U verziji u kojoj nema izvoznog limita, novih 2.659 MW instaliranih kapaciteta bi u 2035. godini dovelo do ~113 % veće proizvodnje električne energije nego što je bila u 2016. godini, te bi se tako osigurao visoki izvozni potencijal. U tom bi slučaju suficit bio oko 69 % potrošnje, ukoliko se ne koriste mjere energetske efikasnosti, ili 86 % s korištenjem mjera energetske efikasnosti. U narednim godinama bi se zadržao gotovo isti udio proizvodnje iz uglja (~ 62 %), dok bi se udio proizvodnje iz OIE-a u sistemu poticaja znatno povećao (s 2 % u 2016. godini na 18 % u 2035. godini) (Slika 5.2.35).

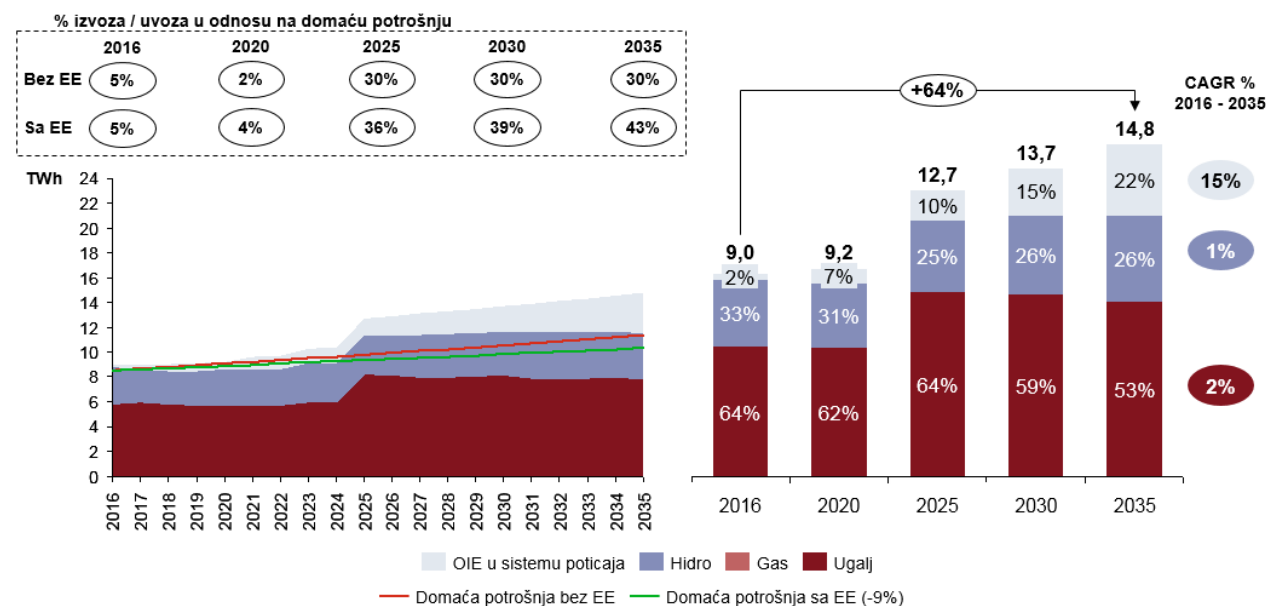
Slika 5.2.35 Kretanje proizvodnje električne energije bez izvoznog limita u TWh, 2016–2035. godine (entitetski scenarij)



Izvor: analiza Projektnog tima, Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine

Za drugu verziju scenarija, postavljen je izvozni limit na 30 % iznad domaće potrošnje za TE, a prvenstvo ulaska proizvodnje imaju hidroelektrane i druge OIE elektrane. U ovom slučaju, iznos proizvodnje bi bio 64 % veći u 2035. godini u odnosu na 2016. Suficit bi tada, bez korištenja mjera energetske efikasnosti iznosio 30 %, a s mjerama 43 % u 2035. godini (Slika 5.2.36).

Slika 5.2.36 Kretanje proizvodnje električne energije s izvoznim limitom u TWh, 2016–2035. godine (entitetski scenarij)

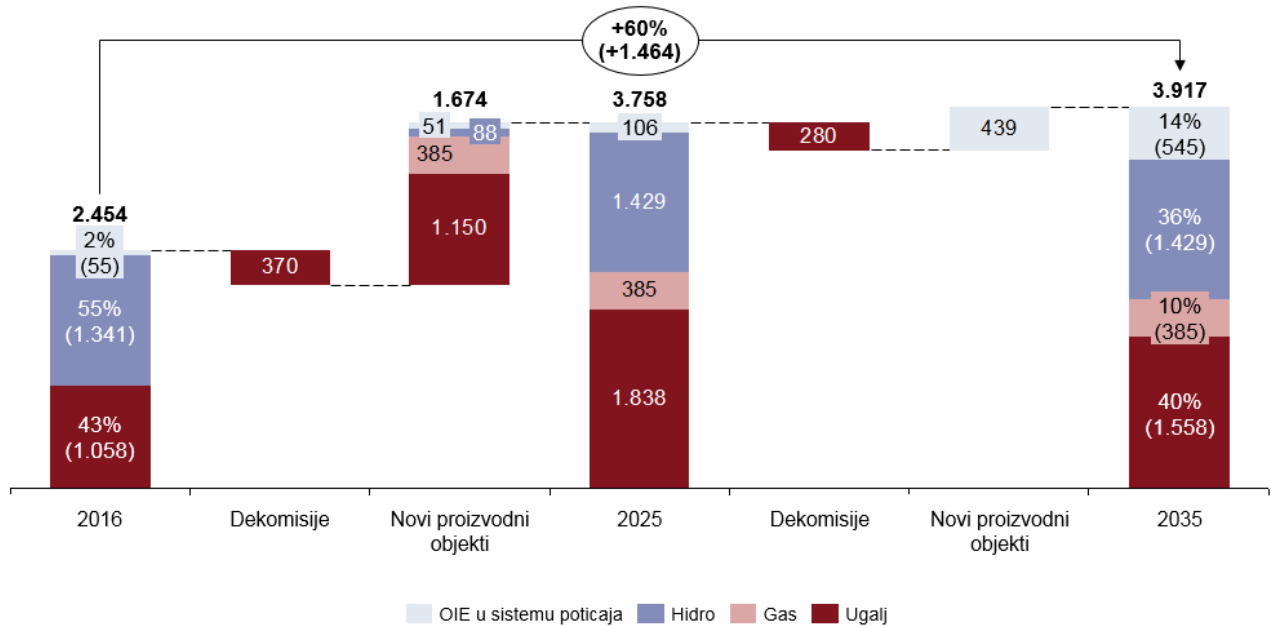


Izvor: analiza Projektnog tima, Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine

5.2.8.4 Indikativni plan (IP) scenarij

Prilagođen indikativni plan razvoja prema NOSBiH-u predviđa rast ukupnih instaliranih kapaciteta kao i udjela obnovljivih izvora energije. Prema planu do 2025. godine se planira instalirati 1.674 MW novih kapaciteta. Većina instaliranih kapaciteta će biti na uglj, ali će se instalirati i 385 MW kapaciteta na gas (TE-TO Zenica). Nakon 2025. godine se očekuje dekomisija objekata Tuzla 5 i Kakanj 6, dok će u pogon biti pušteno još dodatnih 439 MW iz obnovljivih izvora energije. U 2035. godini bi time iznos instaliranih kapaciteta iznosio 3.917 MW, te će se u odnosu na 2016. godinu ostvariti rast od 60 %. Udio velikih hidroelektrana će se relativno smanjiti, s postojećih 55 % na 36 %, no udio elektrana na ostale obnovljive izvore će se značajno povećati, s 2 % na 14 % (Slika 5.2.37).

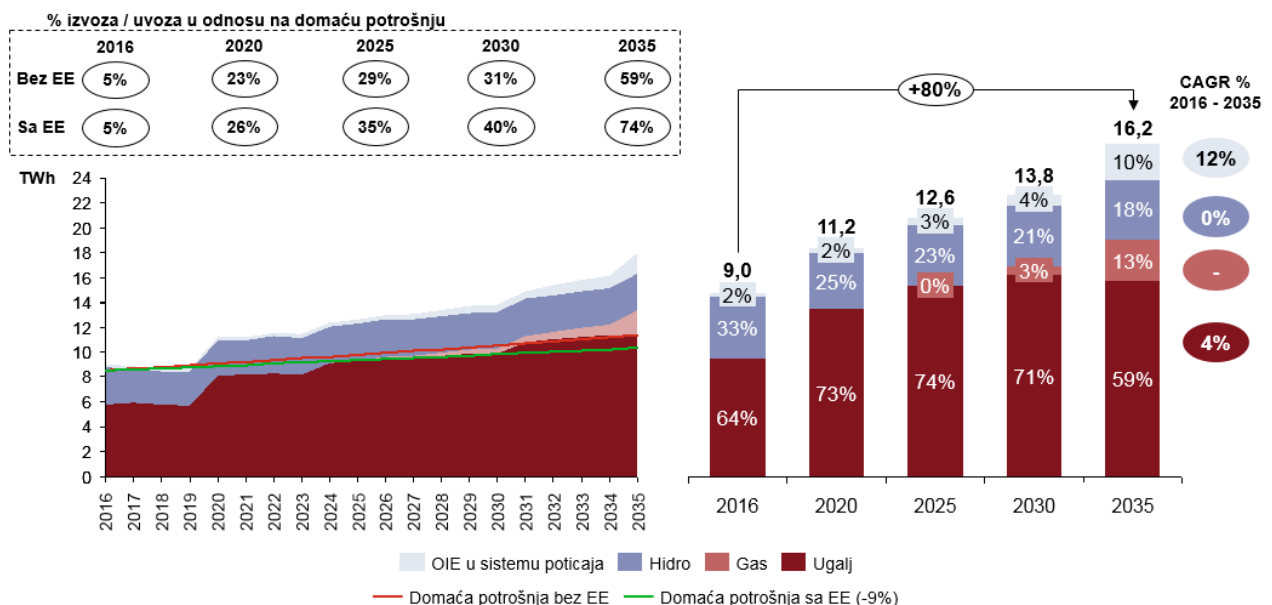
Slika 5.2.37 Instalirani kapaciteti po tehnologiji u MW, 2016–2035. godine (IP scenarij)



Izvor: World Bank – Power Sector Note 2016, NOSBiH-ov indikativni plan 2016–2027, analiza Projektnog tima

U terminima proizvodnje, predviđen je rast do 2035. godine od 80 %, što znači da bi 2035. godine iznos proizvedene električne energije bio 16,2 TWh. Termoelektreane bi i dalje dominirale, s udjelom od 59 % za uglj i 13 % za gas, dok bi elektrane na obnovljive izvore energije (činile 28 %). Suficit bi u ovom scenariju bio prisutan, u iznosu od 59 % u slučaju nekorisćenja mjera EE, a ukoliko se one koriste 74 % domaće potrošnje (Slika 5.2.38).

Slika 5.2.38 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016–2035. godine (IP scenarij)

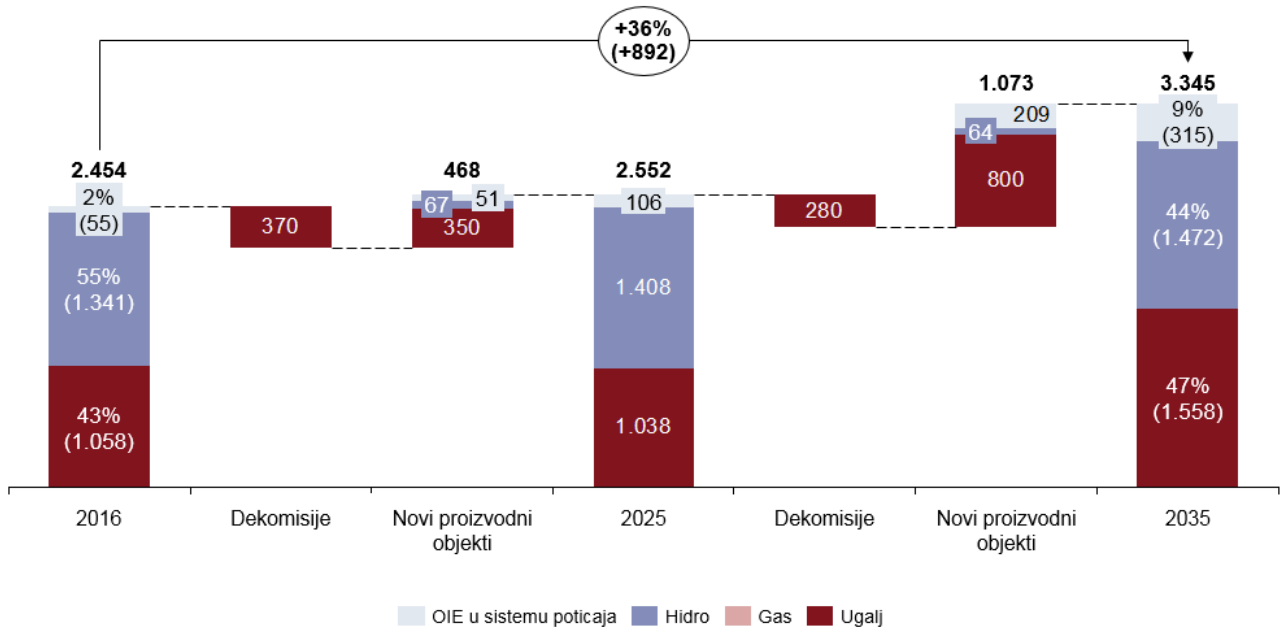


Izvor: World Bank – Power Sector Note 2016, analiza Projektnog tima

5.2.8.5 Troškovno optimirani IP scenarij

Prema troškovno optimiranom IP scenariju, do 2025. godine će u pogon biti pušteno 468 MW novih kapaciteta, a izvršit će se dekomisija 370 MW. Scenarij karakterizira izgradnja i puštanje u pogon većine novih TE na uglj iza 2025. godine, ukupne snage 800 MW. U tom će periodu u pogon biti pušteno i oko 270 MW kapaciteta iz OIE-a i HE. Ukupna instalirana snaga 2035. godine bi, u tom slučaju, iznosila 3.345 MW, te će u odnosu na 2016. godinu doći do neto rasta snage od 36 % (Slika 5.2.12).

Slika 5.2.39 Instalirani kapaciteti po tehnologiji u MW, 2016–2035. godine (troškovno optimiran IP scenarij)

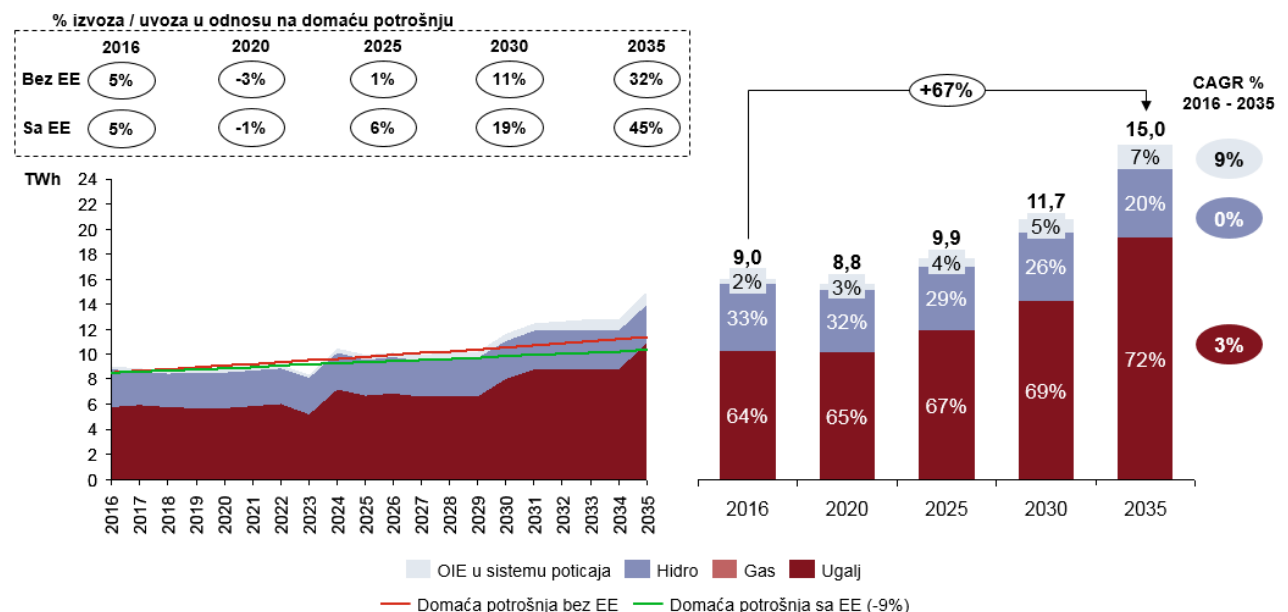


Izvor: World Bank – Power Sector Note 2016, analiza Projektnog tima

S obzirom na porast instaliranih kapaciteta, doći će i do povećanja proizvodnje. Međutim, zbog pomicanja perioda puštanja u rad termoelektrana na uglj nakon 2025. godine, iznos proizvodnje će do 2030. godine ostati na sličnim nivoima kao u 2016. godini. Nakon puštanja TE u pogon, proizvodnja bi prema planu trebala narasti na 15 TWh. Ugalj bi dominirao proizvodnjom, s više od 70 % udjela.

U ovom scenariju, suficit bi također trebao ostati na današnjim nivoima sve do 2030. godine, nakon čega bi se trebao postepeno povećavati (Slika 5.2.40).

Slika 5.2.40 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016–2035. godine (troškovno optimiran IP scenarij)

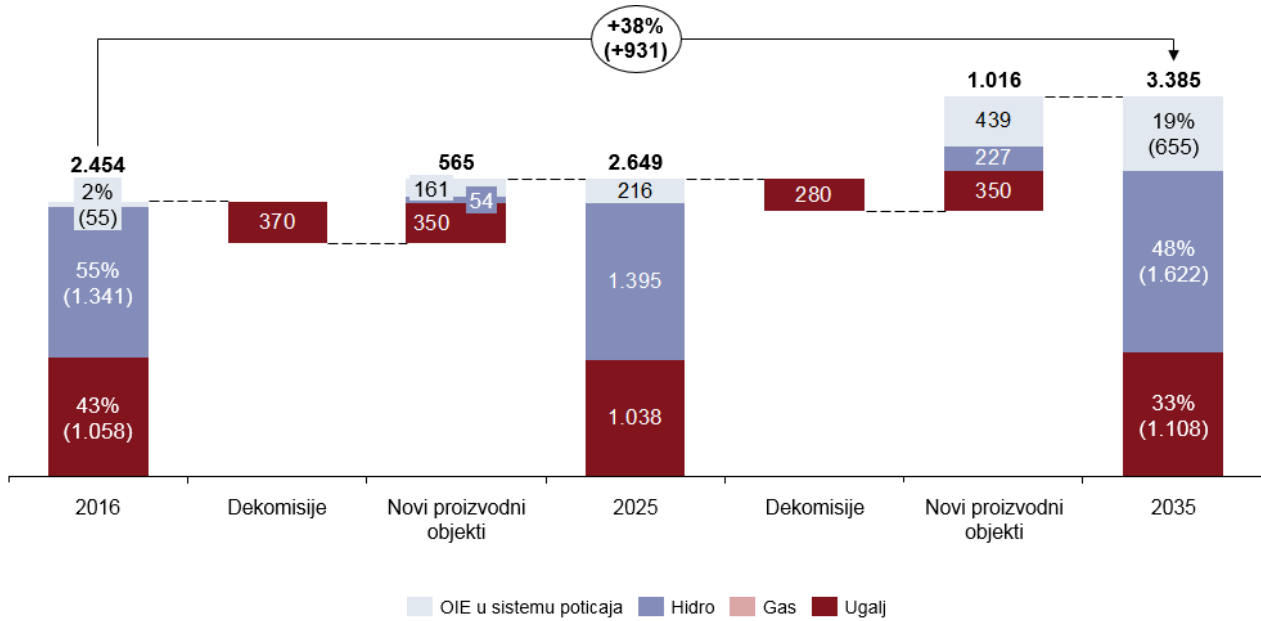


Izvor: World Bank – Power Sector Note 2016, analiza Projektnog tima

5.2.8.6 Blaži obnovljivi scenarij s energetsom efikasnosti

Ovaj scenarij mijenja strukturu proizvodnog portfolija u odnosu na prethodno navedene scenarije, na način da se značajnije promoviraju obnovljivi izvori energije. Shodno tome će se povećati udio ukupnih obnovljivih izvora energije u ukupnim instaliranim kapacitetima. Do 2035. godine se očekuje povećanje instaliranih kapaciteta od 38 %. Prema planu, u pogon će do 2035. godine biti pušteno ~280 MW kapaciteta velikih hidroelektrana i ~ 600 MW iz obnovljivih izvora energije. S druge strane, s radom će prestati termoelektreane na uglj uкупne snage 650 MW, dok će se izgraditi novih 700 MW. Udio ukupnih obnovljivih izvora energije će se povećati na 67 % od ukupne instalirane snage (Slika 5.2.41).

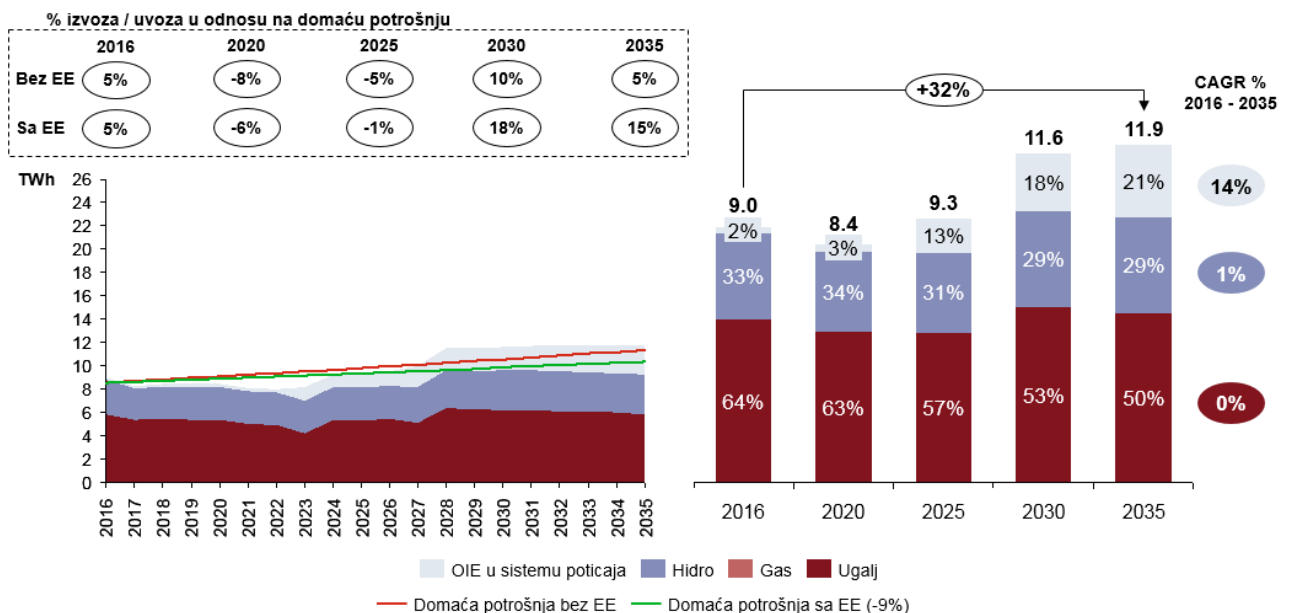
Slika 5.2.41 Instalirani kapaciteti po tehnologiji u MW, 2016–2035. godine (blaži obnovljivi scenarij s EE-om)



Izvor: World Bank – Power Sector Note 2016, analiza Projektnog tima

Prema blago obnovljivom scenariju, proizvodnja će se povećati za oko 3 TWh, te će u 2035. godini iznositi 11,9 TWh. Udio termoelektreane bi se po planu trebao blago smanjiti na 50 %, što i dalje predstavlja relativno visoku ulogu termosektora. Trend razvoja proizvodnog miksa bi se razvijao sličnom dinamikom kao i očekivani rast potrošnje, te bi scenarij i dalje zadovoljavao visoku sigurnost snabdijevanja domaćeg konzuma na sličnim nivoima kao danas. U pogledu ostvarenja izvoznog potencijala, za očekivati je da bi se suficit tj. deficit trebao kretati na sličnim današnjim nivoima od -8 % do 10 %, dok bi se u slučaju korištenja mjera EE-a kretao od -6 % do 15 % u posmatranom periodu. (Slika 5.2.42).

Slika 5.2.42 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016–2035. godine (blaži obnovljivi scenarij s EE-om)



Izvor: World Bank – Power Sector Note 2016, analiza Projektnog tima

5.2.8.7 Sažetak scenarija

U nastavku je dat sažetak rezultata indikativnih scenarija koji daju jasne implikacije i ključne efekte razvoja proizvodnog miksa na strateškom nivou. Na kreatorima energetske politike Federacije Bosne i Hercegovine je odluka u kojem smjeru se želi pozicionirati u narednih 25 godina. Bitno je da se prilikom strateškog planiranja sagledavaju sveobuhvatno svi rizici i prednosti pojedinih smjerova i opcija za Federaciju Bosne i Hercegovine.

Najveća kapitalna investicija je procijenjena za entitetski scenarij i iznosi od 4,9 do 6 milijardi eura, dok je za ostale scenarije iznos kapitalne investicije otprilike duplo manji. Zbog vrlo progresivnog plana ulaganja, za očekivati je da će se najveća količina električne energije proizvesti u entitetskom scenariju uz osiguravanje izuzetno visokog izvoznog potencijala, te relativno prihvatljivu cijenu koja je na gornjoj granici s cijenama na berzi. Međutim, ukoliko se uzme u obzir i izvozni limit na termosektor, došlo bi do najveće proizvodne cijene od 51–56 EUR/MWh. Ostali scenariji također imaju relativno prihvatljive cijene, s time da se najniži cjenovni raspon predviđa u troškovno optimiranom scenariju od 43–47 EUR/MWh. Kao što je već spomenuto u pojedinačnim analizama, u svim scenarijima bi se zadovoljila domaća potrošnja na visokom nivou. Navedeno se posebno odnosi na entitetski scenarij i Indikativni plan (IP) u kojem bi se ostvario i solidan suficit za izvoz, a koji bi se kumulativno kretao 40–50 % za entitetski scenarij i 20–40 % domaće potrošnje za Indikativni plan (IP). Za troškovno optimiran scenarij i blago obnovljivi scenarij s EE-om, suficit bi se u kumulativu kretao 5–10 % domaće potrošnje, međutim u određenim periodima se očekuje određeni deficit. Naročito se to odnosi na period do 2025. godine. Gledajući OIE u instaliranim kapacitetima, veći udio OIE-a i hidrokapaciteta se predviđa za sve scenarije u odnosu na danas (57–62 %), osim za Indikativni plan u kojem bi udio hidro i OIE-a iznosio u prosjeku 46 %. Nadalje, u blažem obnovljivom scenariju se ostvaruje visoki udio proizvodnje el. energije hidro i OIE postrojenja, od 43 do 50 % u ukupnoj proizvodnji s obzirom na to da scenarij predviđa konzervativniju izgradnju novih termo-kapaciteta i perioda realizacije. Slična situacija je i kod entitetskog scenarija s izvoznim limitom (41–50 % u ukupnoj proizvodnji), ali zbog niže utilizacije termosektora što cijenu posljedično čini većom. Svi scenariji, pa čak i blago obnovljiv scenarij, naglašavaju i dalje važnost uglja kao energenta u proizvodnji električne energije. S obzirom na najveća kapitalna ulaganja u termosektor, predviđa se da će se najviše uglja potrošiti u entitetskom scenariju bez izvoznog limita (140–152 miliona tona uglja) i Indikativnom planu (140–154 miliona tona) u posmatranom periodu. Iako se najmanje uglja očekuje u blago obnovljivom scenariju s procijenjenom kumulativnom potrošnjom ~80–91 miliona tona, ugljalj i dalje ima relativno važnu ulogu u proizvodnom miksu električne energije (Tablica 5.2.11).

Tablica 5.2.11 Ključni efekti scenarija razvoja proizvodnog miksa električne energije, 2016–2035. godine

	CAPEX interval novih objekata ¹³ (mlrd. EUR)	Prosječna proizvodna cijena bez CO ₂ (EUR/MWh) ¹⁴	Kumulativna proizvodnja (TWh)	Kumulativni izvoz kao % domaće potrošnje	Prosječni % OIE-a u instaliranoj snazi	Prosječni % OIE-a u ukupnoj proizvodnji/potrošnji ¹⁵	Kumulativna potrošnja uglja (mil. tona)
Entitetski scenarij (bez limita izvoza)	4,9–6,0	47–52	260–310	40 % – 50 %	57 %	36 % – 40 %	140–152
Entitetski scenarij (s limitom izvoza)	4,9–6,0	51–56	220–270	18 % – 30 %	57 %	41 % – 50 %	110–120
Indikativni plan (IP)	2,8–3,5	48–53	230–280	20 % – 40 %	46 %	28 % – 40 %	140–154
Troškovno optimiran IP	2,4–2,9	43–47	190–230	5 % – 10 %	60 %	33 % – 40 %	110–121
Blaži obnovljivi scenarij s EE	2,1–2,6	45–49	180–220	5 % – 10 %	62 %	43 % – 50 %	80–91

Izvor: World Bank – Power Sector Note 2016, Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, analiza Projektnog tima

¹³ Odnosi se na procijenjenu ukupnu kapitalnu investiciju novih projekata koji počinju s radom u posmatranom periodu

¹⁴ CAPEX i OPEX se baziraju na temelju poređenja s dobrim industrijskim praksama

¹⁵ Ukoliko je u strukturi izvoza jednak udio proizvedene električne energije iz svih izvora

5.2.8.8 Popis potencijalnih kandidata-projekata novih objekata

U nastavku je je dat popis ključnih (potencijalnih) budućih proizvodnih objekata te njihove indikativne tehničke karakteristike¹⁶, koje služe kao potencijalna lista planiranih većih proizvodnih objekata. Realizaciju potencijalnih novih projekata je potrebno planirati i realizirati u skladu s donesenim i budućim Akcionim planovima, EU/EZ obavezama i dugoročnoj održivosti za Federaciju Bosne i Hercegovine (Tablica 5.2.12).

Tablica 5.2.12 Popis potencijalnih novih većih objekata u Federaciji Bosne i Hercegovine

#	Vrsta	Objekat	Instalirana snaga (MW)	Planska proizvodnja (GWh/god.)	Indikativan CAPEX (mil. EUR)	Indikativni period godine ulaska
1	Ugalj	TE Tuzla 7	450	2.650	820	2020–2035
2	Ugalj	TE Kakanj 8	350	2.000	520	2024–2028
3	Ugalj	TE Banovići	350	2.200	525	2020–2030
4	Ugalj	RiTE Kongora	2x275	3.000	1.100	2025–2035
5	Gas	TE-TO Zenica	385	3.250	380	2020–2035
6	Hidro	HE Vranduk	20	95	70	2019–2023
7	Hidro	HE Ustikolina	59	240	90	2022–2030
8	Hidro	HE Glavatićevo	28	100	60	2030–2034
9	Hidro	HE Han Skela	12	50,78	29	2022–2028
10	Hidro	HE Vrletna Kosa	11,2	22,54	6,93	2022–2028
11	Hidro	HE Bjelimići	100	220	140	2023–2035
12	Hidro	HE Janjći	13	80	55	2021–2028
13	Hidro	HE Kovanići	10	45	40	2025–2028
14	Hidro	HE Babino Selo	5	25	30	2023–2026
15	Hidro	HE Neretvica I	9	40	20	2017–2019
16	Hidro	HE Neretvica II	15	50	30	2023–2025
17	Hidro	HE Una Kostela	6	20	12	2018–2020
18	Hidro	CHE Vrilo	66	196,13	89,11	2020–2023
19	Hidro	CHE Kablič	52	73,13	58,42	2020–2027
20	Hidro	HE Ugar Ušće	11,6	33,19	12,87	2020–2023
21	Hidro	HE Ivik	11,1	21,88	6,93	2020–2026
22	Hidro	Male HE na Cetini	13,1	32,68	23,37	2024–2035
23	Biomasa	CHP termoelektrana ¹	110 ²	800	140	2022–2024
24	Vjetar	VE Mesihovina	50,6	165,17	81	2017–2018
25	Vjetar	VE Poklečani	72	258,6	108	2020–2025
26	Vjetar	VE Velika Vlajna	32	89,36	52,72	2023–2028
27	Vjetar	VE Borova Glava	52	149,62	78	2026–2030
28	Vjetar	VE Podveležje	48	120	70	2018–2019
29	Vjetar	VE Vlašić	48	120	70	2021–2025
30	Vjetar	VE Bitovinja	54	145	80	2027–2035
31	Vjetar	VE Zukića Kosa	15	35	25	2028–2035
32	Vjetar	VE Medveđak	40	95	60	2031–2035+
33	Vjetar	VE Rostovo	20	50	30	2033–2035+
34	Vjetar	VE Borisavac	48	115	70	2035–2035+

Napomena: Sve ostale vrste tehnologija u sklopu OIE-a su prikazane kao indikativni ciljevi do 2035. godine u poglavlju „Obnovljivi izvori energije“, rijeka Ugar je na liniji razgraničenja između entiteta

1) Planska CHP termoelektrana je moguća opcija u sklopu toplinarstva, ali i proizvodnje el. energije u blago obnovljivom scenariju s obzirom na dekomisije postojećih blokova, 2) 110MWe + maksimalno 240MWt;.

Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, analiza Projektnog tima

¹⁶Navedeni parametri se mogu mijenjati, te je njihova daljnja razrada predmet dodatnih tehničkih studija i dokumenata

5.2.8.9 Indikativna (alternativna) opcija – kogeneracijski scenarij

U nastavku je data indikativna analiza i komentar na alternativan pristup postizanja snažno obnovljivog scenarija, baziranog na ideji intenzivnog korištenja kogeneracijskih postrojenja na biomasu (i *dual-fuel*), koja bi dominantno zamijenila postojeće termoelektrane na uglj. Opcije odabira kogeneracijskih projekata bi zadovoljile većinske potrebe u elektroenergetskom sistemu i toplinarstvu, no zahtijevale bi istodobno velike promjene u samoj provedbi. Međutim, u skladu s EU trendovima (npr. Zimski paket), komplementarnim prirodnim resursima koje posjeduje Bosna i Hercegovina, te ostalim prednostima koje donosi kogeneracijska tehnologija, potrebno je razmotriti i shodno daljnjim analizama uključiti pojedine projekte. Navedeni scenarij nije detaljnije razrađen po uzoru na ostale scenarije, već je razrađen kvalitativno i kvantitativno na višem nivou. Kogeneracijski obnovljivi scenarij zahtijeva vrlo kompleksnu implementaciju i brojne uslove koji bi se trebali zadovoljiti da bi scenarij bio dugoročno održiv. Cilj navedenog scenarija, koji teži prema potpunom dekarbonizaciji energetskog sistema, je prikazati opciju koja može biti, ako ne dominantna, barem dio budućeg promišljanja razvoja proizvodnog miksa Federacije Bosne i Hercegovine sistemima koje kao energent koriste uglj. Prema Evropskoj direktivi o energetske efikasnosti, države moraju procijeniti potencijal kogeneracije električne i toplinske energije, daljinskog grijanja i hlađenja. Efikasna kogeneracija uslovljava da je lokacija postrojenja u neposrednoj blizini područja na kojem se konzumira proizvedena toplotna energija. Također, cijena izgradnje objekata mora biti minimalna pa se nameće korištenje postojećih toplinarskih objekata. Imajući u vidu malu gustoću naseljenosti i mali broj urbanih centara, mogućnost efikasnog uvođenja kogeneracije na biomasu postoji u gradovima Tuzli i Kaknju. Za navedene gradove procijenjena je potrebna količina goriva na godišnjem nivou ukoliko se izgrade već provjereni blokovi s električnim kapacitetom od 160 MWe i toplotnim kapacitetom od 240 MWt (Tablica 5.2.13). U gradu Tuzli predviđena su 1–2 bloka s navedenim kapacitetom, te u gradu Kaknju 2–3 bloka s navedenim kapacitetom.

Tablica 5.2.13 Potrebna količina goriva za optimalni portfolio termoelektrana-toplana (indikativno)

Objekat	Električni kapacitet (MWe)	Toplotni kapacitet (MWt)	Maksimalna godišnja proizvodnja električne energije (GWhe)	Maksimalna potrebna količina goriva (GWhf)
Tuzla	160-320	480	2.400	6.000
Kakanj	320-480	720	3.600	9.000
Ukupno	480-800	1.200	6.000	15.000

Izvor: analiza Projektnog tima

U slučaju Tuzle projektiranje i gradnja kogeneracijskog postrojenja može početi odmah, što bi osiguralo ulazak u pogon prvog bloka krajem 2022, te eventualnog drugog bloka krajem 2023. godine. Tokom perioda izgradnje navedenog postrojenja potrebno je izgraditi i razviti toplinsku mrežu. Postoji mogućnost širenja i modernizacije mreže u gradu Tuzli ali također i povezivanje naselja Lukavac, Živinice i ostalih okolnih naselja. Izgradnjom novih blokova na biomasu u Kaknju također se podrazumijeva širenje i modernizacija toplinske mreže u gradu Kakanj, ali također i povezivanje grada Zenice i okolnih naselja. Za navedeno područje potrebno je izgraditi dva bloka na biomasu na području TE Kakanj, predviđeno je da projektiranje i izgradnja blokova može početi odmah te bi prvi blok ušao u pogon 2022. godine a drugi blok 2023. godine. Postoji mogućnost povezivanja grada Sarajeva magistralnim vrelovodom, te je u tom slučaju potrebno izgraditi i treći blok na biomasu na području današnje TE Kakanj. Problem izgradnje navedenog bloka je nedostatak prostora na sadašnjem području termoelektrane, pa bi se prvo morali ukloniti stari blokovi kako bi se mogao izgraditi novi blok na biomasu. Predviđeni period za realizaciju ovoga projekta je kraj 2026. godine, što odgovara dinamici širenja toplinske mreže. Prema električnom i toplotnom kapacitetu postrojenja za kogeneraciju i prema veličini tržišta, napravljena je procjena očekivane proizvodnje električne i toplotne energije (Tablica 5.2.14). Uz potrošnju toplinske energije od strane fizičkih i pravnih lica za grijanje prostorija i pripremu tople vode, toplotna energija se može koristiti za sušenje biomase čime joj se povećava kvalitet i efikasnost korištenja.

Tablica 5.2.14: Predviđena proizvodnja električne i toplinske energije (indikativno)

Objekat	Očekivana proizvodnja električne energije (GWhe/god.)	Očekivana proizvodnja komercijalne toplinske energije (GWht/god.)	Očekivana proizvodnja toplinske energije za sušenje biomase (GWht/god.)
Tuzla B1	2.200	1.000	192
Tuzla B2			192
Kakanj B1	1.100	530	192
Kakanj B1	1.100	530	192
Kakanj B1	1.100	530	192
Ukupno	5.500	2.590	960

Izvor: analiza Projektnog tima

Kogeneracijski obnovljivi scenarij zamjenjuje proizvodnju električne energije i toplotne energije iz uglja proizvodnjom iz biomase koja se smatra „ugljično neutralnim“ izvorom. Prelaskom na biomasu kompletno se eliminiraju emisije CO₂ zbog sagorijevanja uglja. Uz emisije zbog sagorijevanja uglja za proizvodnju energije, ujedno se eliminiraju emisije CO₂ iz transportnih goriva koja se koriste u rudnicima uglja, ali se povećavaju emisije iz sagorijevanja goriva za šumske radove i transport biomase. Imajući u vidu da je u slučaju biomase količina transportiranog materijala oko 6 puta manja, ali je udaljenost transporta nešto veća, uz poboljšanu efikasnost motora s unutrašnjim sagorijevanjem i elektrifikaciju dijela transporta, emisije zbog sagorijevanja goriva u transportu se mogu smatrati ekvivalentne. U Federaciji Bosne i Hercegovine postoji potencijal pošumljavanja oko 66.000 ha devastiranih i opustošenih zemljišta. Pošumljavanjem navedenih područja topolom ostvaruje se sekvencijacija CO₂ oko 1,4 MtCO₂/god., u periodu od četiri godine. Tokom navedene 4 godine, prije prve sječe, ukupna sekvencijacija CO₂ iznosi oko 5,6 MtCO₂, nakon čega prestaje sekvencijacija i bilans CO₂ ostaje oko nule.

Razmatranim scenarijem se ostvaruje širenje toplinskih sistema na naselja u blizini predviđenih toplinskih sistema, čime se uvelike zamjenjuju neefikasni individualni sistemi grijanja znatno efikasnijim toplinskim sistemima.

5.2.9 Regulatorni i institucionalni okvir

5.2.9.1 Nivo Bosne i Hercegovine

Institucije na državnom nivou imaju nadležnost nad prijenosom električne energije. Prema odredbama Zakona o prijenosu, regulatoru i operateru sistema električne energije u Bosni i Hercegovini:

- Regulaciju vrši: Državna regulatorna komisija za električnu energiju
- Vođenje sistema vrši: Nezavisni operater sistema
- Upravljanje prijenosnom mrežom i sredstvima obavlja: *Elektroprijenos Bosne i Hercegovine*
- Kreiranje politike obavlja: Ministarstvo vanjske trgovine i ekonomskih odnosa.

5.2.9.1.1 Državna regulatorna komisija za električnu energiju (DERK)

DERK ima nadležnost i odgovornost nad prijenosom električne energije, operacijama prijenosnog sistema, međunarodnom trgovinom električnom energijom kao i nad pitanjem proizvodnje, distribucije i snabdijevanja kupaca električne energije u Brčko Distriktu Bosne i Hercegovine, a u skladu s međunarodnim normama i standardima Evropske unije.

Među nadležnosti i ovlaštenja DERK-a spadaju:

1. izdavanje, promjene, suspenzija, ukidanje i praćenje, te provođenje poštivanja licenci iz svoje jurisdikcije,
2. regulacija, odobravanje i nadzor tarifa i tarifnih metodologija za usluge prijenosa, pomoćne usluge i rad NOSBiH-a, te snabdijevanje kupaca električne energije u Brčko Distriktu Bosne i Hercegovine,
3. izdavanje pravila i propisa u okviru svoje nadležnosti, među koje spada i revizija i usvajanje tržišnih pravila i mrežnih kodeksa, te normi i uslova za priključak i pristup mrežama,
4. uspostavljanje, praćenje i provođenje pravila vezanih za fer i nediskriminirajući pristup trećih strana prijenosnoj mreži,
5. praćenje i provođenje uslova vezanih za međunarodnu trgovinu električnom energijom, posebno osiguravanje da su ispunjeni i ispoštovani međunarodni tehnički zahtjevi,
6. uspostavljanje, praćenje i provođenje standarda kvaliteta usluga prijenosa električne energije i pomoćnih usluga,
7. koordiniranje i odobravanje investicijskih planova kompanije za prijenos električne energije, uključujući planove vezane za prijenosnu mrežu i kvalitet usluga prijenosa električne energije,
8. praćenje djelotvornosti mehanizma i metoda kojima se osigurava ravnoteža između potražnje i ponude električne energije u sistemu,
9. zaštita potrošača, kojom se osigurava: pravedan i ravnopravan tretman, visokokvalitetne usluge, konkurencija i sprječavanje antikonkurencijskih aktivnosti,
10. rješavanje sporova među korisnicima sistema, u skladu s regulatornim ovlaštenjima i odnosnim državnim zakonima,
11. stvaranje i održavanje konkurentnih tržišta kada je to izvedivo, i prevencija protivkonkurentnog ponašanja,
12. odobravanje mehanizma rješavanja preopterećenosti kapaciteta sistema za prijenos električne energije,
13. reguliranje standarda usluga, kodeksa ponašanja i računovodstvenih zahtjeva vlasnika licenci,
14. izdavanje godišnjih izvještaja i drugih javnih informacija o DERK-u.

DERK, kao dokumente strateškog karaktera, odobrava Indikativni plan razvoja proizvodnje i Dugoročni plan razvoja prijenosne mreže u Bosni i Hercegovini, koji se izrađuju svake godine za desetogodišnji period. Indikativni plan informira sadašnje i buduće korisnike elektroenergetskog sistema o potrebama i postojećim projektima izgradnje novih proizvodnih kapaciteta. Dugoročni plan definira potrebna pojačanja postojećih i izgradnju novih objekata prijenosne mreže, obuhvaćajući i problematiku novih prekograničnih vodova.

Odluke i rješenja DERK-a su javne i objavljuju se u službenim glasilima Bosne i Hercegovine, Federacije Bosne i Hercegovine i Republike Srpske.

5.2.9.1.2 Nezavisni operater sistema u Bosni i Hercegovini (NOSBiH)

Zakonom o osnivanju nezavisnog operatera sistema u Bosni i Hercegovini uspostavljen je NOSBiH, čija je nadležnost i funkcija da upravlja sistemom prijenosa električne energije u Bosni i Hercegovini u svrhu osiguranja kontinuiranog snabdijevanja električnom energijom po definiranim standardima kvaliteta. NOSBiH je neprofitna kompanija Bosne i Hercegovine u vlasništvu entiteta Republike Srpske i Federacije Bosne i Hercegovine koja svoju djelatnost obavlja na cijeloj teritoriji Bosne i Hercegovine.

Među nadležnosti i ovlaštenja NOSBiH-a spadaju:

1. upravljanje radom svih visokonaponskih prijenosnih uređaja u Bosni i Hercegovini naponskog nivoa 110 kV ili više, osim što NOSBiH može dodijeliti ovlaštenje odgovarajućim stranama koje su uključene u aktivnosti prijenosa za upravljanje radom određenih visokonaponskih prijenosnih uređaja od kojih se ne zahtijeva omogućavanje slobodnog protoka električne energije iz značajnih energetskih izvora preko međusobno povezane prijenosne mreže,
2. izdavanje uputstava za dispečiranje proizvođačima i uvoznicima,
3. rukovođenje uređajima i sredstvima centralnog kontrolnog centra i bilo kojim sredstvima za daljinsku kontrolu,
4. rukovođenje balansnim tržištem,
5. nabavka pomoćnih usluga i pružanje sistemskih usluga,
6. pripremanje, modificiranje i primjena standarda pouzdanosti, tržišnih pravila i mrežnog kodeksa,
7. osiguravanje nediskriminatornog ponašanja prema korisnicima sistema ili klasama korisnika sistema,
8. razrada i distribucija faktura kao što je predviđeno Statutom za tarife NOSBiH-a koje su zasnovane na troškovima rada sistema NOSBiH-a, te za transakcije na balansnom tržištu,
9. koordinacija i odobravanje planiranih prekida snabdijevanja prijenosnih i proizvodnih postrojenja i koordiniranje i odobravanje promjene rasporeda prekida,
10. pregledanje, odobravanje, direktna revizija i objavljivanje dugoročnog plana razvoja prijenosa koji dostavi *Elektroprijenos*,
11. utvrđivanje indikativnog proizvodnog razvojnog plana s podacima dostavljenim od proizvođača, distributivnih kompanija i krajnjih korisnika koji su direktno povezani na prijenosni sistem,
12. uspostavljanje odgovarajuće poslovne politike i pravila o tretmanu povjerljivih informacija, što je predmet revizije DERK-a,
13. pripremanje godišnjih i tromjesečnih izvještaja o radu prijenosnog sistema i balansnom tržištu električne energije.

Mrežni kodeks, koji priprema i usvaja NOSBiH, a odobrava DERK:

- a) definira minimum tehničkih i operativnih zahtjeva za povezivanje u jedinstven elektroenergetski sistem direktno priključenih proizvodnih jedinica, direktno priključenih kupaca na prijenosnu mrežu i distributivnih sistema unutar Bosne i Hercegovine,
- b) utvrđuje operativne procedure i principe međusobnih odnosa NOSBiH-a, *Elektroprijenosa Bosne i Hercegovine* i korisnika prijenosne mreže u Bosni i Hercegovini i to u normalnim i poremećenim uslovima rada elektroenergetskog sistema (EES),
- c) ima za cilj da omogući razvoj, održavanje i upravljanje prijenosnom mrežom u skladu s pravilima ENTSO-E i pozitivnom evropskom praksom u ovoj oblasti,
- d) povezan i usklađen je s Tržišnim pravilima i odgovarajućim pravilnicima koji se odnose na priključak i korištenje prijenosne mreže Bosne i Hercegovine,
- e) pobliže definira nadležnost i ovlaštenje NOSBiH-a za obavljanje sljedećih aktivnosti:
 1. nadzor i upravljanje radom prijenosne mreže u Bosni i Hercegovini naponskog nivoa 400, 220 i 110 kV. Funkcije upravljanja pojedinim elementima prijenosne mreže, posebnim sporazumom, NOSBiH može prenijeti na *Elektroprijenos Bosne i Hercegovine*;
 2. daljinska kontrola uređajima koji su neophodni za upravljanje radom prijenosne mreže u realnom vremenu;
 3. daljinsko očitavanje mjernih uređaja neophodnih za upravljanje balansnim tržištem i poravnanjem;
 4. davanje uputa balansno odgovornim stranama u cilju postizanja planiranog programa razmjene i anuliranja debalansa;
 5. usklađivanje i odobravanje planiranih isključenja elemenata prijenosne mreže i proizvodnih objekata;
 6. odobravanje i kontrola tranzita preko prijenosne mreže uz uvažavanje tehničkih ograničenja;
 7. komunikacija, razmjena podataka i koordinacija svih aktivnosti s operaterima susjednih sistema, ENTSO-E kontrolnog bloka i ENTSO-E;
 8. pregledanje, odobravanje, direktna revizija i objavljivanje Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže;
 9. priprema, odnosno utvrđivanje Indikativnog plana razvoja proizvodnje;
 10. nabavka pomoćnih i pružanje sistemskih usluga.
- f) propisuje da je svaka aktivnost neposredno vezana za transformatore 110/x kV u nadležnosti *Elektroprijenosa Bosne i Hercegovine*,

- g) da NOSBiH i *Elektroprijenos Bosne i Hercegovine* sarađuju i koordiniraju aktivnosti u vezi sa svim pitanjima koja se odnose na primjenu i provođenje zakona i Mrežnog kodeksa, te ostalim pitanjima vezanim za efikasno funkcioniranje, održavanje, izgradnju i širenje prijenosne mreže,
- h) za sve tehničke uslove koji nisu eksplicitno definirani Mrežnim kodeksom, NOSBiH se može pozvati na međunarodne standarde i preporuke.

NOSBiH priprema i Tržišna pravila, koja odobrava DERK, a čiji su predmet ekonomski aspekti rada i upravljanja elektroenergetskim sistemom i koja, između ostalog, definiraju:

- ulogu, prava i obaveze učesnika na tržištu električne energije u Bosni i Hercegovini,
- način nominacije i renominacije dnevnih rasporeda te proceduru obavijesti o ugovorima,
- način obračuna injektirane i preuzete električne energije u mreži,
- balansnu odgovornost,
- tržišne aspekte nabavke, aktivacije i obračuna pomoćnih usluga,
- način određivanja cijena debalansa,
- obračun debalansa i troškova debalansa balansno odgovornih strana.

Osnovni cilj Tržišnih pravila je siguran i pouzdan pogon elektroenergetskog sistema Bosne i Hercegovine kroz efikasan i ekonomičan sistem pomoćnih usluga i balansnog tržišta te stvaranje uslova za daljnji razvoj veleprodajnog i maloprodajnog tržišta električne energije u Bosni i Hercegovini.

Osnovni principi Tržišnih pravila su:

- tržišni aspekt balansiranja elektroenergetskog sistema Bosne i Hercegovine i nabavke pomoćnih usluga,
- ravnopravan i nediskriminatoran tretman svih učesnika na tržištu,
- transparentnost.

NOSBiH-u je zabranjeno da se bavi na bilo koji način aktivnostima koje uključuju: proizvodnju, snabdijevanje, trgovinu ili distribuciju električne energije, ili bilo kojom drugom aktivnosti. Rad NOSBiH-a regulira DERK.

5.2.9.1.3 Elektroprijenos Bosne i Hercegovine

Parlamentarna skupština Bosne i Hercegovine je u martu 2002. godine usvojila Zakon o prijenosu, regulatoru i operateru sistema električne energije u Bosni i Hercegovini, s ciljem da se stvore uslovi za neograničenu i slobodnu trgovinu te kontinuirana opskrba električnom energijom. Zakonom o osnivanju kompanije za prijenos električne energije 2004. godine u Bosni i Hercegovini uspostavljen je *Elektroprijenos Bosne i Hercegovine a.d.*, Banja Luka, kompanija za prijenos električne energije. Elektroprijenos je nastao prijenosom sredstava, obaveza i vlasničkih prava nad imovinom neophodnom za prijenos električne energije i djelatnosti koje se odnose na prijenos, iz elektroprivrednih poduzeća u Bosni i Hercegovini. Elektroprijenos ima zakonski i prirodni monopol na tržištu, a njen rad regulira DERK. Djelatnost *Elektroprijenosa* je prijenos električne energije i sve djelatnosti u vezi s prijenosom električne energije, koje uključuju, ali se ne ograničavaju na prijenos električne energije, održavanje, izgradnju i proširenje elektroprijenosne mreže u Bosni i Hercegovini. Ciljevi definirani Zakonom o osnivanju Kompanije za prijenos električne energije u Bosni i Hercegovini su:

- osiguranje kontinuiranog snabdijevanja električnom energijom po definiranim standardima kvaliteta za dobrobit građana Bosne i Hercegovine,
- podrška stvaranju tržišta električne energije u Bosni i Hercegovini,
- integracija tržišta u regionalno tržište električne energije,
- regionalne razvojne aktivnosti u vezi s energijom.

Kako bi obavljao djelatnost prijenosa el. energije, *Elektroprijenos Bosne i Hercegovine* mora posjedovati licencu za obavljanje djelatnosti. U skladu s Uslovima korištenja licence za obavljanje djelatnosti prijenosa električne energije, *Elektroprijenos Bosne i Hercegovine* obavlja sljedeće:

- u skladu s Mrežnim kodeksom rukovodi, održava (uključujući popravke i zamjene ako je potrebno) i štiti svoju mrežu kako bi osigurao pouzdan i siguran prijenos električne energije, vodeći pri tom računa i o principu ekonomičnosti i produktivnosti u radu,
- planira proširenje i razvoj sistema da bi se zadovoljile potrebe potrošača, pri čemu usklađuje planiranje razvoja svoje mreže s drugim mrežama i susjednim sistemima,
- svake godine izrađuje dugoročni plan razvoja prijenosne mreže za period od 10 godina, koji obuhvaća i problematiku novih prekograničnih vodova; ovaj plan se dostavlja NOS-u Bosne i Hercegovine na pregled, odobrenje i direktnu reviziju; Plan revidiran od strane NOS-a Bosne i Hercegovine dostavlja se DERK-u na odobrenje, a nakon odobrenja DERK-a objavljuje ga NOS Bosne i Hercegovine,

- na osnovu dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže izrađuje godišnji investicijski plan i dostavi ga DERK-u na odobrenje do kraja novembra za narednu godinu,
- postrojenja i vodove projektira, gradi i koristi tako da efekat njihovog korištenja ne ugrožava zdravlje stanovništva odnosno područja, i koji će u najmanjoj mogućoj mjeri promijeniti prirodno okruženje i vrijednost pejzaža,
- poštuje pravila ili standarde vezane za zonu bezbiječnosti, u cilju zaštite objekata i opreme elektroprijenosa, te zaštite stanovništva,
- ne smije prestati obavljati ili izmijeniti licenciranu aktivnost ili bilo koje prijenosno sredstvo bez prethodnog odobrenja DERK-a,
- do kraja februara podnosi zahtjev za ažuriranje priloga Licence sa stanjem na dan 31. decembra prethodne godine, ukoliko je došlo do izmjene njihovog sadržaja; uz zahtjev za ažuriranje *Elektroprijenos Bosne i Hercegovine* prilaže upotrebnu dozvolu s pratećom dokumentacijom, kao i ažuriranu mapu elektroenergetskog sistema; o svim izmjenama Kompanija obavještava DERK i u vrijeme nastanka izmjene,
- na svojoj internet stranici omogućava pristup svim relevantnim podacima koji se odnose na njegovu djelatnost, a koje su potrebne učesnicima na tržištu ili su od javnog interesa,
- redovno izrađuje sve potrebne izvještaje i dostavlja ih DERK-u, a prema zahtjevima iz Licence
- u skladu s definiranim obavezama *Elektroprijenos BiH* provodi proceduru priključenja korisnika na prijenosnu mrežu. Procedura priključenja definirana je Mrežnim kodeksom i Pravilnikom o priključku,
- uvažavajući odredbe Pravilnika o priključku, Kompanija je u ranijem periodu izradila i usvojila dokumente neophodne za provođenje procedure priključenja korisnika na prijenosnu mrežu, koji su objavljeni i dostupni na web stranici Kompanije,
- s ciljem informiranja korisnika o statusu pojedinih zahtjeva, redovno se ažurira Lista – registar podnesenih zahtjeva korisnika za priključak na prijenosnu mrežu naponskog nivoa 110 kV, 220 kV i 400 kV, koja je raspoloživa na web stranici.

5.2.9.2 Regulatoriva u Federaciji Bosne i Hercegovine

Zakon o električnoj energiji Federacije Bosne i Hercegovine uređuje funkcioniranje elektroenergetskog sektora, elektroprivredne djelatnosti, razvoj tržišta električne energije, reguliranje tržišta, opće uslove za isporuku električne energije, planiranje i razvoj, izgradnju, rekonstrukciju i održavanje elektroenergetskih objekata, nadzor nad provođenjem zakona i druga pitanja od značaja za obavljanje elektroprivredne djelatnosti u Federaciji Bosne i Hercegovine.

Regulatorne djelatnosti u oblasti električne energije u Federaciji Bosne i Hercegovine obavlja Regulatorna komisija za energiju (FERK), koja ima sljedeće nadležnosti:

1. nadzor i reguliranje odnosa između proizvodnje, distribucije, snabdijevanja i kupaca električne energije, uključujući i trgovce električnom energijom,
2. nadzor tržišta električne energije,
3. donošenje metodologije i utvrđivanje tarifnih stavova, rokova i uslova za korištenje distributivnih sistema,
4. donošenje metodologije i kriterija za utvrđivanje cijena usluge javnog snabdjevača do potpunog otvaranja tržišta električne energije ili davanje saglasnosti na cijene usluge javnog snabdjevača nakon potpunog otvaranja tržišta električne energije,
5. donošenje metodologije za utvrđivanje naknade, rokova i uslova za priključak na distributivnu mrežu,
6. davanje saglasnosti na iznos naknada za priključak na distributivnu mrežu,
7. izdavanje, obnova, prijenos ili oduzimanje dozvola za proizvodnju, distribuciju, snabdijevanje, trgovinu električne energije i operatera za obnovljive izvore energije i kogeneracije,
8. izdavanje prethodne saglasnosti za izgradnju direktnih dalekovoda,
9. donošenje Općih uslova za isporuku električne energije i Mrežnih pravila distribucije,
10. donošenje metodologije o načinu utvrđivanja garantiranih otkupnih cijena električne energije iz postrojenja koja koriste obnovljive izvore i kogeneraciju,
11. utvrđivanje referentne cijene električne energije za postrojenja koja koriste obnovljive izvore i kogeneraciju,
12. propisivanje procedura i kriterija za odabir rezervnog snabdjevača, uključujući i vrijeme trajanja usluge rezervnog snabdjevača, te vrši nadzor nad primjenom cijene usluge rezervnog snabdjevača,
13. pokretanje postupka za izdavanje prekršajnih naloga,
14. donošenje metodologije za utvrđivanje količina i cijene za obračun električne energije po osnovu neovlaštene potrošnje.

Elektroprivrednim djelatnostima smatraju se:

- proizvodnja električne energije,
- distribucija električne energije,

- snabdijevanje električnom energijom i
- trgovina električnom energijom.

Elektroenergetski subjekt koji obavlja dvije ili više elektroprivrednih djelatnosti, ili uz elektroprivrednu djelatnost obavlja i drugu djelatnost, dužan je te djelatnosti obavljati funkcionalno razdvojeno. Funkcionalno razdvajanje je definirano članom 14 u Zakonu o električnoj energiji u Federaciji Bosne i Hercegovine te uključuje:

- 1) razdvajanje računa u internom računovodstvu vertikalno integriranog društva na način da:
 - a) odvojeno vodi poslovne knjige i računovodstvo za elektroprivredne djelatnosti proizvodnje, distribucije, snabdijevanja i trgovine električnom energijom,
 - b) odvojeno vodi poslovne knjige i računovodstvo za druge neelektroprivredne djelatnosti koje obavlja,
 - c) sačini i objavi odvojene finansijske izvještaje (bilans stanja, bilans uspjeha, izvještaj o novčanim tokovima) i druge izvještaje za svaku elektroprivrednu djelatnost i neelektroprivrednu djelatnost odvojeno, a u skladu s propisima kojima se uređuje računovodstvo i revizija.
- 2) razdvajanje poslovnog upravljanja s ciljem:
 - a) obezbjeđenja odvojenog poslovnog upravljanja različitim elektroprivrednim djelatnostima kojima se obezbjeđuje razdvojeno i nezavisno ostvarivanje međusobnih komercijalnih interesa,
 - b) obezbjeđenja uslova da lica koja su u upravljačkoj strukturi u jednoj elektroprivrednoj djelatnosti ne mogu biti članovi u upravljačkoj strukturi vertikalno integriranog društva,
 - c) obezbjeđenje uslova da lica zaposlena u jednoj elektroprivrednoj djelatnosti ne mogu obavljati poslove u drugoj elektroprivrednoj djelatnosti.

Elektroprivredne djelatnosti proizvodnje električne energije radi prodaje na tržištu i snabdijevanja električnom energijom kvalificiranih kupaca obavljaju se prema pravilima kojima se uređuju tržišni odnosi u kojima elektroprivredni subjekti slobodno dogovaraju količinu, cijenu i uslove isporuke električne energije, zaključenjem kratkoročnih i dugoročnih ugovora ili direktnim učešćem na organiziranom tržištu. Proizvodnja električne energije za nekvalificirane (tarifne) kupce i za kvalificirane kupce koji nisu odabrali snabdjevača na slobodnom tržištu, distribucija električne energije, kao i snabdijevanje električnom energijom obavljaju se u okviru vršenja obaveze javne usluge.

Distributivni sistem čine elektroenergetski objekti (postrojenja i vodovi) niskog i srednjeg napona putem kojih se vrši distribucija električne energije. Distributivni sistem mora biti dostupan svim korisnicima na objektivni, transparentan i nediskriminirajući način. Za pogon, upravljanje, održavanje, izgradnju i razvoj distributivnog sistema odgovoran je elektroenergetski subjekt koji posjeduje dozvolu/licencu za obavljanje djelatnosti distribucije: operater distributivnog sistema (ODS). ODS je dužan na objektivni, transparentan i nediskriminatoran način priključiti na svoje objekte sve zainteresirane kupce/proizvođače, ako za to postoje tehnički i energetske uslovi. Pogon i način vođenja distributivne mreže u elektroenergetskom sistemu uređuje se Mrežnim pravilima distribucije, koje na prijedlog ODS-a donosi FERK. Zakonom o električnoj energiji je također propisano da ODS koji je u sastavu vertikalno integriranog poduzeća, funkcioniра nezavisno u pogledu svog pravnog oblika, organizacije i donošenja odluka.

Općim uslovima za isporuku električne energije definiraju se energetske i tehničke uslovi, te ekonomski odnosi između proizvođača, distributera, snabdjevača, korisnika mreže i krajnjeg kupca električne energije, uključujući i podnosioca zahtjeva za dobijanje elektroenergetske saglasnosti. Opće uslove donosi FERK.

Snabdijevanje kvalificiranih kupaca električnom energijom je djelatnost u kojoj kvalificirani kupac i snabdjevač koji posjeduje dozvolu za obavljanje djelatnosti snabdijevanja električnom energijom, a kojeg on slobodno izabere, ugovaraju količinu, dinamiku i cijenu električne energije koja je predmet isporuke.

Kao dio obaveze javne usluge, elektroenergetski subjekti kojima je dodijeljen status javnog snabdjevača Odlukom Vlade Federacije Bosne i Hercegovine o utvrđivanju pružalaca javne/univerzalne usluge i usluge rezervnog snabdjevača, dužni su pružati univerzalnu uslugu snabdijevanja električnom energijom svim krajnjim kupcima iz kategorije domaćinstava, malim poduzećima i komercijalnim kupcima, na području njihovog djelovanja. Navedene kategorije kupaca imaju pravo da budu snabdijevane električnom energijom određenog kvaliteta po razumnim, lako i jasno uporedivim i transparentnim cijenama. Status javnog snabdjevača u Federaciji Bosne i Hercegovine dodijeljen je *Elektroprivredi Bosne i Hercegovine d.d.*, Sarajevo (EP BiH) i Javnom poduzeću *Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg-Bosne d.d.*, Mostar (EP HZHB). Elektroprivrede su osnovane u skladu sa Zakonom o javnim poduzećima Federacije Bosne i Hercegovine i Zakonom o privrednim društvima Federacije Bosne i Hercegovine.

U skladu s odredbama Zakona o električnoj energiji i Pravilnika o snabdijevanju kvalificiranih kupaca električnom energijom i postupku promjene snabdjevača, u Federaciji Bosne i Hercegovine je od 01. 01. 2015. godine tržište otvoreno. Konkurencijsko vijeće Bosne i Hercegovine je u 2016. godini dalo Mišljenje da tržište električne energije nije otvoreno za konkurenciju. Međutim, u 2017. godini, Konkurencijsko vijeće Bosne i Hercegovine smatra da je stvoren formalno-pravni okvir za liberalizaciju tržišta, te da je tržište električne energije otvoreno za konkurenciju u segmentu proizvodnje električne energije i snabdijevanja električnom energijom kupaca II reda.

5.2.10 Strateške smjernice

Za period do 2035. godine je potrebno postaviti energetska okvir za razvoj sektora električne energije u Federaciji Bosne i Hercegovine. U nastavku su navedeni strateški prioriteti i smjernice vezani za razvoj tržišta i regulative (Tablica 5.2.15). Regulatorne preporuke se odnose na poštivanje obaveza propisanih Direktivom 2009/72/EC, što su i osnovne preporuke Energetske zajednice.

Tablica 5.2.15 Strateške smjernice za razvoj tržišta

	Strateški prioritet	Strateška smjernica
Tržište i okoliš	Restrukturiranje i transformacija elektroenergetskog sektora	Sveobuhvatna transformacija sektora električne energije kroz restrukturiranje ključnih subjekata i adekvatno tržišno uređenje u skladu s Trećim energetska paketom i legislativom koja će biti rezultat Zimskog paketa. Cilj je postići zrelu liberalizaciju tržišta koja će biti dodatni poticaj elektroenergetskim subjektima za postizanje troškovne efikasnosti čime će se osloboditi finansijski resursi za investicije u nove proizvode i usluge, tehnologije, znanja i kompetencije te cjenovnu konkurentnost. Krajnji cilj je povećanje vrijednosti za krajnje korisnike te stvaranje nove vrijednosti na tržištu.
	Postizanje većeg udjela čišće energije u budućem proizvodnom miksu i potrošnji	Povećanje udjela obnovljivih izvora energije u instaliranoj snazi, ukupnoj proizvodnji te potrošnji električne energije shodno preuzetim i budućim obavezama. Rast udjela OIE-a, uz doprinos tradicionalnih elektroprivreda će se stimulirati i kroz buduće modele poticaja. Dinamiku tranzicije postaviti u okvirima mogućnosti implementacije.
	Smanjenje emisija zagađujućih materija iz TE	Implementirati mjere za smanjenje emisija zagađujućih materija i dostizanja graničnih vrijednosti emisija (GVE) u skladu sa standardima EU-a.
	Smanjenje emisija stakleničkih gasova iz TE	Implementirati mjere s ciljem doprinosa Bosne i Hercegovine za smanjenje emisija stakleničkih gasova u skladu s INDC ciljevima, uz daljnju reviziju i korigiranje sukladno EU-ovim ciljevima u budućnosti.
	Plan investicija i razvoja proizvodnog portfolija kreirati sukladno potrebama sistema te ciljevima konkurentnosti	Tržišni subjekti trebaju prilagoditi investicijske planove tržišnoj utakmici i okolnostima te tražiti sinergije na nivou ukupnog elektroenergetskog miksa. Dodatno, potrebno je adekvatno upravljati investicijskim rizicima te balansirati planove novih kapaciteta s ciljem konkurentnosti i čišće energije.
	Daljnje unaprjeđenje tržišta veleprodaje i snabdijevanja el. energije	Nastaviti s aktivnostima daljnje izgradnje kompetencija i transparentnosti veleprodaje kroz uspostavu aukcijskog načina nabavke i balansiranja el. energije, povezivanja i harmonizacije sistema tržišta veleprodaje s okolnim zemljama, te daljnje načine razvoja tržišta veleprodaje.
	Konkurentnost cijena električne energije na pragu elektrana	Usmjeravanje subjekata prema tržišnim načelima s ciljem realne alokacije neefikasnosti i preuzimanja mandata za unaprjeđenje.
Regulativa	Izdvajanje i modernizacija ODS-ova	Usklađenje s Trećim energetska paketom, kroz izmjene zakona i daljnju razradu podzakonskih akata i implementacija istih u praksi kako bi se čim prije krenulo s aktivnostima razdvajanja djelatnosti distribucije i snabdijevanja. Dodatno, sugerira se veći fokus na razvoj i kvalitet distribucije kroz različite mehanizme u sklopu metodologije formiranja tarifa za distributere.
	Deregulacija cijena električne energije javnih snabdjevača za kategorije domaćinstva, mala poduzeća i komercijalne kupce	Umjesto reguliranih cijena (rigidna metodologija) za javno snabdijevanje, potrebno je prijeći na tržišne cijene zbog daljnje liberalizacije tržišta u praksi, ali pritom socijalne kategorije zaštititi posebnim programom.
	Izrada programa zaštite ugroženih kupaca	Potrebna je izrada programa zaštite ugroženih kupaca, kojim bi se definirale aktivnosti koje se odnose na zaštitu ugroženih kupaca od isključenja električne energije kao i zaštitu kupaca u udaljenim područjima, te programa pomoći za plaćanja računa za socijalno ugrožene kategorije. Prilikom izrade programa potrebno je između ostalog definirati jasne kriterije i uslove za definiranje statusa ugroženosti kao i odrediti izvore i količinu potrebnih sredstava koji će financirati program.

5.3 Sektor uglja

5.3.1 Uvod

Sektor uglja predstavlja važan segment u sektoru energije i ekonomske strukture Bosne i Hercegovine i Federacije Bosne i Hercegovine. Od ukupnih energetskeg potencijala zemlje, na ugalj otpada više od 90 %¹⁷ čime on trenutno predstavlja dominantan energetskeg potencijal. U Bosni i Hercegovini trenutno je aktivno oko 14 značajnijih rudnika. Ključna ležišta uglja locirana su u bazenima: Tuzla (Kreka, Banovići, Đurđevik i Ugljevik), Srednja Bosna (Kakanj, Breza, Zenica i Bila), Bugojno (Gračanica), Livno – Duvno (Tušnica), Gacko (Gacko) i Doboj – Banja Luka (Stanari), Rudnik „Kamengrad” u bazenu Kamengrad poslije rata nije značajnije aktiviran, a rudnik „Mostar” u bazenu Mostar je zatvoren.

Slika 5.3.1 Ilustrativni prikaz ključnih rudnika u Bosni i Hercegovini



Izvor: analiza Projektnog tima, EIHP, Soluziona, EIBL, RIT, Studija energetskeg sektora u Bosni i Hercegovini, 2008.

Na području Federacije Bosne i Hercegovine, rezerve lignita i mrkog uglja su distribuirane u nekoliko ključnih bazena¹⁸: Tuzla (RU Kreka, Banovići, Đurđevik i Ugljevik), Srednja Bosna (RU: Kakanj, Breza, Zenica i Bila), Bugojno (RU: Gračanica), Livno – Duvno (RU: Tušnica). Ostale lokacije, s manjim rezervama, nisu u značajnijoj mjeri interesantne iz perspektive energetskeg sektora ili su napuštene zbog nepovoljnih uslova eksploatacije. Iz konteksta ključnih rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine, aktivno je njih osam od kojih je većina vezana na termoelektrane; Rudnik Kreka, RMU Abid Lolić, RMU Breza, RMU Đurđevik, RMU Kakanj, RMU Zenica, Rudnik Gračanica te RMU Banovići.

Tablica 5.3.1 Osnovne informacije o ključnim rudnicima u Federaciji Bosne i Hercegovine 2015. godine

Rudnik	Vlasnik	Lokacija	Tip uglja	Način eksploatacije
Rudnici Kreka d.o.o.	JP EP BiH (Koncern)	Tuzla	Lignit	Površinska i jamska
RMU Abid Lolić d.o.o.	JP EP BiH (Koncern)	Travnik – Bila	Mrki ugalj	Jamska
RMU Breza d.o.o.	JP EP BiH (Koncern)	Breza	Mrki ugalj	Površinska i jamska
RMU Đurđevik d.o.o.	JP EP BiH (Koncern)	Đurđevik	Mrki ugalj	Površinska i jamska
RMU Kakanj d.o.o.	JP EP BiH (Koncern)	Kakanj	Mrki ugalj	Površinska i jamska
RMU Zenica d.o.o.	JP EP BiH (Koncern)	Zenica	Mrki ugalj	Jamska
Rudnik Gračanica d.o.o.	JP EP BiH (Koncern)	Gornji Vakuf-Uskoplje	Lignit	Površinska
RMU Banovići d.o.o.	Federacija Bosne i Hercegovine (69,5 %), Privatno (30,5 %)	Banovići	Mrki ugalj	Površinska i jamska
RU Tušnica d.o.o. ¹⁹	Vlada HB županije (Kanton 10)	Livno	Lignit/mrki ugalj	Površinska

¹⁷ EIHP, „Studija energetskeg sektora u Bosni i Hercegovini”, 2008.

¹⁸ Strateški plan i program razvoja energetskeg sektora Federacije Bosne i Hercegovine, 2009.

¹⁹ nema proizvodnje

Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, analiza Projektnog tima

Osim rudnika Banovići koji je djelimično privatiziran, ostali ključni rudnici su u vlasništvu JP EP BiH, te procesno integrirani s termoelektrom. Rudnik Kreka ležište je lignita sapovršinskom i jamskom eksploatacijom. Uz Kreku i rudnik Gračanica ležište je lignita koji se eksploatira površinski. Preostali ključni rudnici ležišta su mrkog uglja te u pravilu kombiniraju površinsku i jamsku eksploataciju.

5.3.2 Rezerve uglja

Prema dokumentu „Strateški plan i program razvoja energetskog sektora Federacije Bosne i Hercegovine“ iz 2009. godine, ukupne bilansne rezerve uglja iznosile su 1.946,8 miliona tona od kojih je dominirao lignit s 1.051,9 miliona tona, vanbilansne rezerve kretale su se oko 497 miliona tona, te potencijalne oko 2.335,7 miliona tona. Ukupne geološke rezerve iznosile su 4.779,9 miliona tona, a eksploatacione 1.355,7 miliona tona.

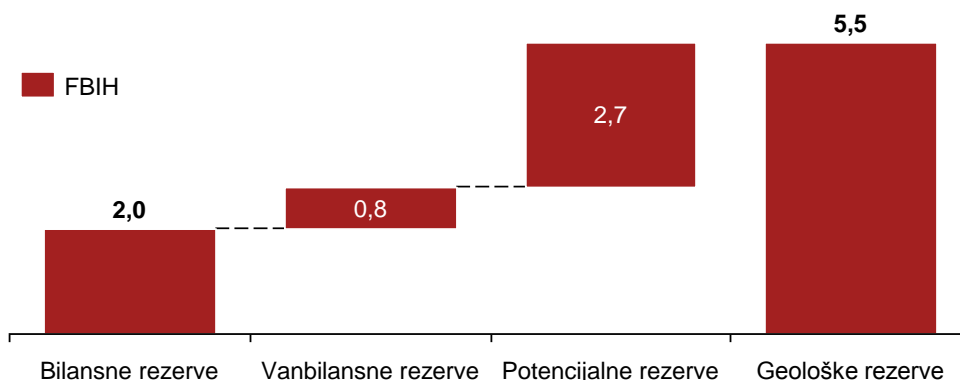
Tablica 5.3.2 Presjek historijskog stanja rezervi uglja u Federaciji Bosne i Hercegovine 2009. godine²⁰

Proizvodni kapacitet i vrsta uglja	REZERVE (000 t)				
	Bilansne (A+B+C ₁)	Vanbilansne (A+B+C ₁)	Potencijalne (C ₂ +D ₁ +D ₂)	Ukupne geološke	Eksploatacione (A+B+C ₁)
Rudnik Kreka (L)	743.954	322.833	59.407	1.126.194	456.008
Rudnik Banovići (M)	194.085	13.935	0	208.020	162.429
Rudnik Đurđevik (M)	60.183	4.963	0	65.146	54.524
Rudnik Kakanj (M)	256.536	56.525	127.604	440.665	204.839
Rudnik Breza (M)	49.244	23.928	0	73.172	28.098
Rudnik Zenica (M)	179.843	59.931	721.369	961.143	131.000
Rudnik Bila (M)	26.808	10.373	25.354	62.535	16.091
Rudnik Gračanica (L)	10.657	0	0	10.657	10.657
Rudnik Tušnica (L)	76.201	1.111	0	77.312	68.528
Rudnik Tušnica (M)	16.274	0	1.865	18.139	11.433
Rudnik Kamengrad (M)	112.001	3.722	120.000	235.723	68.671
Bugojno (L)	14.651	0	1.280.105	1.294.756	12.893
Kongora (L)	206.411	0	0	206.411	129.765
Ukupno lignit	1.051.874	323.944	1.339.512	2.715.330	677.851
Ukupno mrki ugalj	894.974	173.377	996.192	2.064.543	677.885
UKUPNO	1.946.848	497.321	2.335.704	4.779.873	1.355.736

Izvor: „Strateški plan i program razvoja energetskog sektora Federacije Bosne i Hercegovine“, 2009.

Shodno dobijenim podacima, struktura rezervi u Federaciji Bosne i Hercegovine ukazuje na 2 milijarde tona bilansnih rezervi, 801,6 miliona tona vanbilansnih rezervi, te 2,7 milijarde tona potencijalnih rezervi. U strukturi bilansnih rezervi lignit ima udio od 56 %, dok na nivou ukupnih (geoloških) rezervi procijenjeni udio lignita iznosi 62,9 % odnosno mrkog uglja 37,1 %.

Slika 5.3.2 Struktura rezervi rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine u milijardama tona 2015. godine



Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine

²⁰ u dokumentu „Strateški plan i program razvoja energetskog sektora Federacije Bosne i Hercegovine“ napomena da su navedene rezerve upitne s naglaskom na eksploatacione

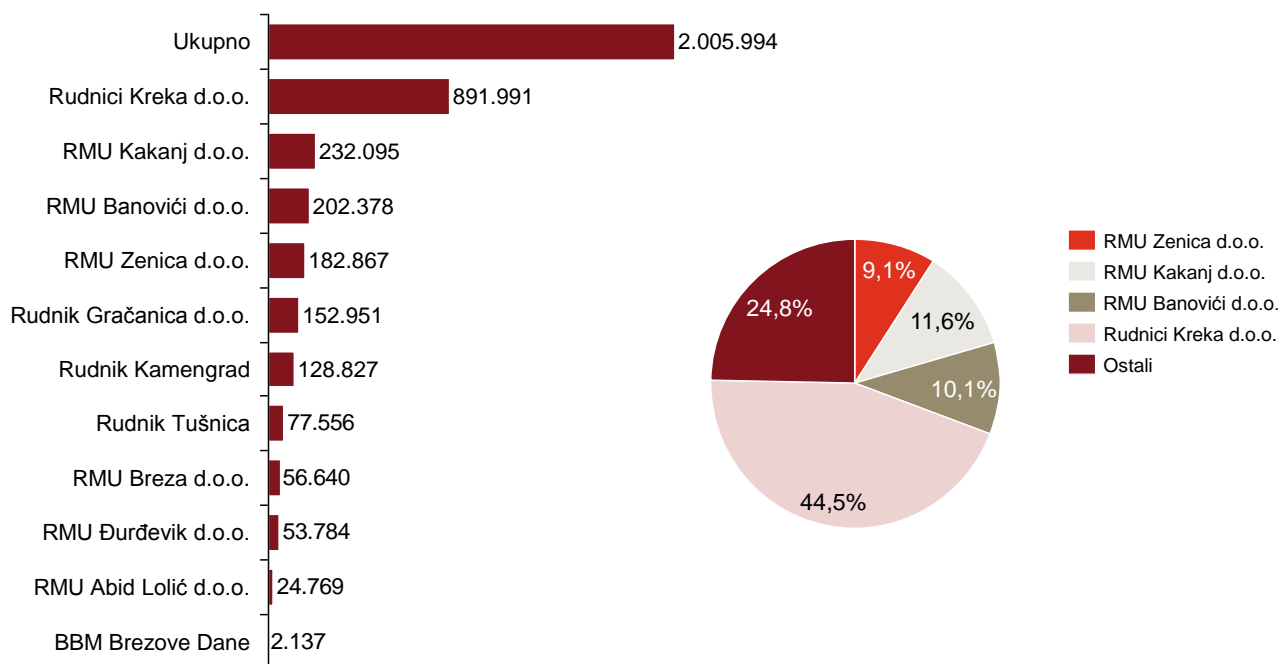
Detaljnija struktura rezervi nalazi se u tablici ispod.

Tablica 5.3.3 Rezerve uglja u Federaciji Bosne i Hercegovine, 2016. godina

Proizvodni kapacitet	REZERVE (000 t)			
	Bilansne (A+B+C ₁)	Vanbilansne (A+B+C ₁)	Potencijalne (C ₂ +D ₁ +D ₂)	Geološke
RMU Zenica	182.866	62.637	716.285	961.789
RMU Đurđevik	53.784	53.091	0	106.875
RMU Kakanj	232.095	56.061	118.818	406.975
RMU Breza	56.639	39.589	0	96.229
RMU Banovići	202.377	13.734	2.060	218.171
RMU Kamengrad	128.827	66.440	0	195.267
RMU AbidLolić	24.769	17.103	26.729	68.602
RM Gračanica	152.951	3.978	1.157.558	1.314.488
RU Tušnica	77.556	2.666	0	80.222
RU Kreka	891.990	486.299	713.773	2.092.063
BBM Brezove Dane	2.136	0	0	2.136
UKUPNO	2.005.994	801.603	2.735.225	5.542.823

Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine

Slika 5.3.3 Bilansne rezerve uglja ključnih rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine u hiljadama tona, 2015. godina



Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine

Od ukupnih bilansnih rezervi uglja ključnih rudnika, rudnik Kreka dominira s 44,5 % udjela, a zajedno s rudnicima Banovići i Kakanj nosi preko 65 % bilansnih rezervi.

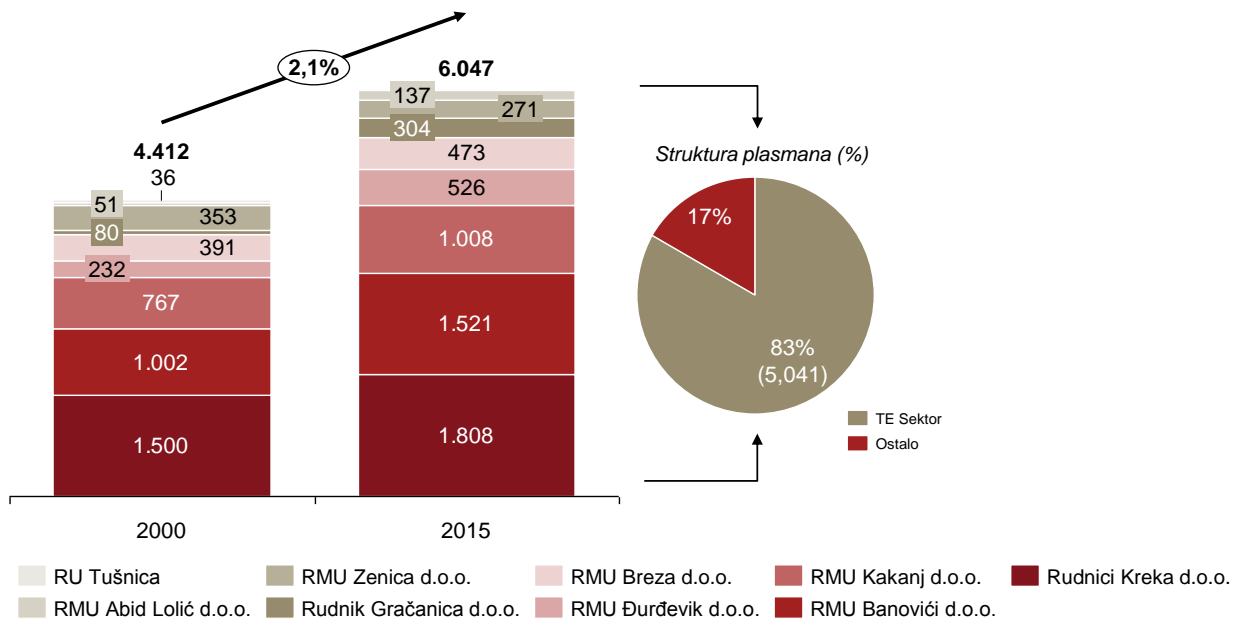
Neravnomjernost istraženosti rezervi uglja po pojedinim ležištima može biti ograničavajući faktor u razvoju, te je potrebno stalno istraživanje u skladu sa zakonskom regulativom. Međutim, zbog ekonomike razvoja energetskog sektora, odluka o povećanju aktivnosti eksploatacije uglja na postojećim ili novim ležištima mora biti usko vezana na strategiju razvoja segmenta termoelektrana u Federaciji Bosne i Hercegovine.

5.3.3 Proizvodnja uglja i efikasnost rudnika

5.3.3.1 Proizvodnja

Kada posmatramo ključne rudnike u Federaciji Bosne i Hercegovine, prosječna godišnja stopa rasta proizvodnje uglja u periodu 2000–2015. iznosila je 2,1 % što je u apsolutnim terminima porast od 1,6 mil. tona. Ukupna proizvedena količina uglja u 2015. godini iznosila je ~ 6 mil. tona, od kojih je u TE plasirano oko 5 mil. tona, što je zadovoljilo potrebe za proizvodnjom 5,4 TWh električne energije. Prema studiji energetskog sektora u Bosni i Hercegovini iz 2008. godine, plan proizvodnje ruda za 2015. godinu iznosio je 8,6 mil. tona što dovodi do podatka da je stvarna realizacija bila oko 30 % niža od planirane. U posmatranom periodu, rudnik Kreka je dominirao najvećim količinama proizvodnje, dok je najveći apsolutni porast proizvodnje došao iz rudnika Banovići.

Slika 5.3.4 Dinamika proizvodnje uglja iz ključnih rudnika u hiljadama tona, 2015. godina



Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, Studija energetskog sektora u Bosni i Hercegovini, Modul 8 – rudnici uglja

Uzevši u obzir podatke o plasmanu iz 2015. godine, kao i integrirani poslovni model rudnika i termoelektrana, možemo zaključiti da je velika većina proizvedene količine uglja u Federaciji Bosne i Hercegovine (~ 83 %) sirovina za termoelektrane, odnosno da je plasman osiguran. S druge strane, zbog iznimno visoke koreliranosti pojedinog rudnika s termoelektranom, planovi proizvodnje i razvoja termoelektrane direktno utječu na poslovanje rudnika koji nemaju diversificiranu strukturu kupaca.

U 2015. godini je oko 83 % ukupne proizvodnje plasirano termoelektranama JP EP BiH. Snažna korelacija i ovisnost o TE portfoliju JP EP BiH, znači da će i budući razvoj te potreba za proizvodnjom uglja ovisiti o samom razvoju termoportfolija JP EP BiH te eventualno drugih termoproduktivnih objekata u Bosni i Hercegovini koji će biti kalibrirani prema kvalitetu uglja koju isporučuju rudnici u Federaciji Bosne i Hercegovine.

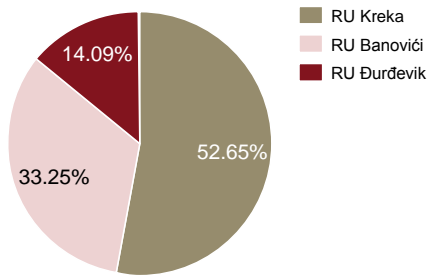
Tablica 5.3.4 Korelacija rudnika i termoelektrana, 2015. godina

Rudnik	Proizvodnja (hilj. tona)	Plasman ključnom kupcu	Ključni kupac
Rudnici Kreka d.o.o.	1.808	93 %	TE Tuzla
RMU Đurđevik d.o.o.	517,4	85 %	
RMU Banovići d.o.o.	1.500	70 %	
RMU Breza d.o.o.	473	96 %	TE Kakanj
RMU Kakanj d.o.o.	1.008	99 %	
RMU Abid Lolić d.o.o.	137	77 %	
Rudnik Gračanica d.o.o.	312	79 %	Arcelor Mit.
RMU Zenica d.o.o.	266,3	61 %	

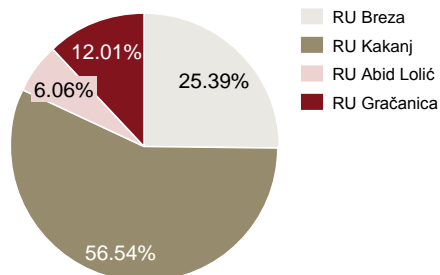
Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, analiza Projektnog tima

Slika 5.3.5 Struktura dobavljača uglja termoelektrana Tuzla i Kakanj, 2015. godina

— Ključni dobavljači TE Tuzla —



— Ključni dobavljači TE Kakanj —



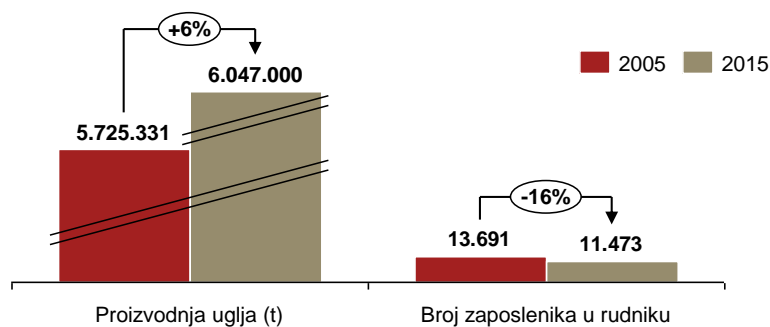
Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, analiza Projektnog tima

U scenariju potencijalno paralelnog rada bloka 6 TE Tuzla te ostvarenja projekta TE Banovići, bit će potrebno staviti fokus na pronalazak rješenja za osiguravanje dovoljne količine proizvodnje uglja iz rudnika koji su na bližim lokacijama, odnosno pogodni za snabdijevanja navedenih termoelektrana. Rješenja se trebaju tražiti kroz povećanje proizvodnih kapaciteta rudnika, usmjeravanje maksimalnog udjela proizvedenog uglja iz rudnika prema TE gdje je najpotrebnije, itd., a isto tako treba uzeti u obzir i gašenje drugih blokova (npr. Tuzla 3 i 4) u narednih 7 godina, što će isto tako omogućiti preusmjeravanje dijela uglja.

5.3.3.2 Efikasnost i produktivnost rudnika

U posljednjih desetak godina, u periodu 2005–2015, rudnici Federacije Bosne i Hercegovine zabilježili su rast ukupne proizvodnje uglja od 6 %. U tom periodu došlo je do smanjenja ukupnog broja zaposlenih u rudnicima od 16 %.

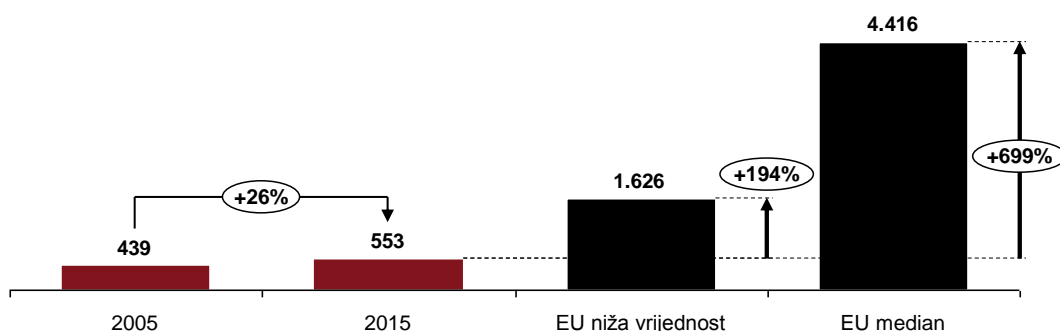
Slika 5.3.6 Kretanje proizvodnje uglja i broja zaposlenih u ključnim rudnicima, 2005–2015. godine



Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, Studija energetskog sektora u Bosni i Hercegovini – Modul 8, Rudnici uglja, analiza Projektnog tima

Takvo kretanje dovelo je do rasta produktivnosti rudnika Federaciji Bosne i Hercegovine od 26 % u periodu 2005–2015. godine, što predstavlja prosječni godišnji porast produktivnosti od 2,3 %.

Slika 5.3.7 Kretanje produktivnosti rada u rudnicima Federacije Bosne i Hercegovine vs. EU



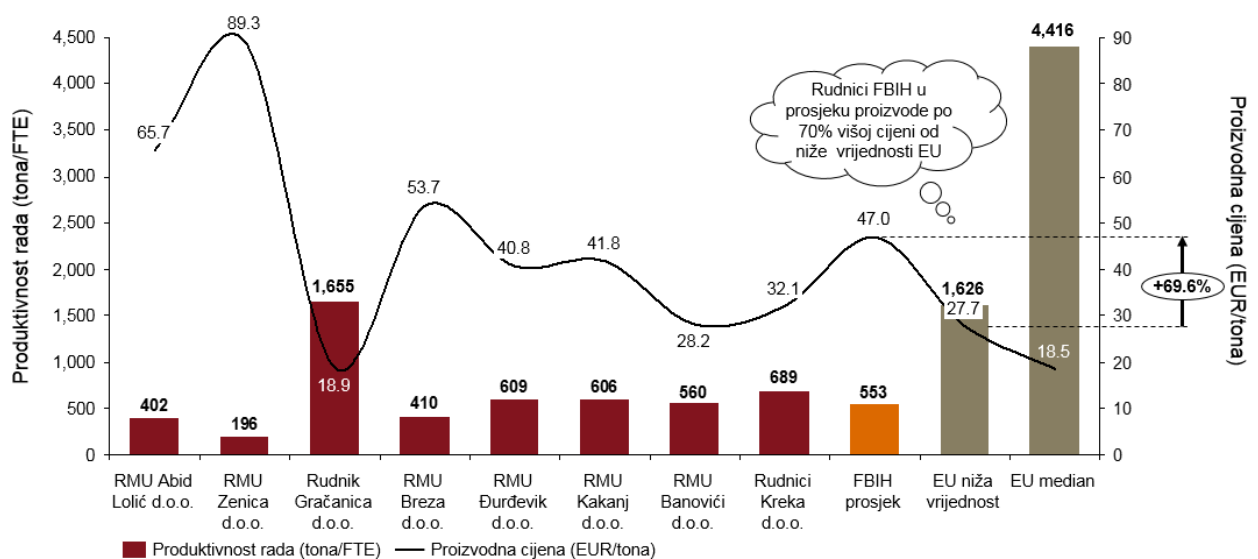
Napomena: podaci korigirani za omjer zaposlenika i FTE (ekvivalent punog radnog vremena) (1,05). EU podaci su iz 2012. godine za Sloveniju, Njemačku, Bugarsku, Češku, Slovačku, Grčku, Rumuniju, Poljsku, Mađarsku.

Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, Studija energetskog sektora u Bosni i Hercegovini – Modul 8, Rudnici uglja, analiza Projektnog tima

Unatoč rastu, produktivnosti u rudnicima Federacije Bosne i Hercegovine i dalje značajno zaostaje za EU indikatorima. Najniža produktivnost od posmatranih EU zemalja iznosi 194 % više od produktivnosti rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine, dok je srednja vrijednost produktivnosti EU rudnika čak 7 puta veća. Ključni faktori koji utječu na produktivnost rudnika su: volumeni, tehnologija rada, logistički troškovi, stepen *outsourcinga*, tip rudnika i geološka karakteristika (površinski/jamski kop), vještine i opremljenost rudara.

U nastavku je napravljena analiza i usporedba produktivnosti i efikasnosti rudnika Federacije Bosne i Hercegovine prema podacima za 2015. godinu. Unatoč činjenici da je 2015. godina bila nešto manje povoljna za rudarske operacije, podaci pokazuju jasnu poziciju rudnika na strateškom nivou. Na nivou pojedinačnih rudnika Federacije Bosne i Hercegovine vidimo značajna odstupanja u produktivnosti rada, iako su skoro svi ispod nižih vrijednosti EU-a. Rudnik Zenica ostvarila je najnižu produktivnost rada, sa ~ 196 tone uglja/FTE dok je s druge strane rudnik Gračanica ostvarila najbolji rezultat s proizvedenih ~ 1.655 tona/FTE (ekvivalent punog radnog vremena), što ujedno predstavlja i najbolji rezultat Federacije Bosne i Hercegovine te je u skladu s nižim vrijednostima posmatranih EU zemalja. Prosječna produktivnost rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine iznosila je 553 tone/FTE, dok je niža vrijednost posmatranih zemalja EU 1.626 tona/FTE a medijan 4.416 tona/FTE.

Slika 5.3.8 Usporedba produktivnosti i efikasnosti rada rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine vs. EU, 2015. godina



Napomena: Benchmark za EU je korigiran prema strukturi uglja (lignit i mrki ugalj)
 Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, analiza Projektnog tima

U kontekstu cjenovne efikasnosti, prosječna proizvodna cijena uglja ključnih rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine iznosila je 47 EUR/tona, što je lošiji rezultat od niže vrijednosti EU-a koja iznosi 21,4 EUR/tona. Najbolju cjenovnu efikasnost pokazali su rudnik Gračanica s 18,9 EUR/tona te rudnik Banovići s 28,2 EUR/tona.

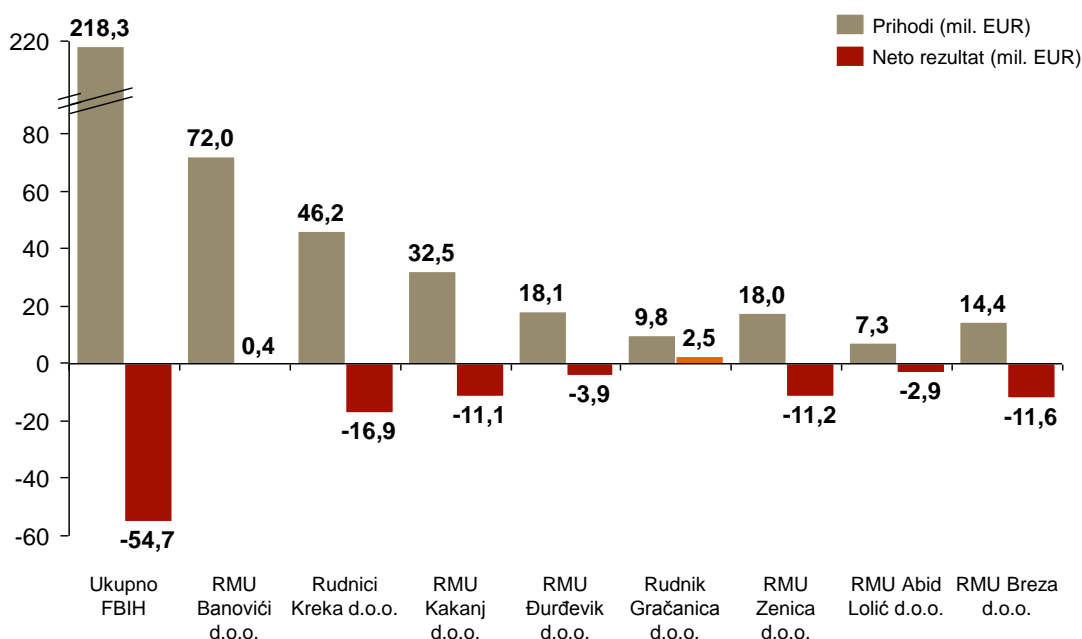
Cjenovna efikasnost rudnika, kao i sama produktivnost, ovisi o velikom broju faktora. Uz kaloričnu vrijednost uglja, ključni faktori su tehnološka opremljenost rudnika, tip kopa, blizina termoelektrane, te operativni model koji uvelike mogu utjecati na poslovni rezultat. S obzirom na to da su produktivnost i efikasnost rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine ispod niže vrijednosti EU-a, potrebno je u što kraćem roku stvoriti okvir za daljnju modernizaciju i povećanje efikasnosti sektora rudnika kroz temeljit i sveobuhvatan program restrukturiranja praćen strukturiranom i dosljednom provedbom mjera.

5.3.3.3 Finansijski presjek stanja

U 2015. godini ukupni prihodi svih rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine iznosili su oko 218 miliona EUR, no zbog niske efikasnosti i produktivnosti, u istom periodu je ostvaren finansijski gubitak od ~ 55 miliona EUR. Kao što je vidljivo iz prethodnog poglavlja, ključni razlozi neefikasnosti sektora dolaze iz slabe produktivnosti te visokih troškova rada, kao posljedica brojnih faktora. Od posmatranih rudnika, Gračanica je jedina ostvarila pozitivan finansijski rezultat u 2015. godini.

Važno je napomenuti da prodajna cijena uglja u svojoj strukturi ne sadrži punu proizvodnu cijenu, čime se neefikasnost sektora intervencijom ne prenosi u potpunosti na trošak proizvodnje električne energije odnosno krajnjeg kupca. Razlika u proizvodnoj i prodajnoj cijeni kumulira se na finansijskim rezultatima rudnika čime dolazi do problema u podmirivanju obaveza (npr. odgođeno plaćanje poreskih obaveza, prireza, doprinosa, itd.), što nije u skladu s Ugovorom o EZ-u.

Slika 5.3.9 Presjek finansijskog rezultata rudnika Federacije Bosne i Hercegovine u mil. EUR za 2015. godinu



Izvor: analiza Projektnog tima, Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, Rješenje o imenovanju koordinacionog i stručnog tima za prestrukturiranje rudnika

Ovakva mjera kratkoročno štiti cijene električne energije te šalje impuls menadžmentu rudnika da je potrebno optimirati troškove proizvodnje na nivo prihvatljivih. Međutim, dugoročno, ovakva politika nije održiva te će se morati odraziti na krajnjoj cijeni električne energije u određenoj mjeri.

Finansijski i operativni pokazatelji ukazuju na potrebu za restrukturiranjem i transformacijom sektora rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine s ciljem postizanja dugoročne održivosti budući da kratkoročne mjere i intervencije nisu adekvatno rješenje.

5.3.4 Scenariji razvoja sektora rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine

Činjenica je da su rudnici, odnosno uglj ključni prirodni resurs Federacije Bosne i Hercegovine. Upravo je zbog toga uglj danas dominantan energent u proizvodnji električne energije.

U 2016. godini Federacija Bosne i Hercegovine je imala 43 % instaliranih kapaciteta za proizvodnju električne energije iz termoelektrana na uglj, odnosno oko 1.085 MW. Ukupna proizvodnja električne energije iz TE na uglj u 2016. godini činila je oko 64 % učešća u ukupnoj proizvodnji, odnosno oko 5,8 TWh.

Nastavno na globalne i evropske trendove u elektroenergetici, te obaveze sukladno EU direktivama, i ovaj dokument obrađuje alternativne opcije razvoja proizvodnog portfolija, od kojih se neki određenom dinamikom odmiču od proizvodnje električne energije na (dominantno) fosilna goriva. Ipak, imajući u vidu uglj kao dominantni resurs, svi scenariji razvoja proizvodnog miksa u svojoj strukturi i dalje zadržavaju značajan udio uglja, nigdje manje od 30 %.

Budući da je većina rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine vlasnički u sastavu JP EP BiH, te visoko korelirana u kontekstu plasmana, njihov obim poslovnih aktivnosti direktno će ovisiti o odabranoj strategiji razvoja proizvodnog portfolija.

Prije daljnjih analiza, važno je još jednom napomenuti da buduće odabrane strategije i politike razvoja proizvodnog miksa Federacije Bosne i Hercegovine mogu, ali ne moraju, slijediti neki od ovdje navedenih scenarija, odnosno mogu isto tako pronaći svoj put u kombinaciji istih. Uspoređujući četiri potencijalne opcije razvoja proizvodnog portfolija:

- a) scenarij Radnih skupina entiteta ili entitetski scenarij,
- b) scenarij prema indikativnom planu razvoja,
- c) scenarij prema troškovno optimiranom indikativnom planu razvoja,
- d) blago obnovljiv scenarij s energetsom efikasnošću,

indikativno je da među njima samo jedna opcija kontinuirano smanjuje potrebu za proizvodnjom uglja kao energenta u proizvodnji električne energije, dok ostale tri, različitim stopama povećavaju potrebu za istim.

5.3.4.1 Scenarij Radnih skupina entiteta

Scenarij Radnih skupina entiteta bazira se na ulaznim informacijama koje je predložila i potvrdila Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine. Više detalja o pretpostavkama može se iščitati u poglavljima električne energije i proizvodnog miksa. Shodno navedenom scenariju, u periodu 2016–2035. godine u Federaciji Bosne i Hercegovine se predviđa značajno povećanje instalirane snage termoelektrana s 1.058 MW u 2016. godini na 1.558 MW u 2025, odnosno 2.108 MW u 2035. godini.

Takav razvoj termosektora doveo bi do potencijalne proizvodnje električne energije iz uglja na nivoe od 11,9 TWh u periodu 2030–2035. godine, što je otprilike dvostruki porast u odnosu na proizvodnju TE na uglj iz 2016. godine. Važno je napomenuti da scenarij u kojem navedena instalirana snaga generira toliku proizvodnju podrazumijeva i plasman cijele količine proizvedene električne energije, pri čemu se javlja pitanje profitabilnosti i rizika takve pretpostavke. Upravo zbog toga je napravljena podvarijanta ovog scenarija, gdje se iz navedene instalirane snage ograničava ukupna proizvodnja na maksimalno 70 % iznosa iznad domaće potrošnje (izvoza) kao indikativna simulacija moguće tržišne realnosti.

U prvoj varijanti ovog scenarija, bez izvoznog ograničenja, agresivan rast instalirane snage i proizvodnje električne energije iz uglja doveo bi do prosječne godišnje stope rasta (CAGR) potrošnje uglja u TE od 2,9 %. Takve stope rasta, u periodu 2016–2035. godine bi dovele do maksimalne potrošnje uglja od oko 9,5 miliona tona, koja bi započela oko 2026. godine, dok bi prosječna godišnja potrošnja uglja u 16-godišnjem periodu bila oko 7,6 miliona tona.

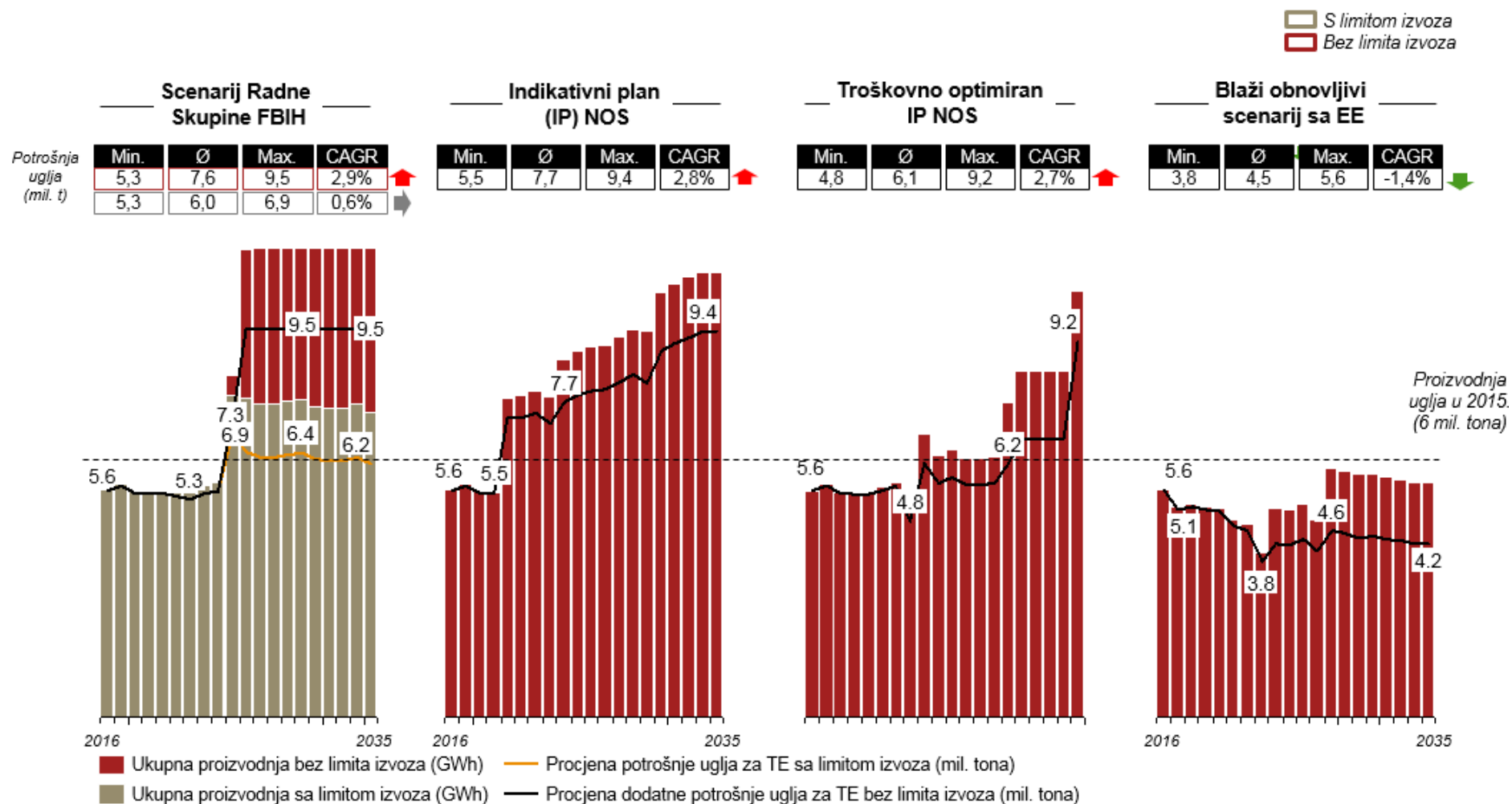
Druga varijanta ovog scenarija, s izvoznim ograničenjem, podrazumijeva istu strukturu instalirane snage, međutim nižu proizvodnju kao posljedicu potencijalno otežanog plasmana električne energije. Pod tim pretpostavkama, potražnja za ugljem je značajnije niža nego u scenariju bez izvoznog ograničenja, međutim i dalje ostvaruje blagi porast od prosječno 0,6 % godišnje u periodu 2016–2035. godine. Maksimalna vrijednost potrošnje uglja u navedenom scenariju iznosila bi 6,9 miliona tona, minimalna 5,3 miliona tona, dok bi prosječna iznosila 6 miliona tona.

5.3.4.2 Scenarij prema indikativnom planu razvoja

Scenarij prema indikativnom planu razvoja bazira se na dokumentu „Indikativni plan razvoja proizvodnje 2017–2026.“ uz projekciju do 2035. godine. Više detalja o pretpostavkama i logici scenarija može se iščitati u poglavljima električne energije i proizvodnog miksa. Shodno navedenom scenariju, u periodu 2016–2035. godine u Federaciji Bosne i Hercegovine predviđa se značajno povećanje instalirane snage termoelektrana s 1.085 MW u 2016. godini na 1.838 MW u 2025, te na 1.558 MW 2035. godini (40 %).

Takav razvoj termosektora doveo bi do potencijalne proizvodnje električne energije iz uglja na nivo između 9,3–9,8TWh u periodu 2025–2035. godine, što je porast od preko 60 % u odnosu na proizvodnju iz TE na uglj iz 2016. godine. U kontekstu potražnje za ugljem, ovaj scenarij predviđa prosječni godišnji porast potrošnje uglja za termoelektrane od 2,8 % CAGR, što bi dovelo do maksimalne potrošnje uglja od 9,4 miliona tona oko 2034. godine, te prosječne godišnje potrošnje od 7,7 miliona tona u periodu 2016–2035. godine. Nakon 2019. godine, potražnja za ugljem bi u svakoj godini bila viša u odnosu na ukupnu proizvodnju uglja iz 2016. godine.

Slika 5.3.10 Scenariji proizvodnje iz TE i implikacija na potrebu za proizvodnjom uglja – Federacija Bosne i Hercegovine, 2016–2035. godine



Izvor: analiza Projektnog tima, World Bank, Bosnia and Herzegovina Power Sector Note, 2016, Pokazatelji ZD 2016, EP BiH web stranica

5.3.4.3 Scenarij prema troškovno optimiranom indikativnom planu razvoja

Scenarij prema troškovno optimiranom indikativnom planu razvoja oslanja se na dokument „Indikativni plan razvoja proizvodnje 2017–2026.“ uz projekcije do 2035. i dokument Svjetske banke *Power Sector Note*. Više detalja o pretpostavkama i logici scenarija može se iščitati u poglavljima električne energije i proizvodnog miksa. Shodno navedenom scenariju, u periodu 2016–2035. godine u Federaciji Bosne i Hercegovine se predviđa povećanje instalirane snage termoelektrana na uglj s 1.058 MW u 2016. godini na 1.558 MW u 2035. godini, što je i dalje značajno iznad 40 % učešća.

Takav razvoj termosektora doveo bi do potencijalne proizvodnje električne energije iz uglja na nivoe oko 8 TWh u 2030. godini, odnosno 10,9 TWh u 2035. godini, što predstavlja i maksimalnu proizvodnju iz TE u posmatranom periodu. U tom periodu očekivala bi se i maksimalna potražnja za ugljem od 9,2 miliona tona, a prosječna godišnja stopa rasta potrošnje iznosila bi 2,7 %.

5.3.4.4 Blago obnovljivi scenarij s EE-om

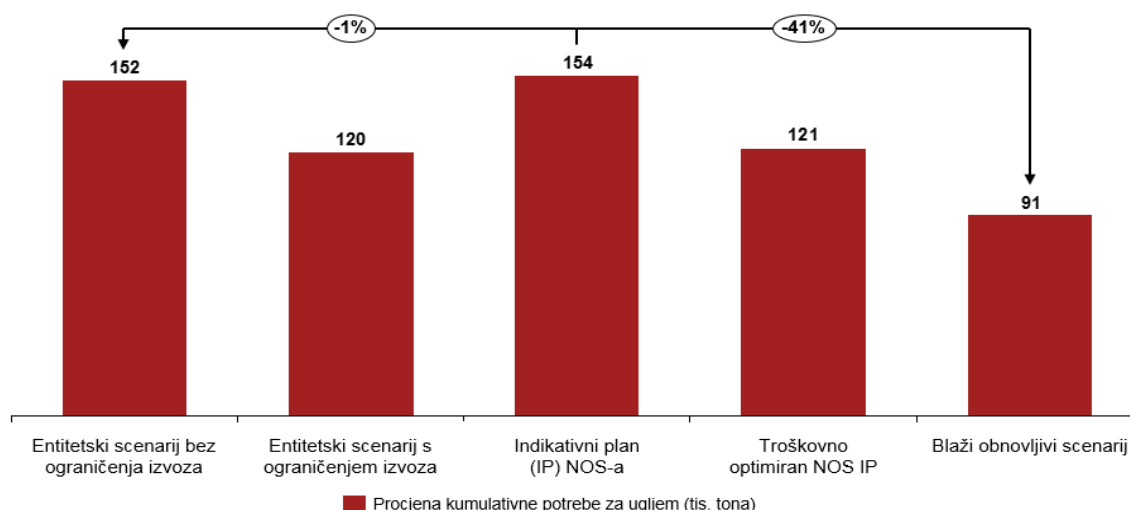
Blago obnovljivi scenarij razvoja proizvodnog miksa s energetsom efikasnošću predstavlja najznačajniji, ali i dalje neagresivan, odmak od današnje strukture instaliranih kapaciteta i proizvodnje električne energije u Federaciji Bosne i Hercegovine. Više detalja o pretpostavkama i logici scenarija može se detaljnije iščitati u poglavljima električne energije i proizvodnog miksa. Shodno navedenom scenariju, u periodu 2016–2035. godine u Federaciji Bosne i Hercegovine se predviđa smanjenje udjela instalirane snage termoelektrana s 43 % (1.058 MW) u 2016, na 33 % (1.108 MW) u 2035. godini, u kojoj dominiraju HE s 48 % udjela, te drugi OIE-i s 19 % udjela. Iako se udio TE na uglj smanjuje, njihova instalirana snaga čak blago raste, međutim uz efikasniju proizvodnju zbog novih tehnologija što će utjecati i na samu potrošnju uglja. To bi dovelo do korekcije proizvodnje iz TE s 5,8 TWh (64 %) u 2016. godini na 6 TWh (50 %) u 2035. godini.

Takav razvoj sektora TE najznačajnije smanjuje potrebu za ugljem do 2035. godine u odnosu na druge obrađene scenarije. Procjena kretanja potrošnje uglja u periodu 2016–2035. godine padala bi prosječnom godišnjom stopom od 1,4 %, iako uglj i dalje ostaje vrlo važan u cjelokupnom miksu. U ovom scenariju prosječna potražnja za ugljem iznosi 4,5 miliona tona, što je niže od proizvedene količine uglja u 2016. godini. Minimalna potreba za ugljem javila bi se u periodu 2030–2035, te bi iznosila oko 3,8 miliona tona.

5.3.5 Kumulativni efekti indikativnih scenarija razvoja TE sektora

Ovisno o strategiji razvoja proizvodnog miksa, ukupna proizvodnja uglja u Federaciji Bosne i Hercegovine 2016–2035. može biti viša ili niža u odnosu na scenarij u kojem bi se sektor razvijao prema Indikativnom planu. Procjenjuje se da bi prema današnjem scenariju razvoja TE sektora kumulativna potreba za ugljem u periodu 2016–2035. iznosila oko 154 miliona tona, dok bi očekivana vrijednost potrebe za ugljem u blago obnovljivom scenariju oko 91 milion tona. U scenariju radnih skupina entiteta bez ograničenja izvoza, kumulativna potreba za ugljem iznosila bi preko 152 miliona tona, što je 1 % manje od IP scenarija. U slučaju konvergencije budućih politika prema blago obnovljivom scenariju razvoja energetskog sektora, u periodu 2016–2035. godine može se očekivati i preko 40 % niža kumulativna potrošnja uglja u odnosu na IP plan razvoja TE sektora iz 2016. godine. U scenariju optimiranja broja/lokacija rudarskih operacija, potrebno je staviti fokus i na uređenje pitanja eksproprijacije zemljišta, kao i obavezu rekultivacije, za što će biti potrebno uspostaviti adekvatne fondove.

Slika 5.3.11 Procjena kumulativne potrebe za ugljem, zavisno o scenariju razvoja termosektora u Federaciji Bosne i Hercegovine u milionima tona, 2016–2035. godine



Izvor: analiza Projektnog tima, WB – Bosnia and Herzegovina Power Sector Note, 2016

5.3.6 Regulatorni i institucionalni okvir

5.3.6.1 Nivo Bosne i Hercegovine

U sektoru uglja na državnom nivou, aktivnosti vrši MVTEO, u okviru svojih nadležnosti za obavljanje poslova i zadataka iz nadležnosti Bosne i Hercegovine koji se odnose na definiranje politike, osnovnih principa, koordiniranje djelatnosti i usklađivanje planova entitetskih tijela vlasti i institucija na međunarodnom planu u području energetike, kao i u oblasti koncesija kada se koncesiono dobro prostire na području oba entiteta.

5.3.6.2 Regulatorna u Federaciji Bosne i Hercegovine

Oblast rudnog blaga i mineralnih sirovina regulirana je na entitetskom nivou. Oblast istraživanja i eksploatacije mineralnih sirovina u Federaciji Bosne i Hercegovine normirana je Zakonom o rudarstvu i Zakonom o geološkim istraživanjima. Pojedini kantoni imaju svoje propise o rudarstvu i geološkim istraživanjima. Dodjeljivanje prava korištenja mineralnih sirovina, te određivanje naknade vrši se u skladu sa Zakonom o koncesijama i podzakonskim aktima iz oblasti koncesija. Postupak dodjele odobrenja za geološka istraživanja od interesa za Federaciju Bosne i Hercegovine vrši se u skladu sa Zakonom o javnim nabavkama.

Zakonom o rudarstvu uređuje se: pravni status rudnog blaga, odnosno mineralnih sirovina, način i uslovi upravljanja mineralnim sirovinama, zaštita, izvođenje rudarskih radova, mjere zaštite na radu, obustava izvođenja i trajni prekid rudarskih radova, tehnička dokumentacija i projektiranje, rudarska mjerenja i rudarski planovi, inspekcijski nadzor Federacije Bosne i Hercegovine. Rudno blago je dobro od općeg interesa i pod posebnom je zaštitom. Zakonom o geološkim istraživanjima uređuju se: geološka istraživanja, faze izvođenja geoloških istraživanja, geološka istraživanja od interesa za Federaciju Bosne i Hercegovine, djelatnosti koje koriste rezultate geoloških istraživanja, izrada i podjela geoloških karata, istražni prostor, vođenje katastra, izrada i revizija geološke dokumentacije, odobrenje za bavljenje registriranom djelatnošću iz oblasti geologije, postupak odobravanja i šta se određuje odobrenjem za izvođenje geoloških istraživanja, izvođenje geoloških istraživanja, izvještaji o geološkim istraživanjima, izdavanje rješenja o priznavanju rezervi mineralne sirovine, postupak nakon završetka istraživanja, prikupljanje i izrada geološke baze podataka, finansiranje geoloških istraživanja od interesa za Federaciju Bosne i Hercegovine, ukidanje odobrenja za geološka istraživanja, polaganje stručnog ispita, osnivanje strukovne komore, nostrifikacija geološke dokumentacije i međunarodni sporazumi, te inspekcijski i upravni nadzor.

Federalni zavod za geologiju je nadležan za istraživačke i stručno-analitičke poslove iz oblasti geoloških istraživanja, izradu karata mineralnih sirovina, istraživanje mineralnih sirovina i definiranje prostora potencijalnih za istraživanje mineralnih sirovina, obezbjeđenje podataka za donošenje odluke o strateškim mineralnim sirovinama, obezbjeđenje podataka koji će privući direktna strana ulaganja u istraživanje i eksploataciju mineralnih sirovina, izradu karata geotermalne energije, izradu katastarskih mineralnih sirovina, te unaprjeđenje standarda iz oblasti geoloških istraživanja.

FMERI vrši upravne i stručne poslove u oblasti rudarstva i geoloških istraživanja. Odobrenje za izvođenje geoloških istraživanja i dozvole za eksploataciju mineralnih sirovina izdaje FMERI (ili nadležna kantonalna ministarstva).

5.3.7 Strateške smjernice

Tablica 5.3.5 Strateške smjernice za razvoj sektora rudnika

	Strateški prioritet	Strateška smjernica
Tržište	Transformacija termosektora kao preduslov za daljnju optimizaciju poslovanja rudnika uglja	Prioritet je definirati i odabrati jasan smjer razvoja proizvodnog miksa, odnosno uloge TE sektora za period do 2035. godine. Sukladno toj strategiji potrebno je raditi na transformaciji rudnika i proizvodnje uglja za potrebe rada termoelektrana.
	Stvaranje institucionalnog okvira koji će poticati kontinuirano unaprjeđenje rudnika uglja	Stvaranje institucionalnog okvira kroz postavljanje jasnih i mjerljivih ciljeva te dinamike unaprjeđenja poslovnih rezultata rudnika. Postavljanje vremenske dinamike za pokretanje i provedbu programa unaprjeđenja efikasnosti (kasnije obaveza privrednog sektora). Poticanje inicijativa kontinuiranog upravljanja promjenom, unaprjeđenja korporativne kulture te ulaganja u znanja i vještine zaposlenika u sektoru rudnika.
	Izrada i provedba programa restrukturiranja i transformacije sektora rudnika uglja	Zbog nepovoljne finansijske situacije sektora uglja, potrebno je u što kraćem vremenu započeti s procesom restrukturiranja i transformacije sektora nastavno na odabranu strategiju razvoja TE sektora. Dodatno, potrebno je odabrati optimalnu dinamiku restrukturiranja uzevši u obzir socijalnu komponentu i velik broj zaposlenika u sektoru rudnika, te osigurati plan za pravednu socijalnu tranziciju radne snage rudnika. Uz troškovne mjere, potrebno je alocirati sredstva za nužnu modernizaciju i ulaganje u tehnologiju što će omogućiti rast produktivnosti i konkurentniju proizvodnu cijenu. Investicijska sredstva trebaju biti alocirana na najperspektivnije rudnike, gdje će nova tehnologija i ekonomija obima imati najznačajniji efekat na produktivnost i proizvodnu cijenu. U skladu s time, rudnici trebaju prilagoditi investicijske planove s ciljem što efikasnije alokacije sadašnjih te budućih sredstava koji će nastati kao posljedica sveobuhvatnog restrukturiranja.
	Unaprjeđenje proizvodne efikasnosti kao dugoročnog rješenja za današnje intervencije na proizvodnoj cijeni uglja	Dugoročna intervencija koja se manifestira kroz određivanje proizvodne cijene uglja nije održiva u dugom roku. Postoji realan rizik da će se neefikasnost sektora u sve većoj mjeri početi prelijevati na krajnje korisnike, a trenutno značajno otežava razvoj sektora rudnika i finansijski opterećuje lokalnu zajednicu. S ciljem kontrole i minimiziranja negativnog utjecaja na proizvodnu cijenu, potrebno je kontinuirano raditi na smanjenju troškova proizvodnje.
Regulativa	Ažuriranje i usaglašavanje relevantne legislative i regulative s ciljem stvaranja institucionalnog okvira sukladno dobrim industrijskim praksama	Kontinuirano ažurirati i usaglašavati rudarsko-geološku i drugu povezanu legislativu i regulativu sukladno dobrim praksama i standardima, uključujući i strategiju postojećih/razvoja novih ležišta s prostornim strategijama i planovima

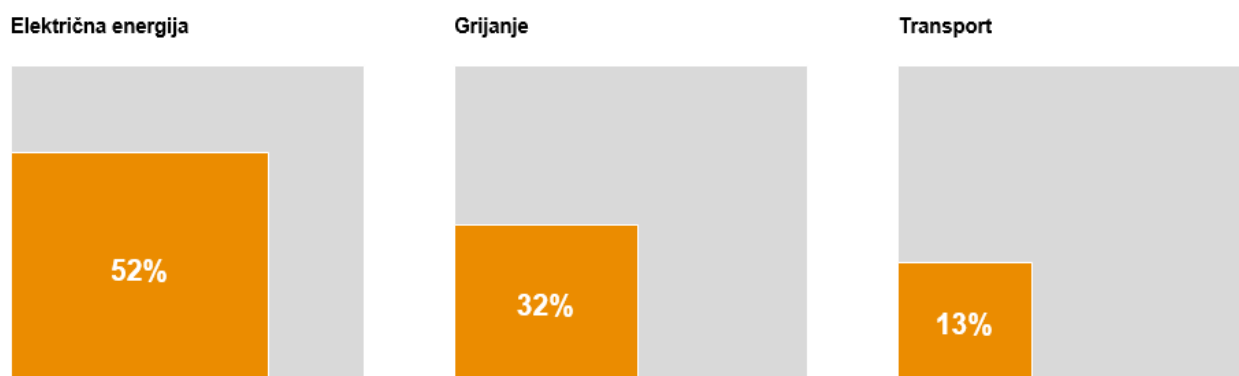
5.4 Obnovljivi izvori energije

5.4.1 Uvod

Obnovljivim izvorima energije (OIE) se smatraju hidroenergija, solarna energija, energija vjetra, energija biomase, geotermalna energija te energija talasa/plime i oseke. Pažljivo iskorištavanje obnovljivih resursa sve je više na agendi globalnih i evropskih ekonomija, što se vidi i kroz dinamiku te promjene u strukturi udjela OIE-a u globalnoj proizvodnji i bruto finalnoj potrošnji. Uz sve veću dostupnost tehnologije, ključnu ulogu u popularizaciji OIE-a imaju energetske politike i zakoni koji nedvosmisleno potiču taj trend.

Shodno Direktivi o obnovljivoj energiji 2009/28/EZ, do 2020. godine u Evropskoj uniji udio obnovljivih izvora energije u potrošnji mora biti 20 %. Dugoročno gledano, ciljevi udjela OIE-a u potrošnji energije do 2040. godine u Evropskoj uniji sežu i preko 50 % (Slika 5.4.1).

Slika 5.4.1 Ciljevi udjela OIE-a u Evropskoj uniji, 2040. godina



Izvor: IEA – World Energy Outlook 2016.

Kada govorimo o segmentu električne energije, Federacija Bosne i Hercegovine već danas ima solidan udio OIE-a u bruto finalnoj potrošnji u odnosu na zemlje EU-a. Razlog tome su hidroenergetski potencijali u segmentu električne energije.

Prema najnovijem izvještaju iz 2017. godine, *Cost – competitiverenewable power generation: Potential across South East Europe*, od strane IRENA-e (eng. *International renewable energy agency*), u Bosni i Hercegovini postoji značajan tehnički potencijal obnovljivih izvora energije: naprimjer solarni potencijal je 2.963,7 MW, potencijal vjetra 13.141,1 MW, hidropotencijal od 6.110 MW, itd. Osim za hidroelektrane, čiji troškovno-konkurentan potencijal iznosi 2.510 MW, Bosna i Hercegovina ima i veliki troškovno-konkurentan solarni i vjetropotencijal. U 2016. godini, navedeni potencijal za vjetar se kretao u rangu od 2.556,2 MW do 5.861,3 MW, dok je solarni iznosio 993,5 MW. Stoga će daljnja eksploatacija obnovljivih izvora energije u budućnosti uvelike ovisiti o padu cijena pojedinih tehnologija, poticajnim mehanizmima, administrativnim barijerama tokom dobijanja dozvola i sl.

Iako Federacija Bosne i Hercegovine ima dobru poziciju iz perspektive samih prirodnih resursa, u okviru daljnjeg strateškog planiranja potrebno je uraditi dodatne aktivnosti kako bi se ažurirali podaci o potencijalu njihovog daljnjeg iskorištavanja, naročito u segmentu hidroenergije, vjetra i solarne energije.

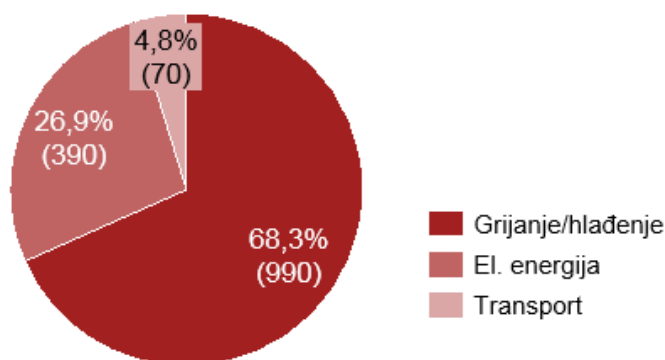
5.4.2 Učešće energije iz OIE-a u bruto finalnoj potrošnji

Na temelju Odluke o implementaciji Direktive 2009/28/EZ utvrđen je obavezujući cilj od 40 % udjela OIE-a u ukupnoj finalnoj potrošnji do 2020. godine za cijelu Bosnu i Hercegovinu, što je dio Akcionog plana Bosne i Hercegovine za korištenje obnovljivih izvora energije. Shodno tome, za Federaciju Bosne i Hercegovine je određen cilj udjela OIE-a u finalnoj potrošnji kako bi se ispunio onaj na državnom nivou. U Federaciji Bosne i Hercegovine je 2014. godine donesen Akcioni plan Federacije Bosne i Hercegovine za korištenje obnovljivih izvora energije (APOEF). Prema Akcionom planu, Federacija Bosne i Hercegovine ima za cilj postići 41 % udjela OIE-a u bruto finalnoj potrošnji, odnosno 1.450 ktoe u 2020. godini. Ciljevi za povećanje udjela OIE-a u bruto finalnoj potrošnji su spuštjeni na tri ključna sektora:

- električna energija,
- grijanje i hlađenje,
- transport.

Postizanju zadatog cilja u 2020. godini najviše bi trebali pridonijeti sektor grijanja i hlađenja sa 68,3 % ukupno potrošene energije iz OIE-a. Očekuje se da će udio sektora električne energije biti 26,9 %, a transporta 4,8 %.

Slika 5.4.2 Doprinos sektora za udio OIE-a u finalnoj potrošnji energije u Federaciji Bosne i Hercegovine, 2020. godina



Izvor: Akcioni plan Federacije Bosne i Hercegovine za korištenje OIE-a

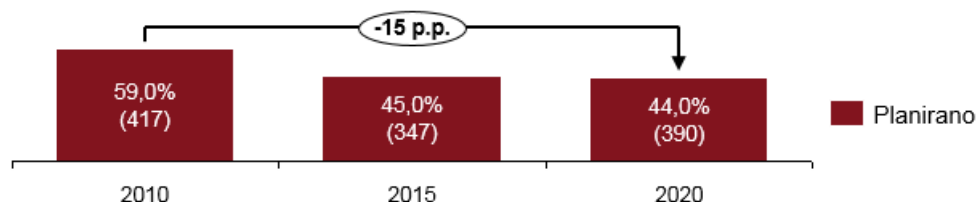
Akcionim planom su procijenjene putanje kretanja udjela OIE-a u ukupnoj finalnoj potrošnji, prema kojem udio za 2017. i 2018. godinu iznosi 39 %, za 2019. 40 %, te, kako je već spomenuto, za 2020. je udio 41 %.

Na entitetskom nivou je potrebno pratiti napredak korištenja OIE-a, u kontekstu udjela i stvarne potrošnje OIE-a po sektorima te doprinosa svake tehnologije u pojedinom sektoru. Na nivou Federacije Bosne i Hercegovine je izvještaj kojim bi se pratila realizacija stvarnih udjela OIE-a tek u izradi, te za sada te informacije nisu dostupne.

5.4.2.1 Sektor električne energije

S ciljem sudjelovanja u ukupnom cilju, za sektor električne energije su date projekcije kretanja udjela OIE-a u finalnoj potrošnji. U sektoru električne energije, cilj je ostvariti potrošnju iz OIE-a u 2020. godini od 390 ktoe (4.535,7 GWh), odnosno ostvarenje udjela od 44 % u finalnoj potrošnji energije. Iako se, prema planu u 2020. relativni udio smanjio u odnosu na 2015. godinu, količina energije u apsolutnom iznosu se svake godine povećava (Slika 5.4.3).

Slika 5.4.3 Dinamika OIE-a u finalnoj potrošnji sektora električne energije u ktoe, 2010–2020. godine



Izvor: Akcioni plan Federacije Bosne i Hercegovine za korištenje OIE-a

OIE tehnologije koje imaju doprinos finalnoj potrošnji u sektoru električne energije su hidroenergija, vjetar, biomasa i solarna energija. Planirano je da će u 2015. godini najveći doprinos imati hidroenergija s 99,2 % (294,2 ktoe – 4.421,5 GWh) od ukupne količine OIE energije, zatim biomasa s 0,5 % (1,6 ktoe – 18,61 GWh), te solarna energija s 0,3 % (0,7 ktoe – 8,1 GWh). Za 2020. godinu postavljeni su ciljevi za hidroenergiju u iznosu od 349,6 ktoe – 4.065,8 GWh (85,8 %), za vjetar u iznosu od 49,4 ktoe – 574,5 GWh (12,5 %), biomasu u iznosu 5,3 ktoe – 61,6 GWh (1,3 %), te za solarnu energiju u iznosu od 1,55 ktoe – 18 GWh (0,4 %) (Tablica 5.4.1).

Do 2035. godine, doprinos svake pojedine tehnologije će se povećati. Najveći doprinos ukupnom udjelu OIE-a će imati hidroelektrane i pretpostavka je da će on iznositi u prosjeku ~ 79 %. Međutim, njihov će se relativni udio smanjiti zbog povećanja udjela ostalih obnovljivih izvora energije. Relativni udio vjetra može u prosjeku relativno iznositi 12 % uz povećanje u apsolutnom smislu. Kao gornja vrijednost scenarija za vjetroelektrane se može očekivati duplo veće učešće vjetra od 24 % prvenstveno zbog perspektive i tendencije izgradnje novih vjetroelektrana na području Federacije Bosne i Hercegovine. Da bi se ostvario procijenjeni doprinos biomase, koji iznosi u intervalu ~ 6 % – 16 %, potrebno je poticati korištenje čvrste biomase u kogeneracijskim postrojenjima. S obzirom na to da će solarna energija postati konkurentnija na tržištu, poželjna je i izgradnja solarnih mikroelektrana. Zbog toga se, do 2035. godine, očekuje blagi porast udjela te vrste energije u OIE, te bi on tada iznosio ~ 3–4% (Tablica 5.4.1).

Tablica 5.4.1 Doprinos tehnologija OIE-a u finalnoj potrošnji u sektoru električne energije

Tehnologija	Plan 2015.	Plan 2020.	Vizija 2035.		
			Udio u OIE el. energije ¹		Doprinos u finalnoj potrošnji
			Prosjeak scenarija	Viša vrijednost u scenarijima ²	
Hidro	294,2 ktoe (99,2%)	349,6 ktoe (85,8%)	~ 79%	~ 93%	
Vjetar	0 ktoe (0%)	49,4 ktoe (12,5%)	~ 12%	~ 24%	
Biomasa	1,6 ktoe (0,5%)	5,3 ktoe (1,3%)	~ 6%	~ 16%	
Solarna	0,7 ktoe (0,3%)	1,55 ktoe (0,4%)	~ 3%	~ 4%	

Napomena: 1) Odnosi se na prosjek svih scenarija bez kogeneracijskog scenarija; 2) Suma udjela po tehnologijama ne daje zbir od 100 % budući da prikazani udjeli po tehnologiji predstavljaju maksimalnu vrijednost svih razmatranih scenarija.

Izvor: Akcioni plan Federacije Bosne i Hercegovine za korištenje OIE-a, analiza Projektnog tima

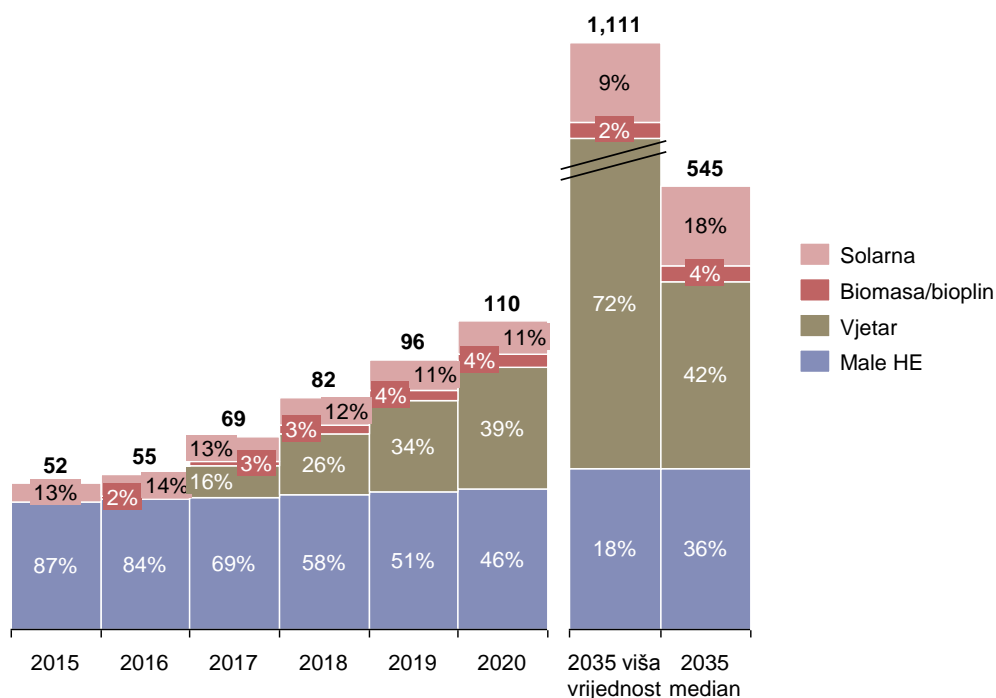
5.4.2.2 Poticanje proizvodnje iz OIE-a

Kroz sistem poticaja, najviše se planira stimulirati izgradnja vjetroelektrana i hidroelektrana, s time da snaga hidroelektrana ne smije biti veća od 10 MW kako bi mogle ulaziti u sistem poticaja.

Prema Akcionom planu, do 2020. godine bi u Federaciji Bosne i Hercegovine trebalo biti instalirano 110 MW u kapacitetima koji ulaze u sistem poticaja. Najveći udio će imati hidro i vjetroelektrane. Prema tome, u 2020. godini bi se iz navedenih kapaciteta proizvelo 361 GWh električne energije. S obzirom na različite scenarije razvoja proizvodnog miksa do 2035. godine, iznosi instalirane snage i proizvodnje iz OIE-a se razlikuju. Prema entitetskom scenariju, u 2035. godini bi iznos instalirane snage iz OIE-a iznosio 1.111 MW, što predstavlja višu vrijednost. S obzirom na potencijal i mogućnosti u Federaciji Bosne i Hercegovine se do 2035. godine planira izgradnja vjetroelektrana ukupnog kapaciteta 795,5 MW, te bi se tada iz njih proizvelo oko 2.093 GWh godišnje, što bi činilo 66 % ukupne proizvodnje. Ukupna proizvodnja prema ovom scenariju bi tada iznosila 3.156 GWh. Do 2035. godine će se instalirati i 19,3 MW kapaciteta u elektranama na biomasu, te 97,6 MW u solarnim elektranama.

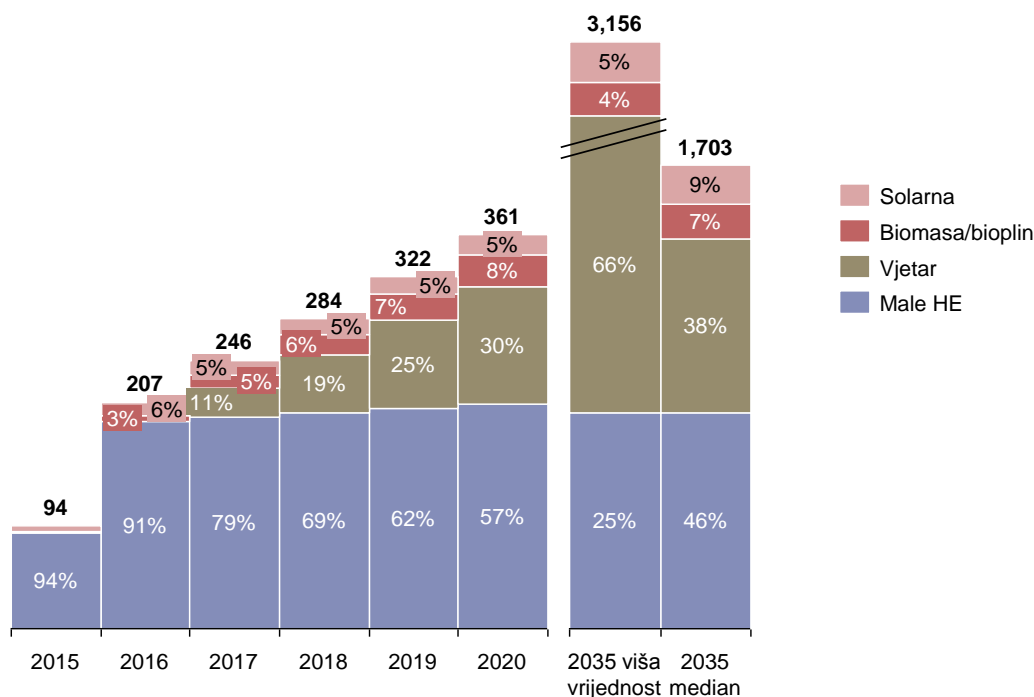
Upoređujući scenarij s višim vrijednostima, u kojem se najviše promovira korištenje obnovljivih izvora, s medijanom svih scenarija, vidljivo je da se iznosi instalirane snage i proizvodnje u 2035. godini dosta razlikuju (Slika 5.4.4 i Slika 5.4.5). Glavna razlika je u instaliranoj snazi vjetroelektrana, s obzirom na to da je prilikom izračuna medijana svih scenarija, u obzir uzet limit instalirane snage VE u iznosu od 230 MW. S obzirom na tehnički potencijal energije vjetra i planova Federacije Bosne i Hercegovine za izgradnjom vjetroelektrana, za period nakon 2020. potrebno je raditi na aktivnostima usklađenja poticajnih mehanizama za se tipove tehnologija OIE-a, smanjenju administrativnih barijera te stvaranju uslova na mreži za integraciju veće snage iz vjetroelektrana.

Slika 5.4.4 Iznos instalirane snage OIE-a u Federaciji Bosne i Hercegovine u postojećim i novim kapacitetima u sistemu poticaja u MW, 2015–2035. godine



Napomena: 1) Procjena do 2035. godine je napravljena na temelju scenarija podataka Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine i procjene Projektnog tima; 2) Odabir projekata za realizaciju ciljane snage OIE-a je predmet daljnjih odluka studija isplativosti te utjecaja na okolinu (npr. utjecaj na kontrolu poplava, utjecaj na okoliš i zdravlje, itd.)
Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, Proizvodni portfolio Federacije Bosne i Hercegovine 2015–2035.

Slika 5.4.5 Iznos proizvodnje po pojedinom izvoru OIE-a u sistemu poticaja u GWh, 2015–2035. godine

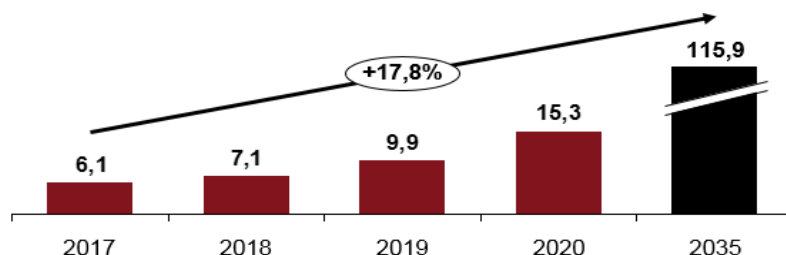


Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, Proizvodni portfolio Federacije Bosne i Hercegovine 2015–2035.

S obzirom na postojeći sistem poticaja, potrebno je osigurati određene naknade za poticanje proizvodnje iz obnovljivih izvora energije. Ukupna planirana sredstva za naknade za OIE se sastoje od sredstava za isplatu podsticajnog dijela, troškova balansiranja i troškova rada operatera. Sva navedena sredstva se nadoknađuju iz sredstava prikupljenih kroz naknadu za OIE od krajnjih potrošača. Visine naknade, koja se isplaćuje proizvođaču, se razlikuju ovisno o pojedinoj tehnologiji.

Za 2017. godinu su planirana sredstva u iznosu od 6,1 miliona eura. Napravljena je procjena rasta troškova naknada za entitetski scenarij, s obzirom na to da je u njemu pretpostavljen najagresivniji rast OIE-a, kako bi se vidio krajnji pritisak na cijene. U tom bi slučaju ukupni troškovi naknada u 2035. godini bili 115,9 miliona eura. Taj će se iznos, ovisno o strategiji razvoja portfolija i ciljevima preuzetim iz EU-a, naknadno moći korigirati (Slika 5.4.6).

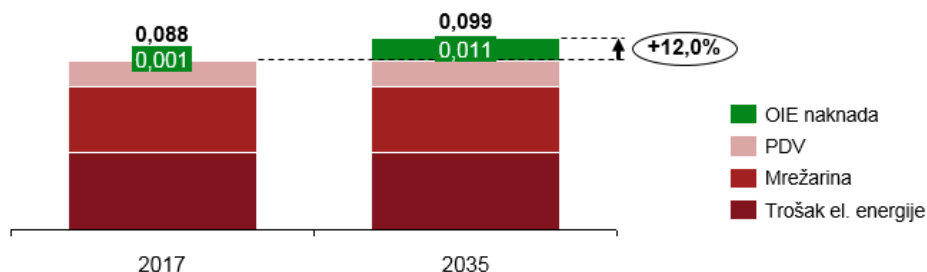
Slika 5.4.6 Procjena rasta planiranih troškova naknada za OIE u milionima EUR, 2017–2035. godine



Napomena: Procjena napravljena prema scenariju Radne skupine entiteta
Izvor: analiza Projektnog tima

Troškove naknada za OIE snose krajnji potrošači putem računa za električnu energiju, na koji se dodaje jedinična naknada za OIE. U 2017. godini, ta jedinična naknada iznosi 0,001 EUR/kWh. Napravljena je procjena prema kojoj bi se iznos jedinične naknade, do 2035. godine, mogao povećati na 0,011 EUR/kWh. U tom slučaju bi, samo zbog porasta iznosa naknada, došlo do rasta cijene za krajnjeg korisnika od 12 % do 2035. godine, pod pretpostavkom da ostale stavke računa za električnu energiju ostanu nepromijenjene (trošak električne energije, mrežarina i PDV) (Slika 5.4.7).

Slika 5.4.7 Utjecaj planiranih OIE naknada na krajnju cijenu električne energije u EUR/kWh, 2017–2035. godine



Napomena: Procjena napravljena prema scenariju Radne skupine entiteta. Svrha je indikativna procjena budućih pritisaka naknada za OIE na cijenu električne energije u scenariju nepromijenjenog iznosa naknada (*ceteris paribus*).
Izvor: analiza Projektnog tima

Spomenute procjene su napravljene kako bi se, uzimajući u obzir određene pretpostavke poput količine proizvodnje iz OIE-a, sredstava za podsticaje i troškove rada operatera i balansiranja, pokazalo da će se stvarati dodatni pritisak na krajnje cijene električne energije. Iz tog je razloga potrebno periodičko revidiranje sistema modela poticaja proizvodnje iz OIE-a, po uzoru na ostale zemlje Evrope. Ukoliko se ostvari planirano povećanje BDP-a od 3 % godišnje, rast životnog standarda bi nadmašio trenutno procijenjeno povećanje krajnje cijene energije. U sklopu daljnje tranzicije energetskog sistema Federacije Bosne i Hercegovine na niskougličnu energiju preporučuje se po potrebi izrada dodatne studije o efikasnijem korištenju budžetskog novca te potencijalnoj realokaciji sa sektora konvencionalne energije na sektor OIE-a.

U nastavku je prikazan regulatorni okvir za poticanje obnovljivih izvora energije u Federaciji Bosne i Hercegovine (Tablica 5.4.2).

Tablica 5.4.2 Regulatorni okvir za poticanje OIE-a u Federaciji Bosne i Hercegovine

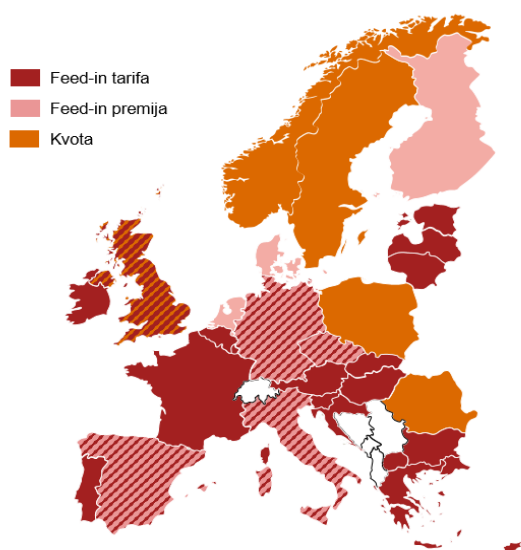
Federacija Bosne i Hercegovine	
Model poticaja OIE-a	<ul style="list-style-type: none"> • Feed-in tarifa s garantiranom cijenom
Procedura za feed-in tarife	<ul style="list-style-type: none"> • Proizvođač OIE-a mora dobiti imati status „privilegiranog proizvođača električne energije“ • Proizvođači sklapaju ugovor o kupovini el. energije s Operaterom za obnovljive izvore energije i efikasnu kogeneraciju (Operater za OIEiEK) • Operater za OIEiEK mora kupiti svu el. energiju proizvedenu iz OIE-a po povlaštenoj cijeni • Operater za OIEiEK prikuplja naknade za OIE, te isplaćuje podsticajni dio iz garantirane cijene za proizvedenu energiju privilegiranim proizvođačima
Tehnologije	<ul style="list-style-type: none"> • Sve tehnologije ulaze u sistem <i>feed-in</i> tarifa
Spajanje na mrežu	<ul style="list-style-type: none"> • Proizvođači OIE-a imaju prioritet spajanja na mrežu

Izvor: *Res-legal*, Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine

Trenutno se u Federaciji Bosne i Hercegovine proizvodnja potiče putem *feed-in* tarifa. Proizvođači koji su ušli u model poticanja putem *feed-in* tarife imaju garantiranu tarifu u trajanju od 12 godina. Ovim se modelom isključuje cjenovni rizik novih proizvođača i smanjuje njihov trošak kapitala, ali se i isključuje proizvođača od aktivnog sudjelovanja na tržištu s obzirom na to da Operater ima obavezu kupovine proizvedene energije.

Većina zemalja jugoistočne Evrope koristi *feed-in* sistem kao sistem poticaja za proizvodnju iz obnovljivih izvora energije. Nakon dostizanja zadovoljavajućeg nivoa OIE-a u sistemu poticaja, trebalo bi razmotriti prelazak na drugačije poticajne mehanizme koji su prilagođeniji ciljevima. Jedan od mogućih mehanizama poticaja je sistem kvota u kojem je snabdjevač obavezan da kupi određenu količinu obnovljive energije. Na taj se način stvara tržište među proizvođačima i snabdjevačima na kojem se trguje energijom ili “zelenim certifikatima”. Evropske zemlje imaju različite modele poticaja proizvodnje iz OIE-a (Slika 5.4.8). 2013. godine je EU najavila potpuni preustroj poticaja koje su države članice smjele ponuditi sektoru obnovljivih izvora energije, pri čemu se prednost daje poticajnim premijama i, već navedenom, sistemu kvota, umjesto uobičajenom poticaju *feed-in* tarifama.

Slika 5.4.8 Modeli poticaja u evropskim zemljama



Izvor: SEERMAP, DIA-CORE, Fraunhofer, ECOFYS, European Commission

5.4.2.3 Upravljanje tržištem OIE-a za električnu energiju

U Bosni i Hercegovini je 2016. godine došlo do uspostavljanja balansnog tržišta putem tendera, te trenutno tržištem rukovodi Nezavisni operater sistema u Bosni i Hercegovini (NOSBiH). U Bosni i Hercegovini postoji 17 registriranih balansnoodgovornih strana, od kojih je 8 bilo aktivno tokom 2016. godine.

Zakonom o obnovljivim izvorima energije i efikasne kogeneracije propisano je da privilegirani i kvalificirani proizvođači, instalirane snage iznad 150 kW, plaćaju troškove balansiranja sopstvene proizvodnje Operateru za OIEiEK. Trenutno u Federaciji Bosne i Hercegovine ne postoji tehnička infrastruktura i definiran mehanizam cjelokupnog procesa balansiranja svih proizvođača iz OIE-a od kojih se otkupljuje električna energija, a koji isporučuju tu istu energiju u distributivnu mrežu²¹. S obzirom na to da se očekuje porast OIE-a, za očekivati je da će dolaziti do većeg debalansa u EES-u. Do debalansa prvenstveno dolazi zbog drastičnog povećanja instaliranih kapaciteta u vjetroelektranama. Glavni problem proizvodnje energije iz VE je nemogućnost precizne prognoze proizvodnje. U slučaju da je proizvodnja iz vjetroelektrana iznad prognoze, vjetroelektranama se plaća niska cijena debalansa, dok u suprotnom slučaju vjetroelektrane plaćaju visoku cijenu debalansa.

Da bi se minimalizirao problem pojave debalansa u EES-u, potrebno je adekvatno riješiti pitanje organiziranja sistema i integracije povlaštenih proizvođača iz OIE-a u EES Bosne i Hercegovine, te su iz tog razloga date smjernice za uspostavljanje OIE balansnog tržišta (Tablica 5.4.3).

Tablica 5.4.3 Smjernice za uspostavljanje OIE balansnog tržišta

Smjernica	Opis
Formiranje OIE balansne grupe	Svi povlašteni i kvalificirani proizvođači iz OIE-a ¹ spojeni na distributivnu mrežu pripadaju OIE balansnoj grupi ili mogu biti samostalni kao dio postojećih BOS-ova, koji djeluju na balansnom tržištu, a čije funkcioniranje je definirano Tržišnim pravilima
Uspostavljanje mehanizama u kojem će Operater za obnovljivu energiju voditi OIE balansu grupu	Uspostava koordinacijskog tijela, odnosno operatera za OIE od strane Operatera za OIEiEK
	Definiranje pravila za upravljanje, vođenje i prodaju električne energije unutar OIE balansne grupe u ime povlaštenih i kvalificiranih proizvođača iz OIE-a
	Ispitivanje mogućnosti daljnjeg razvoja tržišnih mehanizama i modaliteta proizvodnje el. energije iz OIE-a (indikativan period 2020. godina), ali isto tako i prodaje el. energije iz OIE-a
Definiranje mehanizama za snošenje troškova debalansa za OIE	Definiranje nadležnosti za usluge balansiranja električne energije za povlaštene i kvalificirane proizvođače OIE-a (trenutno u fazi pripreme Nacrta Pravilnika o metodologiji za raspodjelu troškova balansiranja i određivanje udjela troškova koji će se plaćati iz naknada za poticanje)
Korištenje naprednih programa za preciznu prognozu dnevne proizvodnje povlaštenih proizvođača OIE-a	Odnosi se na sve vrste tehnologije OIE-a, a posebno se odnosi na proizvodnju iz vjetroelektrana, kako bi se povećala tačnost planiranja, i posljedično smanjili debalansi u sistemu

Napomena: 1) Zakon o korištenju OIEiEK-a ne spominje balansnu odgovornost postrojenja u probnom radu
Izvor: Operater za OIEiEK, analiza Projektnog tima

²¹ Odnosi se na prognoziranje, dostavljanje planova, obračune debalansa, te finansijska poravnanja između svih subjekata u balansnoj grupi koji su uzrokovali debalans i nadležnog BOS-a.

Kao dodatak, navedeni su primjeri kako se električnom energijom iz OIE-a trguje u odabranim evropskim zemljama u kojima je operator tržišta ili TSO zadužen za vođenje OIE balanse grupe i energije uravnoteženja iz OIE-a (Tablica 5.4.4).

Tablica 5.4.4 Tok načina prodaje el. energije iz OIE-a u odabranim zemljama

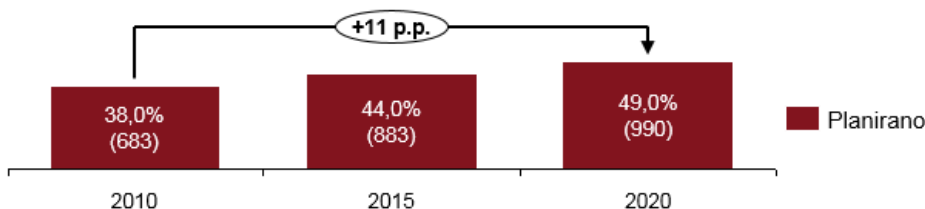
Tok razvoja kanala prodaje	
Slovenija	<ul style="list-style-type: none"> • Operater tržišta BORZEN → upravitelj eko-bilančne grupe i energije uravnoteženja za OIE • 2010. – nestandardni proizvod na aukcijama (uz balansiranje) + berza el. energije (BSP) • 2011–2015. – standardni proizvod, aukcije i berza el. energije; 2016. bilančnu grupu kupuje GEN-I, a 2017. ju kupuje HEP
Austrija	<ul style="list-style-type: none"> • Operater EE APCS, u sklop OeMAG → upravitelj eko-bilančne grupe i energije uravnoteženja za OIE • 2003–2006. – voditelji eko-bilančne grupe odgovorni za kupovinu, subvencioniranje i alociranje el. energije • 2006–danas – OeMAG (APCS) alocira el. energiju direktno aktivnim snabdjevačima ovisno o njihovom tržišnom udjelu
Mađarska	<ul style="list-style-type: none"> • TSO MAVIR → upravitelj eko-bilančne grupe i energije uravnoteženja za OIE • 2008. – snabdjevači preuzimaju el. energiju iz OIE-a sukladno svom tržišnom udjelu • 2014. – novi kanal prodaje HUPX, razlika između planiranih dnevnih količina OIE-a i bazne energije se prodaje na berzi el. energije • 2016. – sva energija iz OIE-a se nudi preko HUPX-a
Italija	<ul style="list-style-type: none"> • Operater tržišta GSE → upravitelj eko-bilančne grupe i energije uravnoteženja za OIE • 2008–nadalje – GSE malim proizvođačima nudi kupovinu energije iz OIE-a koju prodaje na unutardnevnom ili „dan unaprijed“ tržištu na berzi el. energije

Izvor: BORZEN, HROTE, MAVIR, Res-legal, APG, GSE, Europex, analiza Projektnog tima

5.4.2.4 Sektor grijanja i hlađenja

Kao i za prethodni sektor, za sektor grijanja i hlađenja date su projekcije kretanja udjela OIE-a u finalnoj potrošnji. Za grijanje i hlađenje je postavljen cilj udjela OIE od 49 %, čime se predviđa povećanje udjela OIE-a na 990 ktoe u 2020. godini. Planirani udio za 2015. godinu je iznosio 44 %, odnosno 883 ktoe energije iz OIE-a (Slika 5.4.9).

Slika 5.4.9 Dinamika OIE-a u finalnoj potrošnji sektora grijanja i hlađenja u ktoe, 2010–2020. godine



Izvor: Akcioni plan Federacije Bosne i Hercegovine za korištenje OIE-a

U službenim dokumentima dostupnim od strane Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine, trenutno ne postoje podaci o planovima ili ostvarenim udjelima OIE-a u sektoru grijanja i hlađenja. Stoga, jedna od smjernica jest i kontinuirano praćenje korištenja pojedine tehnologije u finalnoj potrošnji energije za grijanje i hlađenje. Pretpostavka je da je najveći udio u finalnoj potrošnji imala biomasa, prvenstveno ogrjevno drvo.

Do 2035. potrebno je povećati apsolutni doprinos svake tehnologije (biomasa, geotermalna, solarna i ostale tehnologije). Uzimajući u obzir pretpostavku da je biomasa glavno gorivo, ona će i budućnosti ostati najviše korišteno gorivo, s procijenjenim udjelom između 98 % i 95 %, ovisno o scenariju, no potrebno je promijeniti strukturu korištenja biomase. Tako se očekuje smanjenje potrošnje ogrjevnog drveta, a povećanje korištenja peleta te šumskog i poljoprivrednog otpada. U kogeneracijskom obnovljivom scenariju potrebno je staviti naglasak na sisteme daljinskog grijanja (SDG). Da bi se to ostvarilo potrebno je poboljšati regulative vezane za sektor šumarstva te povezati industrije. Federacija Bosne i Hercegovine ima nezanemarljiv geotermalni potencijal, no do danas nije dovoljno istražen. S obzirom na to da će udio geotermalne energije u finalnoj potrošnji sektora biti ~ 0,5 %, potrebno je detaljnije istražiti te komercijalizirati geotermalni potencijal Federacije Bosne i Hercegovine. Procijenjeno je da će udio solarne energije, do 2035. godine, iznositi ~ 1–4 %, ovisno o scenariju. Šira upotreba solarnih panela, prvenstveno za grijanje u domaćinstvima, se očekuje zbog kontinuiranog pada cijena. S obzirom na rapidan razvoj tehnologija te pada njihove cijene na globalnom nivou, za očekivati je kako će se do 2035. godine na tržištu pojaviti nove komercijalne tehnologije koje će se koristiti za grijanje i/ili hlađenje kao i korištenje otpada za proizvodnju toplotne energije (*waste to energy*), te da će one imati otprilike 0,5 % udjela u ukupnoj finalnoj potrošnji sektora (Tablica 5.4.5).

Tablica 5.4.5 Doprinos tehnologija OIE-a u finalnoj potrošnji u sektoru grijanja i hlađenja

Tehnologija	Vizija 2035.	
	Udio u OIE grijanja/hlađenja	Doprinos u finalnoj potrošnji
Biomasa	~ 98% ¹ -95% ²	➔
Geotermalna	~ 0,5%	➔
Solarna	~ 1% ¹ -4% ²	➔
Ostalo	~ 0,5%	➔

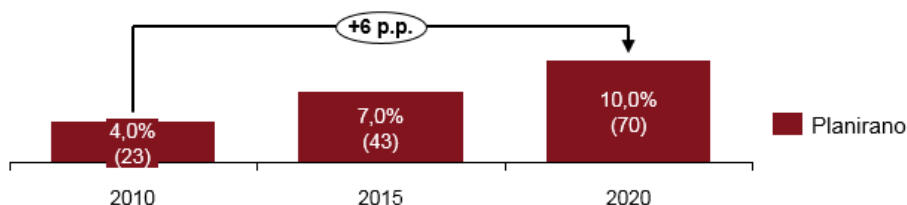
Napomena: 1) Odnosi se na kogeneracijski obnovljivi scenarij s većim udjelom daljinskih toplinarskih sistema na biomasu, 2) Odnosi se na scenarij jačeg razvoja decentralizirane energije i mikrosolara na domaćinstvima (poticaji za PV i pad cijena tehnologije)

Izvor: analiza Projektnog tima

5.4.2.5 Sektor transporta

Prema Akcionom planu, udio obnovljivih izvora u finalnoj potrošnji u transportu se do 2020. godine se mora povećati na 10 %, tj. u apsolutnom iznosu mora iznositi 70 ktoe. Planirani udio OIE-a u 2015. godini je bio 7 %, no pretpostavka je, jer podaci o realizaciji nisu dostupni, da je trenutno realizacija ispod plana (Slika 5.4.10).

Slika 5.4.10 Dinamika OIE-a u finalnoj potrošnji sektora transporta u ktoe, 2010–2020, godine






Izvor: Akcioni plan Federacije Bosne i Hercegovine za korištenje OIE-a

Prema procjenama, od 70 ktoe obnovljive energije u 2020. godini, oko 90 % će se proizvesti iz biogoriva, a ostalih ~ 10 % će biti električna energija nastala iz obnovljivih izvora energije. Međutim, bitno je napomenuti da je, budući da ne postoji statistika o otkupu električne energije iz OIE-a, potrebno unaprijediti statističke podatke u narednom periodu.

U narednom periodu se najviše očekuje korištenje biodizela i bioetanola. Prema procjenama do 2035. godine, doprinos biogoriva će biti ~ 90 % – 85 %, s time da će se apsolutni doprinos u finalnoj potrošnji povećati. Samo povećanje biogoriva će, među ostalim, i znatno utjecati na smanjenje emisija CO₂. Osim biogoriva, do 2035. se očekuje i povećanje korištenja električne energije iz obnovljivih izvora, čiji je udio u OIE transportu procijenjen na ~ 10 – 15 %. Uz to, očekuje se i izgradnja električnih punionica automobila, koje bi se, osim za domaće automobile, koristile i prilikom međunarodnog cestovnog saobraćaja. Evropski trend ukazuje na rast društvene odgovornosti poduzeća, poput željeznica, koja kupuju zelenu energiju. Kao što je i ranije spomenuto, s obzirom na vrlo brz razvoj tehnologije, očekuje se pojava novih komercijalnih tehnologija i u sektoru transporta, čiji bi udio do 2035. godine mogao iznositi ~ 0,5 % (Tablica 5.4.6).

Tablica 5.4.6 Doprinos tehnologija OIE-a u finalnoj potrošnji u sektoru transporta

Tehnologija	Plan 2015.	Plan 2020.	Vizija 2035.	
			Udio u OIE transporta ¹	Doprinos finalnoj potrošnji
Biogoriva	100%	~ 90%	~ 90%-85%	
Električna energija iz OIE	0%	~ 100%	~ 10%-15%	
Ostalo	0%	0%	~0,5%	

Napomena: 1) Intervali ovise o penetraciji električnih vozila i baterijskih sistema u domaćinstva, decentralizirane energije i PV modula te stepenu korištenja OIE-a za napajanje električnih prijevoznih sredstava (tramvaji, željeznice, itd.)

Izvor: Akcioni plan Federacije Bosne i Hercegovine za korištenje OIE-a, analiza Projektnog tima

5.4.2.6 Mjere za postizanje ciljeva

Postojećim Akcionim planom je definirano nekoliko mjera kojima se planira povećati korištenje energije iz obnovljivih izvora i na taj način ostvariti postavljene indikativne ciljeve:

1. sistemsko planiranje u sektoru OIE-a → povećanje korištenja OIE-a, ekonomska isplativost i nova radna mjesta
2. uspostava tržišta za energiju iz obnovljivih izvora
3. upravljanje potrošnjom energije
4. korištenje svih raspoloživih potencijala iz obnovljivih izvora
5. promocija najboljih praksi koje se primjenjuju u zemljama Evropske unije → efikasno korištenje energije i obnovljivih izvora
6. korištenje energije iz hidropotencijala na optimalan način
7. osiguravanje finansijske podrške za efikasan i održiv sistem korištenja biomase, biogasa i ostalih biogoriva
8. korištenje energije otpada za proizvodnju električne i toplotne energije, te rješavanje problema gradskih deponija
9. osiguravanje podrške za domaću proizvodnju opreme i pružanje usluga
10. povećanje korištenja obnovljivih izvora u sektoru transporta, posebno biogoriva.

5.4.3 Regulatorni i institucionalni okvir

5.4.3.1 Nivo Bosne i Hercegovine

Vijeće ministara Bosne i Hercegovine je usvojilo Akcioni plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini (Akcioni plan OIE-a Bosne i Hercegovine) u martu 2016. godine. Akcioni plan OIE-a Bosne i Hercegovine je baziran na ranije usvojenim entitetskim akcionim planovima za korištenje obnovljivih izvora energije. Akcioni planovi entiteta i države izrađeni su na obrascu propisanom Odlukom Evropske komisije o utvrđivanju obrasca za nacionalne akcione planove za obnovljivu energiju u skladu s Direktivom 2009/28/EZ. Također, Akcioni plan OIE-a Bosne i Hercegovine sadrži parametre koji se odnose na Brčko Distrikt Bosne i Hercegovine, ali koji dosad nisu bili predmet usvajanja od strane Vlade Brčko Distrikta. Akcioni plan Bosne i Hercegovine se usklađuje sa strateškim i planskim dokumentima Federacije, Republike Srpske i Brčko Distrikta Bosne i Hercegovine. Akcioni plan OIE-a Bosne i Hercegovine definiira pregled potrošnje energije iz OIE-a u referentnoj 2009. godini te u periodu od 2010. do 2020. godine, uključujući:

- planiranu ukupnu finalnu potrošnju energije iz OIE-a u grijanju i hlađenju, električnoj energiji i transportu, uzimajući u obzir učinke energetske efikasnosti i energetske štednje, izraženo u kilotonama ekvivalentne nafte
- planirani udio OIE-a u ukupnoj finalnoj potrošnji energije iz OIE-a u grijanju i hlađenju, električnoj energiji i transportu izraženo u procentima
- udio obnovljive energije svakog sektora u krajnjoj potrošnji energije
- udio obnovljive energije u transportu
- procjenu ukupnog udjela (instaliranih kapaciteta ukupne proizvodnje električne energije) koji se očekuje od svake tehnologije za obnovljivu energiju
- maksimalni nivo instalirane snage privilegiranih proizvođača za svaku tehnologiju (u daljnjem tekstu: dinamičke kvote)
- politiku i mjere za promociju i poticanje korištenja energije iz OIE-a, u skladu s propisima iz oblasti konkurencije i državne pomoći
- zajedničke mjere ministarstva i institucija.

Energetska statistika je u fazi razvoja i još nije u potpunosti funkcionalna kako bi se osigurali dovoljni podaci za praćenje i ažuriranje dešavanja u sektoru OIE-a u Bosni i Hercegovini. MVTEO izvještava Energetsku zajednicu o realizaciji Akcionog plana OIE-a Bosne i Hercegovine, shodno entitetskim izvještajima o realizaciji akcionih planova, te izvještaju o provedbi mjera koje provodi državni nivo.

5.4.3.2 Regulatorna u Federaciji Bosne i Hercegovine

Akcioni plan za korištenje obnovljivih izvora energije u Federaciji Bosne i Hercegovine (Akcioni plan OIE-a Federacije Bosne i Hercegovine) određuje politiku, planove i indikativne ciljeve Federacije Bosne i Hercegovine o udjelu energije iz OIE-a u ukupnoj finalnoj potrošnji električne energije, energije za grijanje i/ili hlađenje i energije za transport, uvažavajući efekte regulatornih mjera koje se odnose na unaprjeđenje energetske efikasnosti i uštede energije kod krajnjih kupaca, kao i drugih mjera u svrhu ispunjenja postavljenih ciljeva.

Zakonom o korištenju obnovljivih izvora energije i efikasne kogeneracije se uređuje promoviranje korištenja obnovljivih izvora energije i efikasne kogeneracije, ispitivanje potencijala OIE-a, kao i mjere za promoviranje upotrebe OIE-a u transportu radi potrošnje na domaćem tržištu i povećanja udjela u ukupnoj potrošnji energije, te obezbjeđenje razvoja podsticajnih mjera, regulatornog okvira i tehničke infrastrukture za OIE i efikasnu kogeneraciju. Modeli podsticaja u Federaciji Bosne i Hercegovine su *feed-in* tarifa s garantiranom cijenom. Proizvođači energije iz OIE-a imaju pravo prioritetnog spajanja na mrežu. Zakonom je uspostavljen Operater za obnovljive izvore energije i efikasnu kogeneraciju (Operater za OIEiEK) s ciljem stvaranja institucionalne strukture za operacionalizaciju sistema podsticaja proizvodnje i otkupa električne energije iz postrojenja koja koriste OIEiEK.

Operater za OIEiEK ima sljedeće nadležnosti:

1. prikuplja, obrađuje i vodi evidenciju o ukupnoj električnoj energiji proizvedenoj u postrojenjima kvalificiranih proizvođača,
2. na zahtjev privilegiranog proizvođača, zaključuje ugovor o otkupu električne energije po garantiranim otkupnim cijenama i vrši otkup ukupne električne energije proizvedene iz postrojenja privilegiranog proizvođača,
3. na zahtjev kvalificiranog proizvođača, zaključuje ugovor o otkupu električne energije po referentnoj cijeni i vrši otkup ukupne električne energije proizvedene iz postrojenja kvalificiranog proizvođača,
4. na zahtjev potencijalnog privilegiranog proizvođača, zaključuje predugovor za otkup električne energije po garantiranim otkupnim cijenama,
5. vrši obračun i isplatu finansijskih sredstava za isporučenu električnu energiju privilegiranim proizvođačima koji su zaključili ugovor s Operaterom za OIEiEK po garantiranim cijenama, odnosno kvalificiranim proizvođačima po referentnoj cijeni za isporučene količine proizvedene energije,
6. zaključuje ugovor o otkupu električne energije s mikroproizvođačem, te vrši obračun i isplatu finansijskih sredstava za isporučenu električnu energiju,

7. sa svakim pojedinačnim snabdjevačem iz Federacije Bosne i Hercegovine i kvalificiranim kupcem koji električnu energiju za vlastite potrebe nabavlja od snabdjevača van teritorije Federacije Bosne i Hercegovine, sklapa ugovor kojim će se detaljno urediti sva međusobna prava i obaveze, uključujući prikupljanje naknada kao i obavezu snabdjevača i kvalificiranih kupaca da izda Operateru za OIEiEK odgovarajuće garancije za osiguranje uplata,
8. izrađuje analize ostvarenih količina električne energije u odnosu na planirane količine električne energije proizvedene iz OIE-a,
9. vrši fakturiranje i naplatu od snabdjevača za isporučenu električnu energiju proizvedenu iz postrojenja privilegiranih proizvođača, po referentnoj cijeni,
10. prikuplja i obrađuje podatke o ukupnoj finalnoj potrošnji električne energije u Federaciji Bosne i Hercegovine koje dostavljaju operater mreže, snabdjevači i kvalificirani kupci na mjesečnom nivou, radi obračuna naknada,
11. prikuplja naknade za podsticanje od snabdjevača i kvalificiranih kupaca,
12. sudjeluje u predlaganju pravila o balansiranju elektroenergetskog sistema u saradnji s ovlaštenim institucijama, uključujući i pravila za obračun naknada za debalans, koja su u nadležnosti NOSBiH-a,
13. u ime privilegiranih proizvođača, vrši isplatu sredstava za balansiranje elektroenergetskog sistema nadležnom tijelu,
14. vodi poseban transakcijski račun za obračun i plaćanje električne energije proizvedene iz OIEiEK-a,
15. provodi propisane aktivnosti vezane za promoviranje OIEiEK-a,
16. dostavlja polugodišnje i godišnje izvještaje o poslovanju FMERI-ju i FERK-u,
17. vodi Registar garancije porijekla, izdaje, vrši prijenos i poništavanje garancija porijekla električne energije, te energije grijanja i hlađenja,
18. vodi Registar projekata,
19. vodi evidenciju o realizaciji i poštivanju procedura otkupa energije iz OIE-a.

Regulatorne funkcije iz oblasti OIEiEK-a vrši FERK, i to:

1. donošenje metodologije za utvrđivanje referentne cijene električne energije i, na osnovu nje, utvrđivanje referentne cijene električne energije,
2. reguliranje i nadzor rada Operatera za OIEiEK,
3. odobravanje Pravilnika o postupku podnošenja zahtjeva za izdavanje garancije porijekla na prijedlog Operatera za OIEiEK,
4. donošenje Pravilnika o stjecanju statusa kvalificiranog proizvođača i izdavanje Rješenja o stjecanju statusa kvalificiranih proizvođača,
5. donošenje Pravilnika o obaveznom učešću i preuzimanju električne energije proizvedene iz OIE-a, i na osnovu toga utvrđivanje obaveznog učešća za sve snabdjevače,
6. donošenje metodologije utvrđivanja garantiranih cijena električne energije za različite tehnologije, koje privilegirani proizvođači koriste za proizvodnju električne energije, kao i kriterija za njihovu promjenu, i na osnovu toga izračun prijedloga garantiranih cijena električne energije,
7. donošenje pravilnika za mikropostrojenja OIE-a koji sadrži skraćene procedure, kojim su definirani postupci kod izgradnje, uslovi priključenja na distributivnu mrežu, način mjerenja i obračuna proizvedene električne energije,
8. davanje saglasnosti na pravilnik za utvrđivanje metodologije za raspodjelu troškova balansiranja za privilegirane i kvalificirane proizvođače kao i učešća koji će se plaćati sredstvima iz naknada prikupljenih za stimuliranje, a na prijedlog Operatera za OIEiEK,
9. informiranje javnosti o stimulativnim mjerama za OIEiEK.

Uredba o podsticanju proizvodnje električne energije iz OIEiEK-a i određivanju naknada za podsticanje („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj: 48/14) uređuje da se sredstva za podsticanje proizvodnje električne energije iz OIEiEK-a obezbjeđuju iz naknade koja se naplaćuje od svih krajnjih kupaca električne energije u Federaciji Bosne i Hercegovine. Snabdjevač kupaca električnom energijom je obavezan u računu koji dostavlja kupcu po osnovu isporučene i prodane električne energije, kao posebnu stavku, naznačiti jedinični iznos i iznos ukupne naknade za podsticanje. Snabdjevač je obavezan da sredstva naplaćena po osnovu naknade za podsticanje doznači na račun Operatera za OIEiEK. Operater za OIEiEK i proizvođač zaključuju ugovor o kupovini električne energije. Operater za OIEiEK mora kupiti svu energiju proizvedenu iz OIE po povlaštenoj cijeni. Operater za OIEiEK prikuplja naknade za OIE te isplaćuje poticajni dio i garantirane cijene za proizvedenu energiju privilegiranim proizvođačima. Pravilnikom o metodologiji o načinu utvrđivanja garantiranih otkupnih cijena električne energije iz postrojenja za korištenje obnovljivih izvora energije i efikasne kogeneracije („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj: 50/14) FERK propisuje metodologiju utvrđivanja garantiranih otkupnih cijena električne energije iz postrojenja kvalificiranih proizvođača, koji su stekli status privilegiranih proizvođača, za svaku vrstu i grupu postrojenja za korištenje OIEiEK-a, kao i kriterije za promjenu utvrđene garantirane otkupne cijene. Pravilnikom o metodologiji za utvrđivanje referentne cijene električne energije („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj: 50/14, 100/14) FERK propisuje metodologiju utvrđivanja referentne cijene električne energije, kao otkupne cijene električne energije iz postrojenja koja koriste OIEiEK čija se proizvodnja ne potiče i koristi se za utvrđivanje naknada koje se plaćaju za OIE. Pravilnikom o obaveznom udjelu i preuzimanju električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije („Službene novine

Federacije Bosne i Hercegovine“, broj: 99/16), FERK propisuje obavezu, način i procedure preuzimanja električne energije proizvedene iz OIE-a za sve snabdjevače koji snabdijevaju krajnje kupce u Federaciji Bosne i Hercegovine i kvalificirane kupce koji uvoze električnu energiju za vlastite potrebe. Pravilnikom o stjecanju statusa kvalificiranog proizvođača električne energije („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj: 53/14), FERK propisuje uslove i način na koji proizvođači električne energije, koji u pojedinačnom proizvodnom objektu proizvode električnu energiju koristeći otpad ili OIE ili se bave kombiniranom proizvodnjom toplotne i električne energije, na ekonomski primjeren način u skladu s mjerama zaštite okoline, stiču status kvalificiranog proizvođača. Pravilnikom o postupku podnošenja zahtjeva za izdavanje garancije porijekla električne energije („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj: 101/15) definira se sadržaj zahtjeva za izdavanje garancije porijekla električne energije, te sadržaj izdate garancije porijekla električne energije, kao i uspostavljanje transparentne procedure i osiguranje ravnopravnih uslova za izdavanje, prijenos i poništavanje garancije porijekla električne energije. Pravilnikom za mikropostrojenja obnovljivih izvora energije („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj: 50/14) definiraju se jasni uslovi i način priključenja mikropostrojenja OIE-a na distribucijsku mrežu, koji osiguravaju i omogućavaju ravnopravne uslove za priključenje mikropostrojenjima OIE-a, kao i način mjerenja i obračuna električne energije proizvedene u mikropostrojenjima OIE-a.

5.4.4 Strateške smjernice

S obzirom na to da su ranije navedene mjere preuzete iz Akcionog plana koji je definiran za period do 2020. godine, potrebno je postaviti energetske okvir strategije za sektor obnovljivih izvora energije u Federaciji Bosne i Hercegovine. U nastavku su navedeni strateški prioriteti i smjernice za razvoj sektora OIE-a do 2035. godine (Tablica 5.4.7).

Tablica 5.4.7 Strateške smjernice

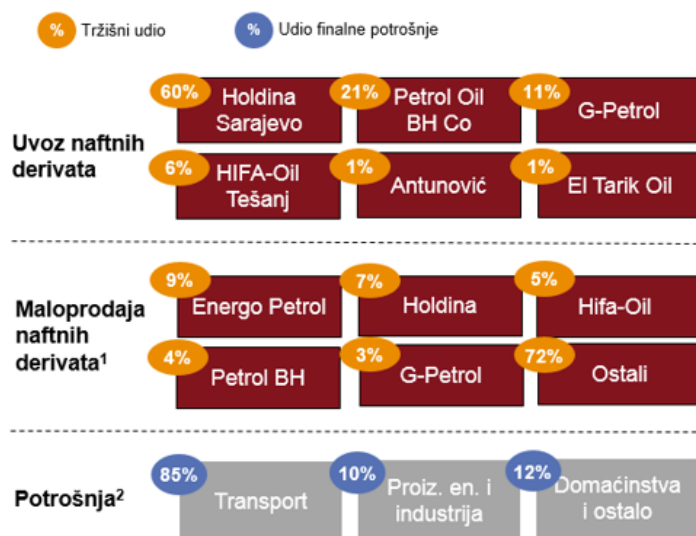
	Strateški prioritet	Strateška smjernica
Tržište i regulativa	Povećanje udjela OIE-a, koji su u sistemu podsticaja, u proizvodnji električne energije, uz adekvatnu organizaciju sistema	Sistemska planiranje povećanja proizvodnje iz ostalih obnovljivih izvora energije, uzimajući u obzir raspoložive potencijale kroz izradu novih akcionih planova za period nakon 2020. godine
		Osnivanje balansne grupe za povlaštene i kvalificirane proizvođače OIE-a, uz razradu organizacije tržišta kroz definiranje nadležnog tijela za koordinaciju, načina planiranja prodaje el. energije, te troškova balansiranja
		Stalne revizije iznosa naknada, kao i razmatranje novih modela podsticaja od 2020. godine koji bi napravili manji pritisak na krajnje potrošače
	Povećanje udjela OIE-a u finalnoj potrošnji u sektorima električne energije te grijanja i hlađenja	Trenutno nije normirana upotreba minimalnih nivoa energije iz OIE-a prilikom izgradnje novih ili renoviranja postojećih objekata. Nisu propisane mjere u cilju povećanja udjela OIE-a u finalnoj potrošnji u sektorima grijanja i hlađenja. Po ovim pitanjima postoji neusklađenost s Direktivom 2009/28/EC, stoga je normiranje neophodno Propisivanje upotrebe minimalnih nivoa energije iz OIE-a prilikom izgradnje novih ili renoviranja postojećih kapaciteta, te donošenje propisa koji će uređivati primjenu kogeneracije
	Postizanje cilja od 10 % udjela OIE-a u proizvodnji energije u transportu u 2020. godini, i nastavak promocije korištenja biogoriva do 2035. godine	Donošenje propisa kojima bi se normirala upotreba biogoriva te utvrdili kriteriji održivosti za pogonska biogoriva i druga tečna biogoriva, s ciljem ispunjenja ciljeva iz Akcionog plana te ispravnog transponiranja zahtjeva iz Direktive 2009/28/EC, ali isto tako kako bi se nastavila promovirati upotreba OIE-a u transportu i nakon 2020. godine

5.5 Sektor nafte i naftnih derivata

5.5.1 Struktura naftnog tržišta u Federaciji Bosne i Hercegovine

Federacija Bosne i Hercegovine trenutno nema domaću proizvodnju nafte i gasa, ali u periodu od 2011. do 2015. godine provedena je reinterpretacija starijih podataka na temelju kojih je prostor Dinarida proglašen perspektivnim. Federacija Bosne i Hercegovine ne posjeduje kapacitete za preradu sirove nafte pa je u potpunosti ovisna o uvozu naftnih derivata. Najvećim dijelom uvoz se vrši iz Hrvatske, gdje INA kroz podružnicu *Holdina d.o.o.* osigurava oko 60 % tržišta. Maloprodajnu mrežu karakterizira veliki broj malih privatnika, s manje od 5 benzinskih pumpi u vlasništvu, koji sačinjavaju oko 70 % tržišta. Potrošnja naftnih derivata najveća je u sektoru transporta, gdje se najviše troše benzin i dizel (Slika 5.5.1).

Slika 5.5.1 Struktura naftnog tržišta Federacije Bosne i Hercegovine, 2015. godina (procjena)



Napomena: 1) Postotak je omjer broja benzinskih stanica određene firme i ukupnog broja stanica

Izvori: Bilans naftnih derivata FBiH 2015, Spisak benzinsko-pumpnih stanica 2016, Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine

5.5.2 Istraživanje i proizvodnja ugljikovodika

U regiji u kojoj se nalazi Federacija Bosne i Hercegovine, proizvodnja ugljikovodika se provodi već dugi niz godina, posebno u Panonskom bazenu na područjima Hrvatske i Mađarske. Zbog zrelosti proizvodnih područja u Hrvatskoj i Mađarskoj proizvodnja je u padu, ali je i dalje najviša u regiji (Tablica 5.5.1). Sudeći prema prisutnosti nafte u regiji, u strukturama sličnima onima koje obuhvaćaju dio Federacije Bosne i Hercegovine, potencijal za postojanje rezervi nafte postoji.

U svijetu postoje različiti pravni modeli i ugovori koji definiraju odnos između naftnih kompanija i države tokom svih faza procesa proizvodnje sirove nafte. Najvažnije je definirati način raspodjele prihoda od proizvodnje sirove nafte i kako će troškovi biti tretirani. Države odabiru vrstu pravnog modela prema kojem će biti konkurentne za privlačenje investicija u naftni sektor i prema kojem će maksimizirati dobit od proizvodnje sirove nafte. Naprimjer, kada se uspoređi opis pravnog modela Hrvatske i Mađarske (Tablica 5.5.1) s Crnom Gorom, uočava se da su uslovi povoljniji u Crnoj Gori, koja pokušava privući investicije u istraživanje i proizvodnju nafte i gasa a nema potvrđene rezerve i proizvodnju, dok Hrvatska i Mađarska ostvaruju veću dobit od proizvodnje. Federacija Bosne i Hercegovine, u tom pogledu, nema definirane naknade za eksploataciju ugljikovodika, te će se, u svrhu konkurentnosti, naknade definirati pregovorima direktno s investitorom kroz ugovor o koncesiji.

Tablica 5.5.1 Proizvodnja ugljikovodika i pravni modeli u regiji

Država / entitet	Pravni model	Opis	Proizvodnja ugljikovodika (kboe/dan)
Mađarska	Royalty ²	• Koncesionar je dužan platiti naknadu za istraživanje i proizvodnju ugljikovodika ovisno o površini istražnog/proizvodnog područja i 16 % vrijednosti proizvedenih ugljikovodika	40,9
Hrvatska	PSA ¹ + Royalty ²	• Naknada za istraživanje i eksploataciju nafte i gasa u Hrvatskoj sastoji se od godišnje novčane naknade utvrđene ovisno o površini istražnog/eksploatacijskog područja, naknada od 10 % vrijednosti proizvedenih ugljikovodika i podjele proizvedenih količina ugljikovodika pri čemu državi pripada od 10 % do 25 %	37,6
Srbija	Royalty ²	• Naknada za geološka istraživanja određuje se po kilometru kvadratnom istražnog prostora. Naknada za eksploataciju nafte i gasa iznosi 8 % tržišne cijene eksploatirane sirovine	31,7
Crna Gora	PSA ¹	• Koncesionar je dužan platiti naknadu po kilometru kvadratnom istražnog/proizvodnog područja i iznos udjela proizvodnje u rasponu od 5 % do 12 %, ovisno o količini dnevne proizvodnje za naftu i 2 % za gas	0
Albanija	PSA ¹ + Royalty ²	• U Albaniji operater je dužan prepustiti dio proizvodnje državi u omjeru dogovorenom u ugovoru i dužan je platiti naknadu od 10 % vrijednosti prodanih ugljikovodika	25
BiH – entitet FBiH	PSA ¹ + Royalty ²	• Potencijalni investitori ulaze u direktne pregovore s Federacijom Bosne i Hercegovine i saglasno utvrđuju naknade u fazi istraživanja i eksploatacije na temelju zakonom postavljenih okvira	0
BiH – entitet RS	PSA ¹ + Royalty ²	• Iznos rudne rente je fiksna i utvrđena zakonom, dok se PSA ugovorom saglasno definira stopa naknade na temelju zakonom postavljenih okvira	0

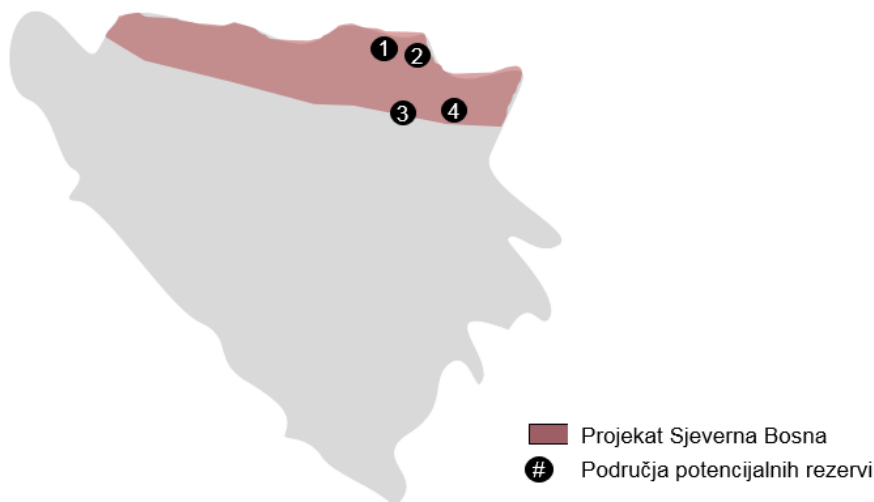
Napomena: 1) *Production sharing agreement* (PSA): Operater snosi sve troškove istraživanja i proizvodnje i prema ugovoru sklopljenim s državom ili nacionalnom naftnom kompanijom pripada mu dio proizvodnje ugljikovodika, 2) Royalty: Operater snosi prava na istraživanje i proizvodnju uz plaćanje određene godišnje naknade i poreza na prihod ostvarenog od prodaje sirove nafte.

Izvor: *Albania's regulatory and fiscal hydrocarbons regime*, Crna Gora, Ministarstvo ekonomije, Uredba o naknadi za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika, Zakon o naknadama za korištenje javnih dobara, naturalgasworld.com, tradingeconomics.com, molgroup.info, nis.eu

U periodu 1963–1991. godine, geološka istraživanja na području Bosne i Hercegovine su se provodila u više navrata ali komercijalna otkrića nikada nisu potvrđena. Od 1986. do 1990. godine na područjima Sjeverne Bosne i Dinarida provedena su obimna geološka, geohemijska i geofizička istraživanja.

Projekat Sjeverna Bosna zahvaća područja Federacije Bosne i Hercegovine i Republike Srpske (Slika 5.5.2). Istraživanja na tom području su kontinuirano trajala od 1974. do 1991. godine. Zahvaćeno područje je jugozapadni dio Panonskog bazena u kojem su države poput Hrvatske i Mađarske već utvrdile rezerve sirove nafte, što potvrđuje perspektivnost ovoga područja. Projekat je dijelom kreditirala Svjetska banka, a studiju „Procjena regionalnih istraživanja Sjeverne Bosne“ napravila je engleska firma ECL (*Exploration Consultants Limited*). U studiji je napravljena procjena potencijalnih rezervi (Tablica 5.5.2).

Slika 5.5.2 Područje projekta Sjeverna Bosna



Izvor: analiza Projektnog tima

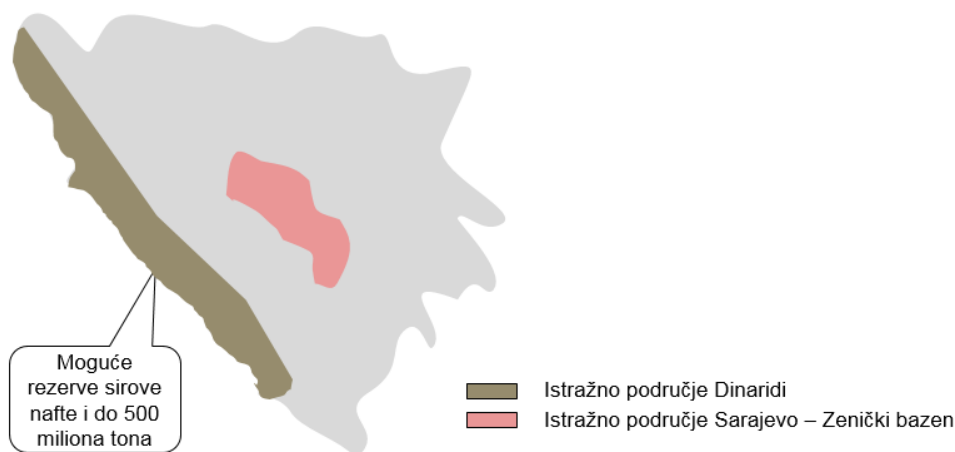
Tablica 5.5.2 Potencijalne rezerve sirove nafte i gasa na području Sjeverne Bosne

	Područje	Potencijalne rezerve (mil. bbl.)	Potencijalne rezerve (mil. t.)
1	Bosanski Šamac	64,5	9,2
2	Orašje	42,5–108,4	6,1–15,5
3	Tuzla	99,8	14,3
4	Lopare	83,2	11,9

Izvor: ESSBIH knjiga A; Prvi rezultati istraživanja nis.rs (2012), *Joint venture with NIS spuds first exploration well in Bosnia and Herzegovina gazprom-neft.net* (2013)

Istražno područje Dinarida proteže se od jugozapada Slovenije sve do Crne Gore i prolazi kroz južni i jugozapadni dio Bosne i Hercegovine (Slika 5.5.3). Zbog nepovoljne konfiguracije terena i složene geološke građe, istraženost Dinarida je mala, zbog čega detaljniji istraživački radovi iziskuju veća ulaganja u odnosu na Sjevernu Bosnu. Posljednje geološke radove na području Dinarida provela je Američka kompanija AMOCO u periodu 1989–1991. godine. Istraživanja provedena u tom periodu su fundamentalnog karaktera i može se smatrati da je to tek početak istraživanja. AMOCO je predstavio podatke o matičnim stijenama, kolektorima i geološkim strukturama prema kojima je ocijenjeno da perspektivnost za pronalazak rezervi postoji. Na temelju navedenih podataka predstavljenih od strane AMOCO-a potencijalne rezerve nisu procijenjene. *Shell Exploration Company* je 2011–2015. godine vršio interpretaciju postojećih geoloških podataka i napravio izvještaj o „Procjeni perspektivnosti Federacije Bosne i Hercegovine za istraživanje nafte i gasa” (Tablica 5.5.3). Područje se smatra perspektivnim, ali nova geološka istraživanja nisu provedena od 1992. godine, te su prema tome potrebna daljnja ulaganja u istraživanje područja Dinarida kako bi se pronašle i utvrdile rezerve ugljikovodika.

Slika 5.5.3 Istražna područja Dinaridi i Sarajevo



Izvor: analiza Projektnog tima

Tablica 5.5.3 Provedene aktivnosti na kojima se temelji perspektivnost pronalaska komercijalnih rezervi nafte

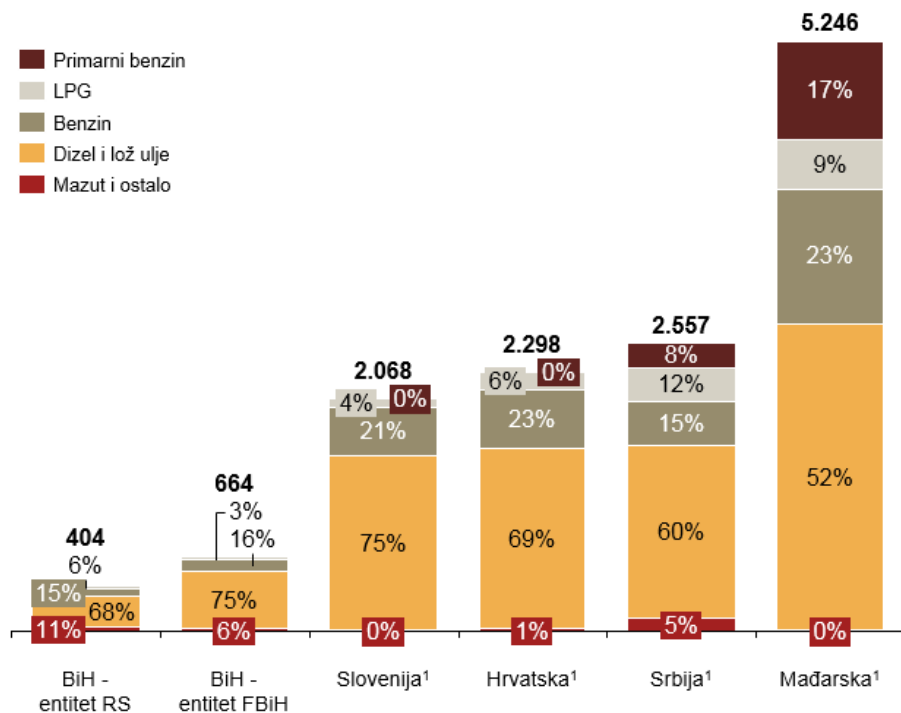
Period	Provedene aktivnosti
1963–1992	Istraživanje na području Dinarida i Sarajevsko-zeničkog bazena su izvršili <i>INA-Naftaplin</i> , <i>Energoinvest</i> i <i>AMOCO</i> . Navedeno područje su proglasili perspektivnim na temelju osnovnih geoloških istraživanja.
2011–2013	Potpisan je Memorandum o razumijevanju između Vlade Federacije Bosne i Hercegovine i <i>Shell Exploration Company B.V.</i> , za razmjenu podataka.
2013.	<i>Shell</i> je na temelju rezultata dobijenih ranijim istraživanjem napravio izvještaj o „Procjeni perspektivnosti Federacije Bosne i Hercegovine za istraživanje nafte i gasa”.
2015.	Procjena perspektivnosti Federacije Bosne i Hercegovine za istraživanje nafte i gasa sadrži osnovne podatke o naftnim sistemima koji ukazuju na opravdanost nastavka istraživanja nafte i gasa u Federaciji Bosne i Hercegovine, ali zbog globalnog stanja tržišta nafte <i>Shell</i> nije produžio Memorandum o razumijevanju.

Izvor: Prve istražne bušotine u Bosni i Hercegovini moguće već iduće godine energetika-net (2015), Informacija o izvršenim aktivnostima na realizaciji projekta istraživanja i eksploatacije nafte (2015)

5.5.3 Potrošnja naftnih derivata

Poređenjem strukture finalne potrošnje naftnih derivata po derivatu (Slika 5.5.4) i finalne potrošnje naftnih derivata po sektoru (Slika 5.5.5), primjećuje se da Federacija Bosne i Hercegovine prati trend regije te se najviše troše dizel i benzin, što je posljedica najveće finalne potrošnje u sektoru transporta od 91 %. U Federaciji Bosne i Hercegovine domaćinstva i ostali sektori sačinjavaju relativno mali udio u finalnoj potrošnji derivata, zbog čega je potrošnja mazuta i ostalih teških ugljikovodika relativno mala.

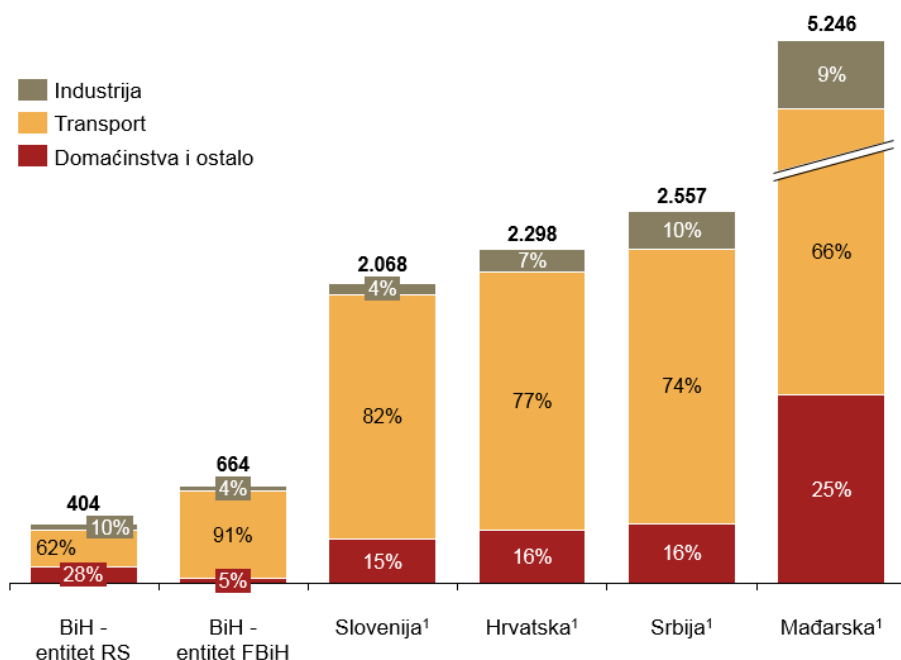
Slika 5.5.4 Finalna potrošnja naftnih derivata po derivatu u kt, 2014/2015. godine



Napomena: 1) Podaci iz 2014. godine

Izvor: Federalni zavod za statistiku – Bilans naftnih derivata 2015 Federacije Bosne i Hercegovine, Bilans nafte i naftnih derivata Republike Srpske 2015

Slika 5.5.5 Finalna potrošnja naftnih derivata po sektoru u kt, 2014/2015. godine

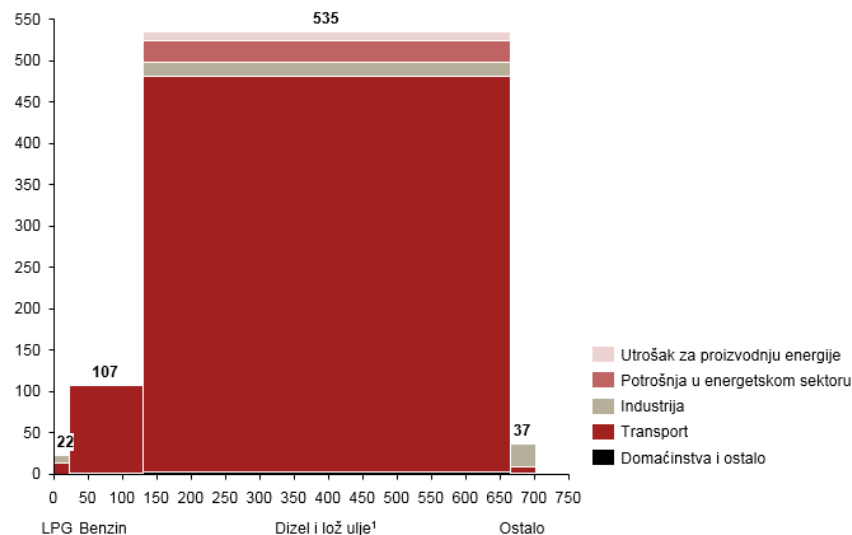


Napomena: 1) Podaci iz 2014. godine

Izvor: Federalni zavod za statistiku – Bilans naftnih derivata 2015 Federacije Bosne i Hercegovine, Bilans nafte i naftnih derivata Republike Srpske 2015

U ukupnoj potrošnji naftnih derivata podijeljenoj po sektoru i po derivatu najviše se troše dizel i lož-ulje (Slika 5.5.6), primarno u sektoru transporta te znatno manje u ostalim sektorima. Potrebno je napomenuti da je zakonom zabranjena upotreba lož-ulja u transportu, te da je potrošnja lož-ulja najzastupljenija u energetske sektoru za proizvodnju energije, dok se dizel koristi u sektoru transporta za pogon motornih vozila. LPG (*liquified petroleum gas* – ukapljeni naftni gas) je najmanje zastupljen u odnosu na ostale derivate i najviše se troši u sektoru transporta, dok se u industriji također koristi, ali znatno manje, te se u ostalim sektorima uopće ne koristi. Benzin se gotovo isključivo koristi u sektoru transporta za pogon motornih vozila. Ostali derivati poput maziva, bitumena i drugih teških frakcija ugljikovodika, najviše se koriste u sektoru industrije i znatno manje u sektoru transporta.

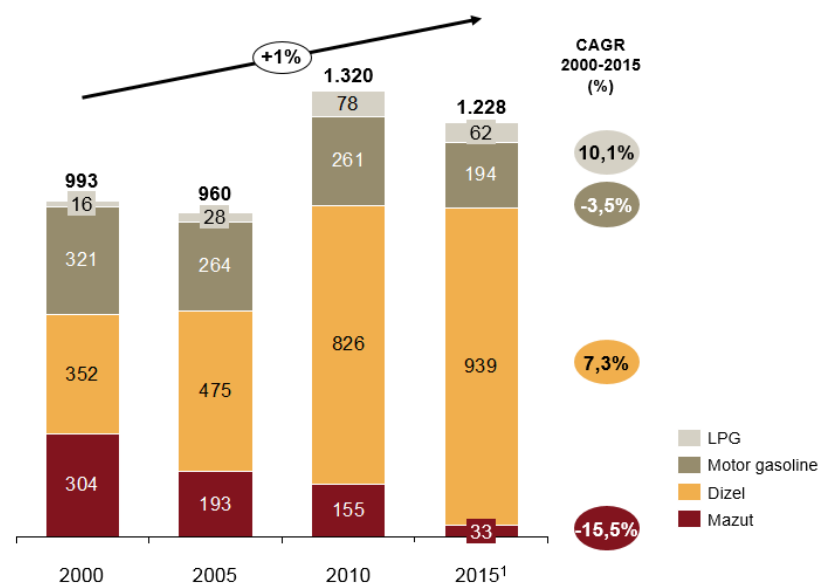
Slika 5.5.6 Ukupna potrošnja naftnih derivata po sektoru u Federaciji Bosne i Hercegovine u kt, 2015. godina



Napomena:1) U sektoru transporta zabranjena je upotreba -ulja za pogon motornih vozila
Izvor: Bilans naftnih derivata 2015, Federacija Bosne i Hercegovine

U Bosni i Hercegovini zabilježen je trend rasta potrošnje naftnih derivata u periodu od 2000. do 2014. godine (Slika 5.5.7). Rast BDP-a u Bosni i Hercegovini se u periodu od 2010. i 2016. godine kretao između 1 % i 3 %, što je predviđeno i u narednom periodu, zbog čega se očekuje daljnji rast potražnje naftnih derivata. Apsolutno najveći rast potražnje ima dizel, što odražava povećani postotak vozila koji za pogonsko gorivo koriste dizel. Zbog povećanja ukupnog broja prijeđenih kilometara cestovnim putem, u Bosni i Hercegovini očekuje se daljnji rast potražnje dizela i rast potražnje benzina.

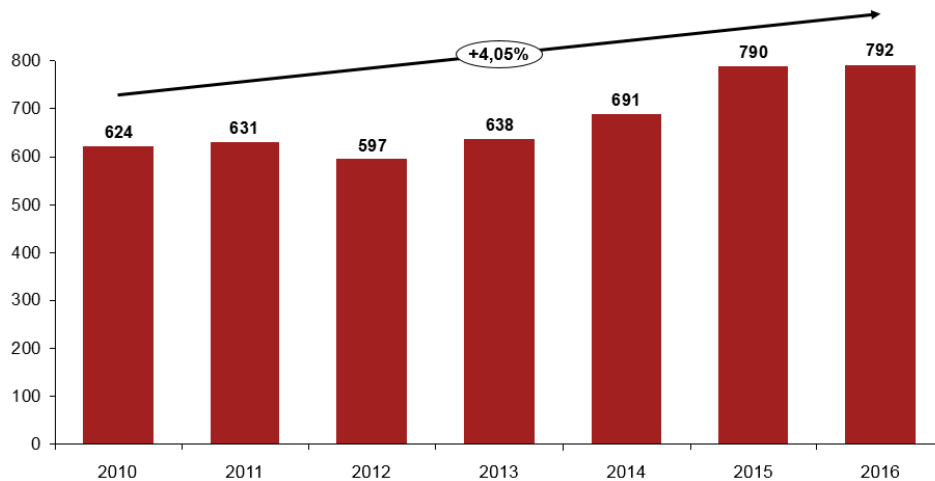
Slika 5.5.7 Godišnja potražnja naftnih derivata u Bosni i Hercegovini u kt, 2000–2015. godine



Napomena: 1) Zbog nedostupnosti ranijih podataka samo su podaci za 2015. godinu preuzeti iz dokumenta „Statistika energije – Nafta, derivati nafte, 2015“, dok su ostali podaci IEA-e
Izvor: IEA Bosnia and Herzegovina Oil for 2000-2014, Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine – Statistika energije – Nafta, derivati nafte, 2015

Federacija Bosne i Hercegovine nema domaću preradu naftnih derivata i prema tome, kompletna potražnja se namiruje iz uvoza. U periodu od 2010. do 2016. godine uočava se značajni rast uvoza, što odražava i porast potražnje u Bosni i Hercegovini. Trend povećanja uvoza se očekuje i ubuduće zbog predviđenog rasta potrošnje koje se temelji na rastu ekonomije Bosne i Hercegovine i povećanju prijeđenih kilometara kako ličnih tako i privrednih vozila.

Slika 5.5.8 Uvoz naftnih derivata u Federaciji Bosne i Hercegovine u kt 2010–2016. godine



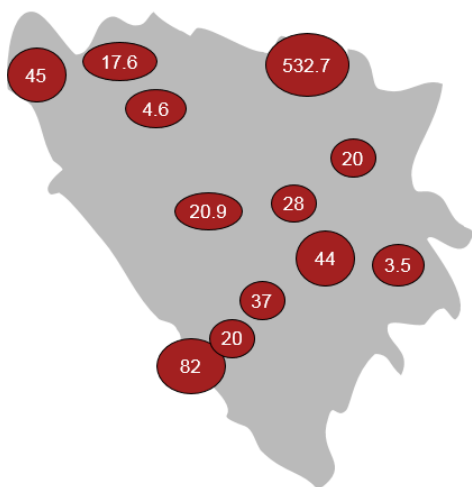
Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine

5.5.4 Program obaveznih rezervi naftnih derivata

Prema EU direktivi 2009/119/EC, Bosna i Hercegovina mora uskladiti zakone i regulative kojima će se osigurati kreiranje i održavanje obaveznih rezervi nafte i naftnih derivata. Potrebno je formirati centralno državno tijelo za čuvanje zaliha (CES – *Central Stockholding Entity*) i privredni subjekt na nivou entiteta, na kojeg bi se prenijeli zadaci vezani uz upravljanje obaveznim rezervama naftnih derivata. Rezerve nafte i derivata nafte moraju biti veće od prosječne količine 90-dnevnog uvoza ili prosječne 61-dnevne potrošnje. Potrebne rezerve nafte i naftnih derivata prema direktivi EU-a iznose oko 490.000 m³ u 2016. godini. Bosna i Hercegovina ukupno ima oko 800.000 m³ skladišnog prostora za sirovu naftu i derivate od čega se oko 530.000 m³ se nalazi u rafineriji nafte Brod, oko 113.000 m³ na terminalima Bihać, Blažuj, Mostar i Živinice, te 82.000 m³ u luci Ploče kojima upravljaju *Naftni terminali Federacije*.

Kreiranje obaveznih rezervi nafte i naftnih derivata u Federaciji Bosne i Hercegovine je definirano Zakonom o naftnim derivatima, prema kojem je određeno da je operater *Terminali Federacije* jedini ovlašten za uspostavu i zadržavanje rezervi naftnih derivata i u 100 % vlasništvu je Federacije Bosne i Hercegovine. Propisima u Federaciji Bosne i Hercegovine nije definirana metodologija formiranja rezervi naftnih derivata, što nije u skladu s Direktivom 2009/119/EC. Federacija Bosne i Hercegovine još uvijek nije započela stvaranje zaliha nafte i derivata nafte.

Slika 5.5.9 Kapaciteti skladišta za sirovu naftu i derivate u Bosni i Hercegovini u m³



Izvor: Zakon o naftnim derivatima Federacije Bosne i Hercegovine, *Energy Community Emergency oil stocks in the energy community level*

Uz postojeće skladišne kapacitete za naftne derivate u Federaciji Bosne i Hercegovine (Tablica 5.5.4), podzemni terminali Pajtov Han, Misoča, Pokoj, Roštani su 2006. godine preuzeti od Federalnog ministarstva odbrane ali su minirani i devastirani te nisu u upotrebi. Također, niti jedan od preostalih kapaciteta za skladištenje derivata nafte na području Federacije Bosne i Hercegovine nije upotrebljiv, pa su potrebna ulaganja u sanaciju i obnovu skladišne infrastrukture. Kako bi se finansirala djelatnost operatera *Terminali Federacije* određena je obaveza plaćanja takse na naftne derivate u iznosu od 0,01 KM/l (0,005 EUR/l), i ona je prihod Operatera. Ukupni iznos takse na godišnjem nivou, koji će se moći koristiti za ulaganja u skladišne kapacitete u skladu sa odlukama o namjenskom utrošku sredstava, je procijenjen na 2,56 miliona EUR. Procijenjeni iznos rekonstrukcije skladišnih prostora po jedinici volumena iznosi 255,00 EUR/m³. Operater *Terminali Federacije* prema Odluci Vlade Federacije Bosne i Hercegovine u posjedu 172.000 m³ instaliranih skladišnih kapaciteta na području Federacije Bosne i Hercegovine, pa je prema tome ukupni trošak rekonstrukcije oko 42 miliona EUR. Ukoliko će se projekat finansirati isključivo iz iznosa godišnje takse, bit će potrebno oko 16 godina za realizaciju projekta. Prema podacima operatera *Terminali Federacije*, u toku su završne aktivnosti na raspisivanju javnog poziva za izvođenje radova sanacije prvih skladišnih kapaciteta. Završetak radova se očekuje u prvoj polovici 2018. godine. Nadalje, početak prve faze radova u Živnicama se očekuje tokom 2017. godine, a kompletna rekonstrukcija svih kapaciteta 2020. godine.

Tablica 5.5.4 Skladišni kapaciteti za naftne derivate u Federaciji Bosne i Hercegovine

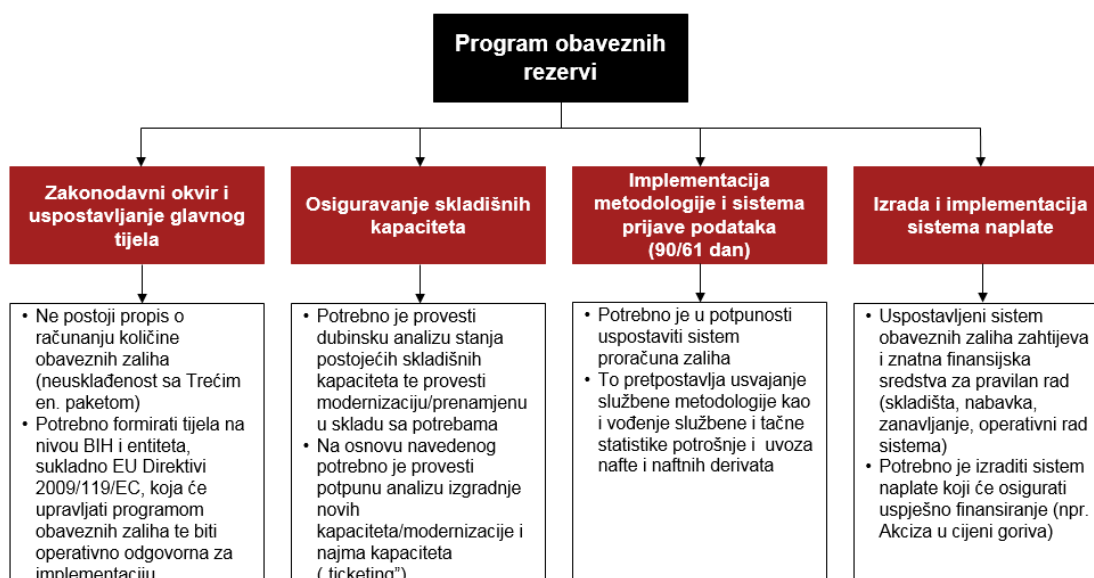
Skladište	Operater	Proizvod	Kapacitet (m ³)
Blažuj	Operater – Terminali Federacije	Tečna goriva	42.000
		LPG	1.000
Živnice	Operater – Terminali Federacije	Tečna goriva	17.400
		LPG	1.000
Ploče	Naftni terminali Federacije d.o.o.	Benzin	32.000
		Dizel	50.000
Mostar	Operater – Terminali Federacije	Tečna goriva	36.277
		LPG	1.000
Bihać	Operater – Terminali Federacije	Tečna goriva	18.100
Podzemni terminali ¹	Operater – Terminali Federacije	Tečna goriva	83.000
Ukupno	-	-	281.777

Napomena: 1) Podzemni terminali Pajtov Han, Misoča, Pokoj, Roštani i Pisci su 2006. godine preuzeti od Federalnog ministarstva odbrane ali oni su minirani i devastirani te nisu u upotrebi

Izvor: *Energy Community Emergency oil stocks in the energy community level*, terminali.ba, analiza Projektnog tima

Kako bi se uspostavio cjeloviti sistem upravljanja obaveznim rezervama u Federaciji Bosne i Hercegovine, nužno je ispuniti temeljne pretpostavke (Slika 5.5.10), koje je u narednom periodu potrebno staviti u jasan vremenski plan te ih razraditi za potrebe provedbe.

Slika 5.5.10 Temeljne pretpostavke za uspostavu programa obaveznih rezervi

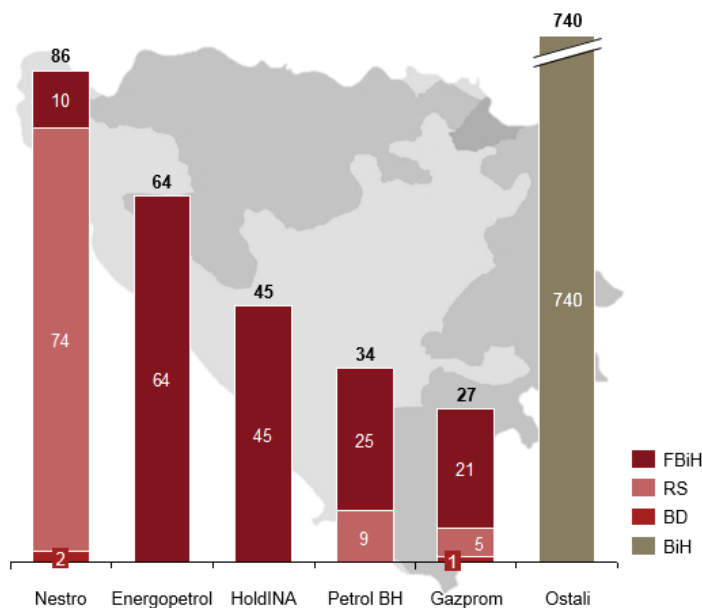


Izvor: analiza Projektnog tima

5.5.5 Tržište maloprodaje naftnih derivata

Maloprodajno tržište u Federaciji Bosne i Hercegovine je vrlo fragmentirano te njime dominira veliki broj malih privatnika, što je rezultat poslijeratne liberalizacije uvoza naftnih derivata na tržište. Najveći broj benzinskih stanica u Federaciji Bosne i Hercegovine posjeduju *Energopetrol* i „INA“ koja posluje pod nazivom *HoldINA*. U septembru 2006. godine INA je otkupila većinski udio u *Energopetrolu*, 67 %, od Vlade Federacije Bosne i Hercegovine. Tada se INA obavezala na ulaganje u modernizaciju postojeće infrastrukture *Energopetrola* unutar tri godine od preuzimanja. Unatoč malim inicijalnim ulaganjima u modernizaciju benzinskih stanica, u posljednjim godinama ulaganja se ostvaruju. INA je također uložila u modernizaciju svojih benzinskih stanica, pa je tako do 2014. godine otprilike 37 stanica obnovljeno. U 2012. godini *Gazprom* je preuzeo benzinske stanice od Austrijske kompanije OMV i tako ušao na tržište Bosne i Hercegovine, i trenutno posjeduje 21 benzinsku stanicu u Federaciji Bosne i Hercegovine.

Slika 5.5.11 Broj benzinskih stanica u Bosni i Hercegovini, procjena za 2016. godinu



Izvor: holdina.ba, energopetrol.ba, moi.info, nesp petrol.com, gazprom-petrol.ba, analiza Projektnog tima

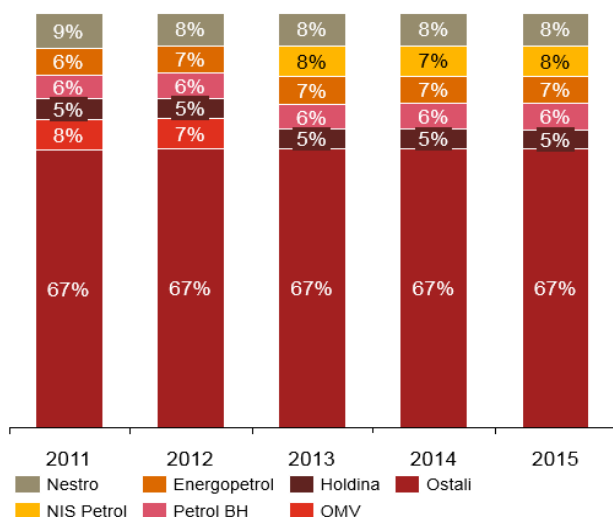
Tablica 5.5.5 Glavne kompanije u maloprodaji u Bosni i Hercegovini

Kompanije	Komentar
Nestro Petrol	<ul style="list-style-type: none"> Dio „Optima Group“ koji je u vlasništvu rafinerije Brod Posjeduje 74 benzinske stanice u Republici Srpskoj, 10 u Federaciji Bosne i Hercegovine i 2 u Distriktu Brčko
Energopetrol	<ul style="list-style-type: none"> Vlasnička struktura Energopetrola je: 67 % INA, 22 % Vlada Federacije Bosne i Hercegovine i 11 % mali dioničari Sve 64 benzinske stanice su u Federaciji Bosne i Hercegovine
HoldIna	<ul style="list-style-type: none"> Dio INA d.d. i raspolaže sa 45 benzinskih stanica u Federaciji Bosne i Hercegovine Posjeduje skladište naftnih derivata u Podlugovima, gdje se uvozi nafta iz rafinerija Sisak i Rijeka
Petrol BH Oil Company	<ul style="list-style-type: none"> 100% vlasnik Petrol d.d. Ljubljana Posjeduje 25 benzinskih stanica u Federaciji Bosne i Hercegovine i 5 u Republici Srpskoj
Gazprom	<ul style="list-style-type: none"> Gazprom koji ima 56 % udjela u NIS-u posjeduje 21 stanicu u Federaciji Bosne i Hercegovine, 5 u Republici Srpskoj i 1 u Distriktu Brčko

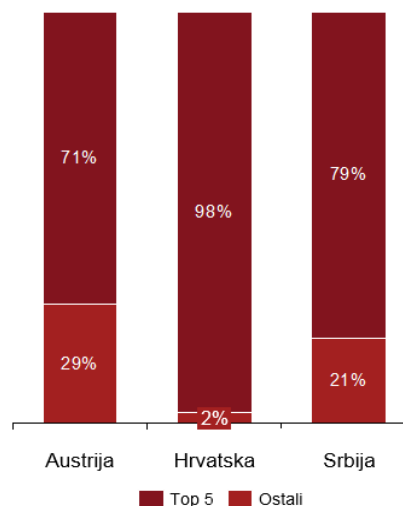
Izvor: holdina.ba, energopetrol.ba, mol.info, nestropetrol.com, gazprom-petrol.ba, analiza Projektnog tima

U Bosni i Hercegovini dominiraju mali privatni poduzetnici s relativno niskim nivoima prodaje. Tržište je liberalizirano, pa se cijene naftnih derivata formiraju slobodno. U Bosni i Hercegovini 75 % benzinskih stanica je u vlasništvu malih privatnika ali njihov tržišni udio je samo 67 % (Slika 5.5.12), što ukazuje na neefikasnost i slabo poslovanje većeg broja benzinskih stanica u privatnom vlasništvu. Tržište maloprodaje u Bosni i Hercegovini je više fragmentirano nego tržišta u regiji, gdje top 5 kompanija ima značajno viši udio tržišta (Slika 5.5.13). Takvo stanje tržišta dovodi do slabog poslovanja dijela sudionika na tržištu zbog čega su smanjena ulaganja u modernizaciju benzinskih stanica koja se odnose na povećanje sigurnosti i smanjenja utjecaja na okoliš.

Slika 5.5.12 Tržišni udjeli glavnih maloprodajnih kompanija u Bosni i Hercegovini u %, 2011–2015. godine (procjena)



Slika 5.5.13 Usporedba strukture maloprodajnog tržišta u regiji u %, 2011–2015. godine



Izvor: WoodMackenzie pregled downstreama Austrija, Hrvatska, Srbija i Bosna i Hercegovina (2016), analiza Projektnog tima






Fragmentiranost tržišta utječe na produktivnost malih privatnih kompanija, koja je vrlo niska. Produktivnost distributivne mreže računa se kao odnos prodatih količina derivata nafte i broja benzinskih pumpi. Količina prodatih derivata utvrđuje se prema ukupnoj prodatoj količini naftnih derivata i tržišnom učešću kompanije. Najveću produktivnost imaju kompanije s većim tržišnim udjelima na nivou Bosne i Hercegovine. Prema procjeni izvještaja *WoodMackenzie Bosnia and Herzegovina downstream oil long-term outlook 2016*, produktivnost većih igrača u maloprodaji se kreće 1,0–2,0 (odnos količine prodatih derivata i broja benzinskih stanica). Za male privatnike usprkos velikom učešću na tržištu, produktivnost je osjetno manja i kreće se ispod nivoa od 1,0.

5.5.6 Regulatorni i institucionalni okvir

5.5.6.1 Istraživanje i proizvodnja

Federacija Bosne i Hercegovine je nadležna za istraživanje i eksploataciju ugljikovodika. Zakon o istraživanju i eksploataciji nafte i gasa u Federaciji Bosne i Hercegovine ima značaj posebnog zakona za reguliranje pitanja dodjele ugovora o koncesiji za istraživanje i eksploataciju/proizvodnju nafte i gasa, kada je ugovor o koncesiji proglašen kao strateški ugovor od interesa za Federaciju Bosne i Hercegovine. U tom slučaju, Vlada Federacije Bosne i Hercegovine kao koncedent uz odobrenje Parlamenta Federacije Bosne i Hercegovine, može potpisati ugovor o dodjeli koncesije za istraživanje i eksploataciju nafte i gasa bez korištenja postupka odabira propisanog koncesionim zakonima. Postupak dodjele ugovora vrši se putem direktnog pregovaranja. Koncesionar može biti pravno lice registrirano za djelatnost istraživanja i eksploatacije nafte i gasa, s uspješnim iskustvom i finansijskim i tehničkim mogućnostima za istraživanje i eksploataciju nafte i gasa, sa sjedištem ili podružnicom u Federaciji Bosne i Hercegovine ili, izuzetno, u drugoj državi. Prema Zakonu o istraživanju i eksploataciji nafte i gasa, koncesionar je dužan prodati do 30 % ukupne proizvodnje ugljikovodika Vladi Federacije Bosne i Hercegovine. Koncesiona naknada utvrđuje se ugovorom o koncesiji, a u skladu s Uredbom o sadržaju ugovora o koncesiji za istraživanje i eksploataciju nafte i gasa, načinu obračuna i plaćanja naknade i kontrolu proizvedenih količina nafte i gasa u Federaciji Bosne i Hercegovine („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj: 70/14).

Slika 5.5.14 Pravni okvir za eksploataciju i istraživanje ugljikovodika u Federaciji Bosne i Hercegovine

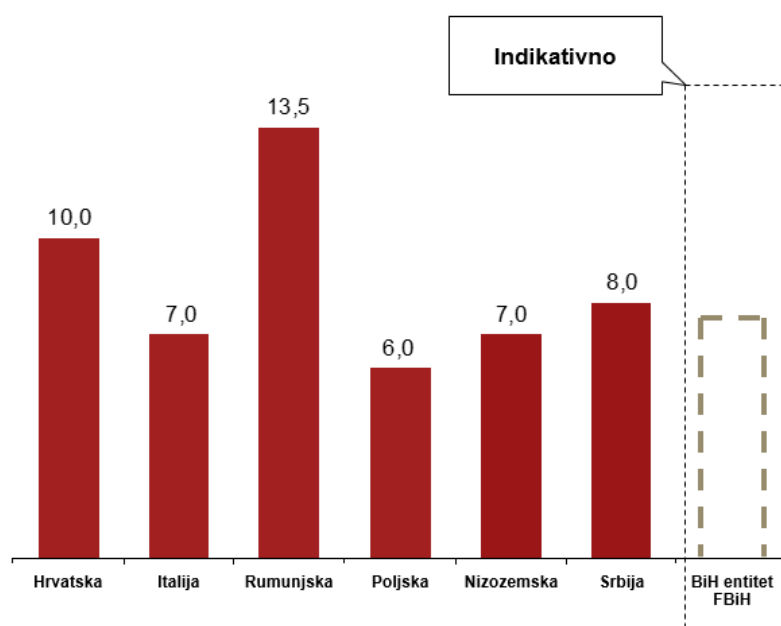
Federacija BiH	
 Nadležno ministarstvo	Federalno ministarstvo energije, rudarstva i industrije
 Nadležni sektor/resor	Sektor rudarstva
 Zakoni na nivou entiteta	<ul style="list-style-type: none"> • Zakon o rudarstvu FBiH • Zakon o geološkim istraživanjima FBiH • Zakon o istraživanju i eksploataciji nafte i gasa u FBiH, koji ima isključivu primjenu za projekte od strateškog interesa za FBiH
 Regulacija koncesija na nivou države	Zakon o koncesijama FBiH
 Regulacija koncesija na nivou entiteta	<ul style="list-style-type: none"> • Zakon o koncesijama FBiH • Uredba o sadržaju ugovora o koncesiji za istraživanje i eksploataciju nafte i gasa, načinu obračuna i plaćanja naknade i kontrolu proizvedenih količina nafte i plina u FBiH

Izvor: FMERI

Federalni zavod za geologiju vodi stručne poslove vođenja baze podataka o istraživanju nafte i gasa, vrši kontrolu provođenja ugovora o koncesiji u fazi istraživanja nafte i gasa i učestvuje u određivanju blokova za istraživanje i eksploataciju nafte i gasa za područje Federacije Bosne i Hercegovine. Upravne i stručne poslove oko eksploatacije nafte i gasa vodi FMERI.

Konkurentne stope progresivne naknade i transparentan sistem naplate naknada nužni su za poticanje investicija u istraživanje. U Federaciji Bosne i Hercegovine, koncesionar je dužan plaćati koncesionu naknadu tokom istraživanja i proizvodnje ugljikovodika proporcionalnu površini istražnog prostora. Također za vrijeme proizvodnje nafte i gasa koncesionar je dužan plaćati naknadu proporcionalnu proizvedenim količinama ugljikovodika. Veličine naknada se određuju ugovorom o koncesiji i nisu regulirane zakonom. Federacija Bosne i Hercegovine mora održavati rudnu rentu dovoljno niskom kako bi privukla investicije, ali istovremeno dovoljno visokom da osigura priliv sredstava u budžet. Rudna renta u Federaciji Bosne i Hercegovine nije definirana, za razliku od zemalja u okruženju, što čini sistem naplate netransparentnim i smanjuje konkurentnost s obzirom na regiju (Slika 5.5.15).

Slika 5.5.15 Maksimalne stope rudne rente ili ekvivalentne naknade, u %



Izvor: Zakon o istraživanju i eksploataciji nafte i gasa u Federaciji Bosne i Hercegovine, analiza Projektnog tima

5.5.6.2 Prerada, tržište i obavezne rezerve nafte i naftnih derivata

Zakonom o naftnim derivatima uređuju se strategija razvoja naftnog sektora, politika razvoja naftnog sektora, strateški plan razvoja naftnog sektora, akcioni plan, usklađivanje planova, bilans naftnih derivata, energetske djelatnosti u sektoru naftne privrede, uslovi i način obavljanja energetske djelatnosti, uvoz naftnih derivata, dostavljanje podataka, reguliranje naftnog sektora, nadležnosti i obaveze FERK-a, dozvole za rad, sadržaj i način izdavanja dozvole za rad, registar dozvola za rad, sigurno snabdijevanje tržišta naftnim derivatima, cijene naftnih derivata, taksa za uspostavu rezervi naftnih derivata, kvalitet naftnih derivata, označavanje pumpnih automata, kontrola kvaliteta, stavljanje u promet LPG-a u bocama, operativne zalihe, obavezne zalihe, rezerve naftnih derivata, osnivanje i djelatnost Operatera rezervi naftnih derivata, te upravni i inspeksijski nadzor u naftnom sektoru.

Energetske djelatnosti u sektoru naftne privrede su:

- a. proizvodnja naftnih derivata,
- b. trgovina na veliko naftnim derivatima izuzev LPG-a,
- c. transport naftnih derivata drumskim ili željezničkim saobraćajem,
- d. trgovina na malo naftnim derivatima,
- e. skladištenje naftnih derivata izuzev LPG-a i
- f. trgovanje LPG-om.

Nadležnosti FERK-a u okviru sektora naftne privrede:

1. reguliranje energetske djelatnosti: proizvodnja naftnih derivata, trgovina na veliko naftnim derivatima izuzev LPG-om, transport naftnih derivata drumskim ili željezničkim saobraćajem, trgovina na malo naftnim derivatima, skladištenje naftnih derivata osim LPG-a i trgovanje LPG-em,
2. nadzor i reguliranje odnosa između uvoznika, trgovaca na veliko, trgovaca na malo, transporterera i kupaca naftnih derivata u skladu sa zakonom i provedbenim aktima FERK-a,
3. izdavanje ili oduzimanje licenci za obavljanje energetske djelatnosti,
4. donošenje metodologije za izračun troškova izvođenja monitoringa kvaliteta goriva i utvrđivanje iznosa troška na osnovu istog,
5. osiguranje nediskriminacije, efikasne konkurencije i efikasnog funkcioniranja tržišta naftnih derivata, obračujući posebnu pažnju na sigurnost snabdijevanja naftnim derivatima,
6. osiguranje transparentnih i jednakopravnih odnosa između svih učesnika na tržištu u skladu s politikom i reformom naftnog sektora,
7. zaštita prava učesnika u naftnom sektoru (uvoznika, trgovaca na veliko, trgovaca na malo, transporterera i kupaca naftnih derivata) preko usaglašavanja njihovih interesa,
8. uspostava uslova za konkurentnost na tržištu naftnih derivata.

Cijene naftnih derivata formiraju se slobodno, prema tržišnim uslovima. Naftni derivati koji se uvoze, proizvode i stavljaju u trgovinu moraju zadovoljavati uslove utvrđene Odlukom o kvalitetu tečnih naftnih goriva u Bosni i Hercegovini.

FMERI nadzire i poduzima aktivnosti u svrhu sigurnog, redovnog i kvalitetnog snabdijevanja naftnim derivatima. Vlada Federacije Bosne i Hercegovine na prijedlog FMERI-ja donosi plan intervencije u slučaju poremećaja na tržištu Federacije Bosne i Hercegovine i neočekivanog ili neprekidnog nedostatka naftnih derivata, velikih prirodnih nepogoda, tehnoloških katastrofa ili neočekivanog i visokog rasta cijena nafte i naftnih derivata na svjetskom tržištu.

Operativne zalihe naftnih derivata formiraju se radi osiguranja stabilnosti proizvodnje električne i/ili toplotne energije za tržište i za kupce koji zahtijevaju posebnu sigurnost i kvalitet snabdijevanja u Federaciji Bosne i Hercegovine, te za stabilno i sigurno odvijanje zračnog saobraćaja. Operativne zalihe formiraju se na nivou petnaestodnevni prosječnih potreba u prethodnoj kalendarskoj godini. Formiraju se za sljedeće naftne derivate: dizel goriva, lož-ulja, gorivo za mlazne motore i LPG i to isključivo u rezervoarima lociranim na teritoriji Federacije Bosne i Hercegovine. Obveznici osiguranja operativnih zaliha su energetske subjekti koji u proizvodnji električne i toplinske energije za tržište, tarifne kupce ili za vlastite potrebe koriste navedene naftne derivate, javne ustanove iz oblasti obrazovanja, zdravstva i socijalne zaštite koje proizvode ili mogu proizvoditi električnu ili toplotnu energiju za vlastite potrebe iz navedenih naftnih derivata i energetske subjekti koji pružaju uslugu snabdijevanja naftnim derivatima na aerodromima otvorenim za međunarodni saobraćaj.

Zakon također propisuje da će se formirati obavezne zalihe naftnih derivata radi osiguranja snabdijevanja naftnim derivatima u slučaju prijetnje energetske sigurnosti Bosne i Hercegovine zbog vanrednih poremećaja u snabdijevanju, u skladu s Direktivom 2009/119/EC. Provedbeni propisi o načinu i metodologiji formiranja i čuvanja obaveznih zaliha ne postoje. U Federaciji Bosne i Hercegovine nisu formirane obavezne zalihe nafte.

Rezerve naftnih derivata, i to: motorni benzin, dizel gorivo i lož-ulje, formiraju se i koriste radi osiguranja snabdijevanja naftnim derivatima i čuvaju se u gotovim proizvodima.

Zalihe i rezerve naftnih derivata čuvaju se isključivo kod operatera *Terminali Federacije d.o.o.*, društva u stopostotnom vlasništvu Federacije Bosne i Hercegovine. Djelatnosti Operatera, između ostalih, su:

1. trgovina na veliko tečnim gorivima i srodnim proizvodima,
2. skladištenje naftnih derivata,
3. stavljanje rezervi naftnih derivata na tržište u slučaju poremećaja snabdijevanja,
4. organizacija, nadzor i upravljanje količinama i kvalitetom rezervi naftnih derivata,

5. prikupljanje i obrada podataka o stanju i prometu operativnih zaliha naftnih derivata i rezervi naftnih derivata,
6. saradnja s ministarstvima i nadležnim inspekcijama u skladu s posebnim propisima,
7. saradnja s domaćim i inostranim energetske tijelima i/ili subjektima i
8. osiguranje tehničko-tehnološke ispravnosti postrojenja i skladišta za skladištenje naftnih derivata.

Zakonom je uspostavljena taksa za finansiranje uspostavljanja rezervi naftnih derivata u Federaciji Bosne i Hercegovine. Taksa se plaća na promet naftnih derivata koji služe za krajnju potrošnju u visini od 0,01 KM/l (0,005 EUR/l) naftnih derivata, uključujući i LPG koji se koristi u motorima s unutrašnjim sagorijevanjem. Iznos takse sadržan je u maloprodajnoj cijeni svih naftnih derivata u distribuciji tako što se dodaje na već utvrđenu maloprodajnu cijenu u kojoj taksa nije sadržana.

Kriteriji za kvalitet tečnih naftnih goriva su propisani Zakonom o naftnim derivatima (kvalitet utvrđen standardima) i Pravilnikom o kvalitetu tečnih naftnih goriva. Praćenje kontrole kvaliteta i količina naftnih derivata (monitoring) vrši se u skladu s Odlukom o kvalitetu tečnih naftnih goriva Bosne i Hercegovine („Službeni glasnik Bosne i Hercegovine”, broj: 27/02, 28/04, 16/05, 14/06, 22/07, 101/08, 71/09, 58/10 i 73/10) i Zakonom o naftnim derivatima. Trenutno je pokrenuta inicijativa za izmjene i dopune Zakona o naftnim derivatima Federacije Bosne i Hercegovine.

Vijeće ministara Bosne i Hercegovine donosi Odluku o kvalitetu tečnih naftnih goriva („Službeni glasnik Bosne i Hercegovine”, broj: 27/02, 28/04, 16/05, 14/06, 22/07, 101/08, 71/09, 58/10 i 73/10). Odlukom o kvalitetu tečnih naftnih derivata propisuju se uslovi kvaliteta koje moraju ispunjavati tečna naftna goriva koja se na teritoriji Bosne i Hercegovine koriste u motorima s unutrašnjim sagorijevanjem, kao i tečna goriva namijenjena za sagorijevanje radi neposredne proizvodnje toplotne energije, te propisuju standardi kojima se određuju fizičko-hemijske osobine tečnih naftnih goriva, granične vrijednosti osnovnih karakteristika tih goriva, metode po kojima se vrši ispitivanje tih karakteristika, način označavanja i dokazivanja da je kvalitet goriva usklađen sa zahtjevima iz Odluke, kao i monitoring i način ovlašćivanja tijela koja će provjeravati usklađenost i zahtjeve za njihovu kompletnost. Odluka je obavezujuća na cjelokupnoj teritoriji Bosne i Hercegovine. U momentu izrade ovog dokumenta, radilo se na izradi nove Odluke.

5.5.7 Strateške smjernice

S obzirom na trenutno stanje u sektorima prerade, veleprodaje, skladištenja i maloprodaje nafte i naftnih derivata definirane su strateške smjernice strategije (Tablica 5.5.6).

Tablica 5.5.6 Strateške smjernice strategije za sektore prerade, veleprodaje, skladištenja i maloprodaje naftnih derivata u Federaciji Bosne i Hercegovine

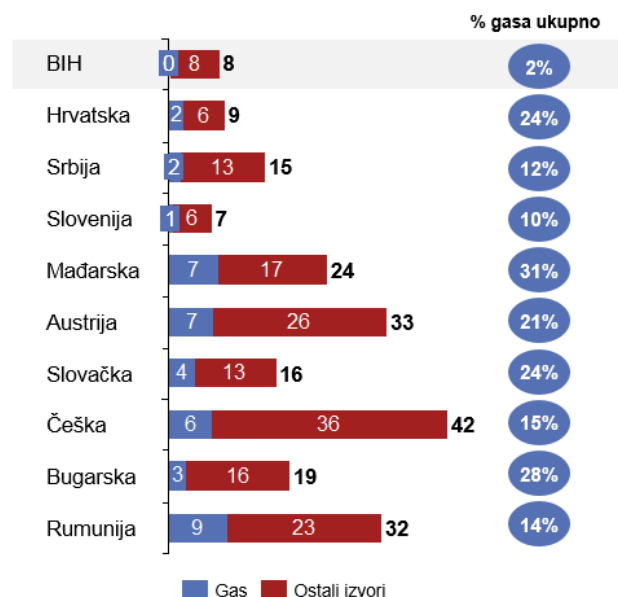
	Strateški prioritet	Strateška smjernica
Tržište	Povećati stepen istraživanja naftnih potencijala u Federaciji Bosne i Hercegovine	Daljnja harmonizacija i usklađenje procesa istraživanja i proizvodnje nafte s ciljem podrške investicijskim procesima te stimuliranja investicijskih aktivnosti potencijalnih ulagača.
	Aktivna kontrola kvaliteta derivata koji se prodaju na vrlo fragmentiranom maloprodajnom tržištu	Daljnje unaprjeđenje kapaciteta i mehanizama kontrole kvaliteta naftnih derivata koji se prodaju kroz fragmentiranu maloprodajnu mrežu. Aktivno upravljanje prostornim planovima s ciljem kontrole daljnje fragmentacije mreže.
	Osiguravanje skladišnih kapaciteta i izrada sistema naplate	Provesti analizu stanja postojećih skladišnih kapaciteta, utvrditi potrebna ulaganja u obnovu i izgradnju novih kapaciteta i izraditi sistem finansiranja strateških rezervi.
Regulativa	Osigurati optimalan model definiranja iznosa naknada za eksploataciju u Federaciji Bosne i Hercegovine	Definirati konkurentne stope progresivne naknade i transparentan sistem naplate u svrhu poticanja investicija.
	Propisati način i metodologiju formiranja i čuvanja obaveznih zaliha naftnih derivata	U Federaciji Bosne i Hercegovine nisu doneseni provedbeni propisi o načinu i metodologiji formiranja i čuvanja obaveznih zaliha naftnih derivata, niti obavezne zalihe postoje, što nije u skladu sa zahtjevima iz Direktive 2009/119/EC. Radi sigurnosti snabdijevanja naftom i poštivanja preuzetih obaveza, potrebno je čim prije propisati način i metodologiju formiranja i čuvanja obaveznih zaliha naftnih derivata.

5.6 Sektor gasa

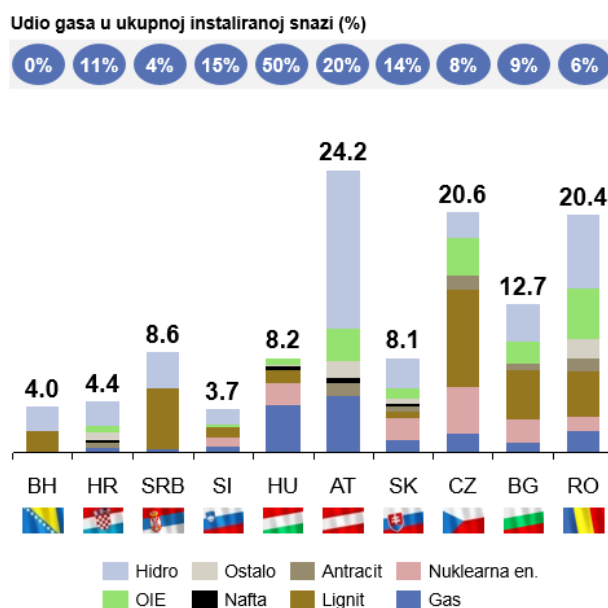
5.6.1 Stanje i trendovi u sektoru gasa za širu regiju

Prirodni gas kao energent u bruto domaćoj potrošnji zauzima nizak udio u ukupnoj potrošnji za Bosnu i Hercegovinu iznoseći ~ 2 %, dok je u ostalim zemljama u regiji iznosio ~ 10–30 %. Jedan od razloga je činjenica da Bosna i Hercegovina, između ostalog, nema instaliranih TE kapaciteta na gas u proizvodnom miksu, a koje u praksi predstavljaju veće potrošače. Za zemlje koje u svom proizvodnom miksu sadrže termoelektrane na gas (npr. Austrija 20 % i Mađarska 50 %), udio gasa je posljedično značajno veći u bruto domaćoj potrošnji.

Slika 5.6.1 Udio gasa u bruto domaćoj potrošnji energenata u mtoe, 2015. godina¹



Slika 5.6.2 Udio gasa u instaliranoj snazi proizvodnog miksa u GW, 2015. godina¹



Napomena: Za Bosnu i Hercegovinu bruto domaća potrošnja se odnosi na 2014. godinu prema posljednje dostupnim podacima Agencije za statistiku Bosne i Hercegovine, dok se instalirani kapaciteti odnose na 2016. godinu prema NOSBiH-ovom indikativnom planu 2017–2026.

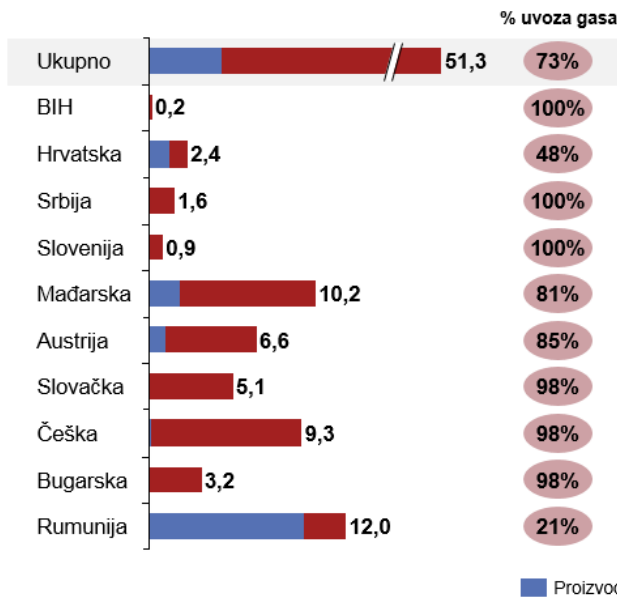
Izvor: Eurostat 2015, Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine, Ukupni energetske bilans Bosne i Hercegovine 2014.

Napomena: Za Bosnu i Hercegovinu, bruto domaća potrošnja se odnosi na 2014. godinu prema posljednje dostupnim podacima Agencije za statistiku Bosne i Hercegovine, dok se instalirani kapaciteti odnose na 2016. godinu prema NOSBiH-ovom indikativnom planu 2017–2026.

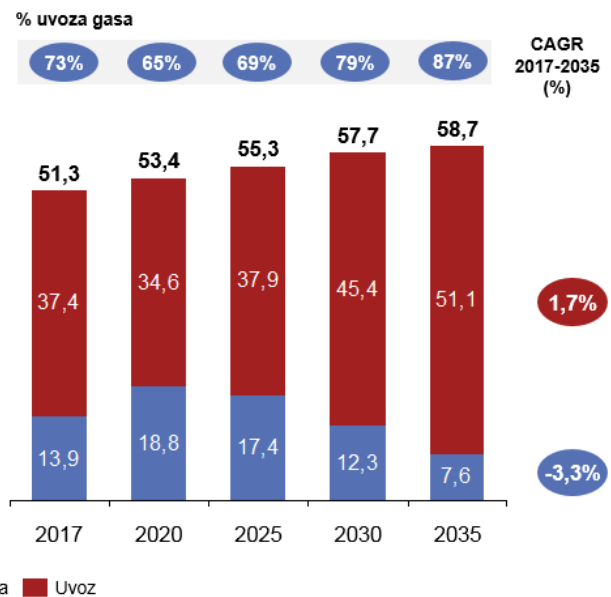
Izvor: ENTSOE Statistical Factsheet 2015, NOSBiH-ov indikativni plan razvoja proizvodnje 2017–2026.

U kontekstu potrebe za gasom (Slika 5.6.3), za zemlje u regiji je karakteristično da namiruju većinu potražnje putem uvoza, koji iznosi 73 % od ukupnih potreba, tj. 51 milijardu m³ godišnje. Najveći udio sopstvene proizvodnje ostvaruje Rumunija u iznosu od 79 % potreba za gasom, dok ostale zemlje koje imaju sopstvenu proizvodnju veću od 15 % su Hrvatska, Mađarska i Austrija. Bosna i Hercegovina nema sopstvenu proizvodnju i potpuno je ovisna o uvozu kako bi se namirile godišnje potrebe od ~ 0,2 milijarde m³. Prema projekcijama ENTSO-G (Slika 5.6.4), potražnja će do 2035. godine porasti na ~59 milijardi m³ godišnje za zemlje u regiji, ali uz daljnji rast uvoza po prosječnoj godišnjoj stopi rasta od 1,7 % i padom proizvodnje od -3,3 % godišnje do 2035. godine. Posljedično, za očekivati je nastavak povećanja uvoza do 2035, koji će činiti 87 % ukupnih potreba za prirodnim gasom.

Slika 5.6.3 Snabdijevanje gasom na proširenom tržištu, po zemljama i izvoru u milijardama m³ (bcm), 2017. godina



Slika 5.6.4 Razvoj snabdijevanja gasom na proširenom tržištu, po izvoru u milijardama m³ (bcm), 2017–2035. godine

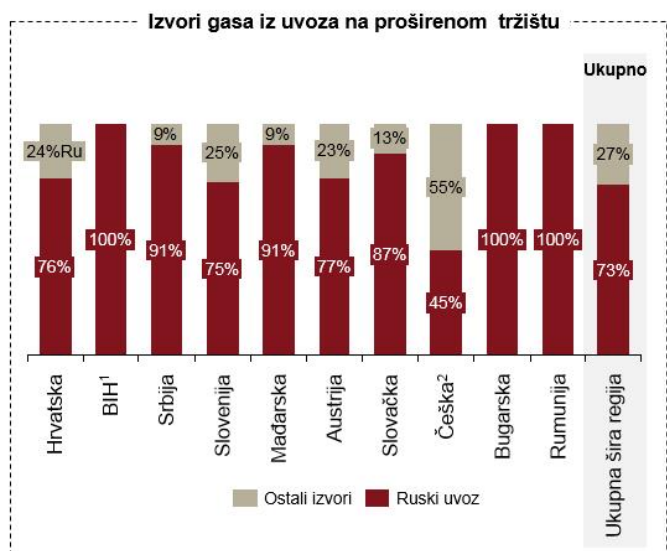


Izvor: ENTSO-G TYNDP 2017 (Blue Transition Scenario)

Izvor: ENTSO-G TYNDP 2017 (Blue Transition Scenario)

Trenutno se većina uvoza za širu regiju doprema iz ruskih izvora, koji čine ~ 73 % ukupnog uvoza (Slika 5.6.5). Ruski gas se doprema preko Ukrajine, a zatim tranzitnim pravcima kroz Mađarsku i Slovačku. Iz navedenog je vidljivo kako je regija tradicionalno jako ovisna o izvoru gasa iz jednog izvora. Navedena činjenica naročito ide u prilog zemljama koje nemaju sopstvenu proizvodnju i skladišta gasa, poput Bosne i Hercegovine koja namiruje 100 % potreba uvozom iz Rusije.

Slika 5.6.5 Izvori gasa na proširenom tržištu (% od ukupnog uvoza, procjena), 2014. godina

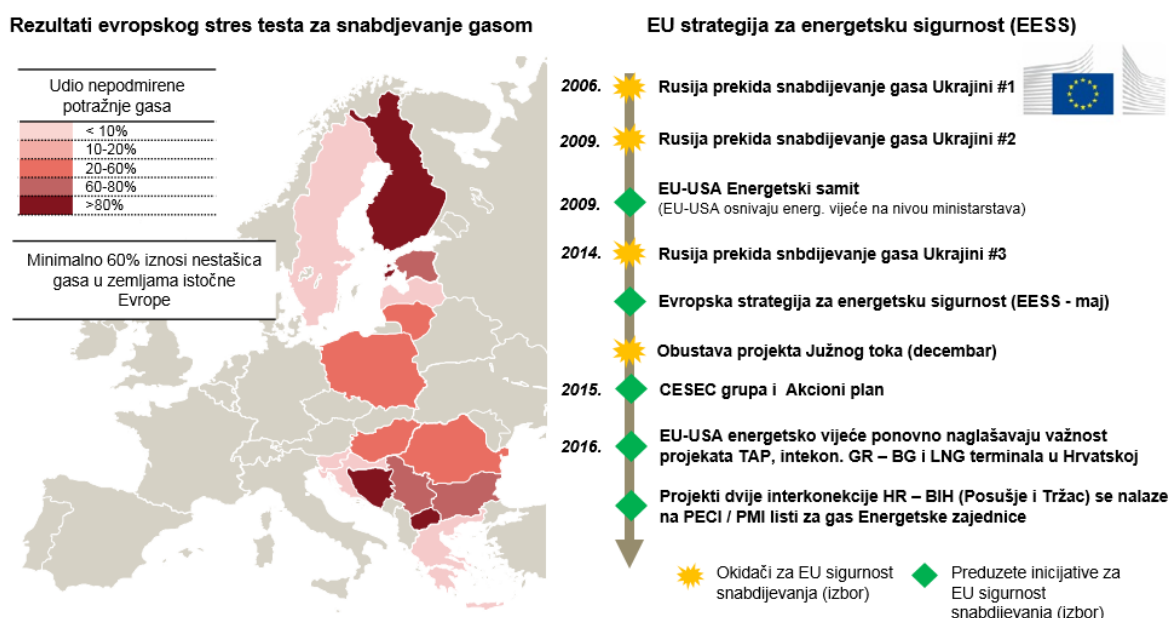


Napomena: Niska vrijednost ruskog gasa za Slovačku odražava pad uvoza s Lanzhot interkonekcije u 2013. godini
 Izvor: IEA Gas Trade Flows 2014, ENTSG 2015, Eurostat 2014, Gazprom Export Report 2014.

S obzirom na veliku ovisnost šire regije o jednom izvoru gasa te događaje prekida isporuke gasa Rusije preko Ukrajine, zbog političkih pitanja u posljednjih desetak godina (2006, 2009. i 2014. godina), EU je provela evropski stres test za snabdijevanje gasom. Rezultati stres testa su ukazali da bi nestašica gasa iznosila minimalno 60 % potražnje u zemljama istočne Evrope²². Također prema rezultatima testa, udio nepodmirene potražnje za gasom za Bosnu i Hercegovinu te Makedoniju bi iznosio više od 80 %. Slična situacija je i za ostatak zemalja, gdje bi nepodmirena potražnja za gasom u, na primjer Srbiji i Bugarskoj iznosila 60–80 % (Slika 5.6.6).

Shodno navedenoj problematici, EU je 2014. godine izradila Evropsku strategiju za energetske sigurnost (eng. *EESS*) kako bi pružila potporu zainteresiranim zemljama za diversifikaciju portfolija i sigurnosti snabdijevanja. U 2015. godini je također osnovana CESEC grupa na visokom nivou (eng. *Central and South Eastern Gas Connectivity*), koja ima za cilj koordinaciju i ubrzanje realizacije izgradnje prekograničnih i trans-evropskih projekata za diversifikaciju snabdijevanja gasa u JI regiji, te daljnjoj implementaciji pravila u oblasti gasa. Nadalje, Evropska zajednica također pruža potporu zemljama članicama kroz PECE/PMI listu projekata. Na najnovijoj listi za PMI projekte iz 2016. na popisu su dva projekta relevantna za Bosnu i Hercegovinu: Bosna i Hercegovina (Tržac – Bosanska Krupa) – Hrvatska (Lička Jesenica) interkonekcija, Bosna i Hercegovina – Hrvatska interkonekcija (Zagvozd – Posušje – Novi Travnik, s glavnim odvojkom prema Mostaru). Dodatno, potrebno je spomenuti i projekat Jadransko-jonskog gasovoda na PMI listi, koji se također veže na Bosnu i Hercegovinu i predstavlja potencijalno novi dobavni pravac za gas.

Slika 5.6.6 Rezultati evropskog stres testa za snabdijevanje gasom i ključne aktivnosti oko EU sigurnosti snabdijevanja



Izvor: Oxford Institute for Energy Studies, Reuters, European Commission – Energy – Infrastructure, European Commission „Stress Tests Communication” 2014

5.6.2 Struktura tržišta gasa u Bosni i Hercegovini i Federaciji Bosne i Hercegovine

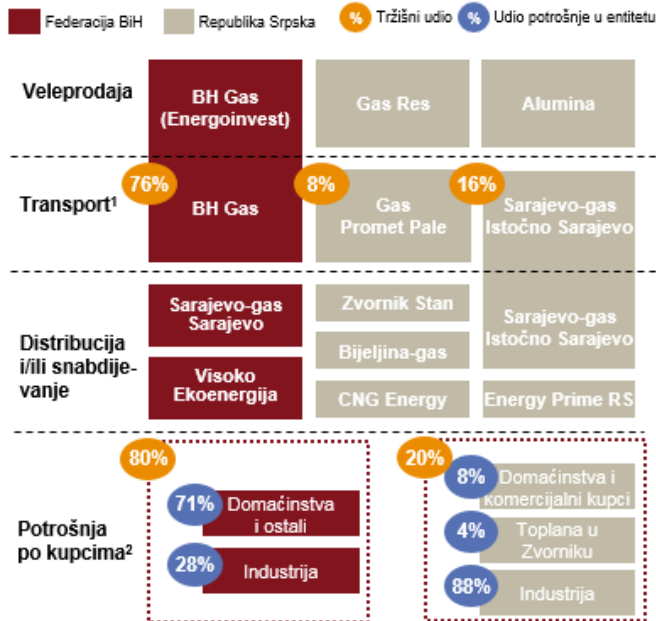
Prema strukturi tržišta gasa, Federacija Bosne i Hercegovine nema sopstvenu proizvodnju gasa i potpuno je ovisna o uvozu (Slika 5.6.7). Gas se namiruje jednim transportnim pravcem iz Rusije, preko Ukrajine, Mađarske i Srbije (Beregovo – Horgoš – Zvornik). Za transport u Bosni i Hercegovini su nadležna tri operatera na dužini gasovoda od 248 km. *BH Gas* djeluje kao operater transporta u Federaciji Bosne i Hercegovine s najvećom dužinom gasovoda od 189 km, dok u Republici Srpskoj djeluju transportne kompanije *Sarajevo Gas – Istočno Sarajevo* (40 km između Zvornika i Kladnja) i *Gas Promet, Pale* (22 km u vlasništvu *Srbijagasa* od granice sa Srbijom do Zvornika). Ako posmatramo zemlje u okruženju²³, broj transportnih kompanija je sveden na jedan ili maksimalno dva subjekta, dok medijan dužina gasnog transportnog sistema iznosi ~2.700 km. Shodno tome, situacija u Bosni i Hercegovini je atipična i dodatno kompleksna s obzirom na to da Bosna i Hercegovina ima daleko najkraći gasni transportni sistem, a najveći broj transportnih kompanija i to na samo jednoj gasnoj cijevi. Također postojeći gasovod, izgrađen 1979. godine, karakterizira zastarjelost te velika opterećenost tokom zimskih perioda kada je potrošnja gasa najveća. Stoga je u budućem periodu potrebno aktivno upravljati imovinom (infrastrukturom) kroz koordinirano i redovno provođenje potrebnih modernizacija, rekonstrukcija, izgradnji te održavanja, u skladu s potrebama sistema. Po važećoj Uredbi (član 59) za obavljanje poslova vezanih za snabdijevanje potrošača gasom u Federaciji Bosne i Hercegovine određena su privredna društva *Energoinvest* i *BH Gas*. Postoji osnovni ugovor s *Gazpromom*, koji se svake godine aneksira, tako da je trenutno važeći aneks za 2017. godinu. Kao što je ranije spomenuto, *BH Gas*, osim obavljanja aktivnosti snabdijevanja upravlja i transportnim sistemom, što nije u skladu s Trećim energetske paketom. Kao idući korak

²² Odnosi se na šestomjesečni prekid ruskog gasa pod prosječnim zimskim uslovima i dvosedmičnim zahladnjenjem, nekooperativni scenarij

²³ Odnosi se na Sloveniju, Slovačku, Srbiju, Hrvatsku, Bugarsku, Mađarsku i Rumuniju

potrebna je daljnja harmonizacija s Trećim energetske paketom, te razdvajanje djelatnosti prema predviđenim modelima za gas. U sklopu isporuke gasa, *BH Gas* je u 2014. godini isporučio 159,7 miliona m³ gasa u Federaciju Bosne i Hercegovine, te 2,2 miliona m³ gasa u *Zvornik Stan* u Republici Srpskoj. U 2015. i 2016. godini, isporuka gasa od strane *BH Gasa* se vršila isključivo kupcima u Federaciji Bosne i Hercegovine u iznosu od 176,7 miliona m³ (2015.) i 169,2 miliona m³ (2016.). U terminima distribucije i snabdijevanja, tržište karakteriziraju vertikalno integrirani subjekti *Sarajevogas* i *Visoko Ekoenergija*. Integriranost djelatnosti nije u skladu s Trećim energetske paketom, te je potrebna daljnja harmonizacija zakonodavnog okvira i razdvajanje djelatnosti. Federacija Bosne i Hercegovine u pravilu konzumira ~ 75–80 % ukupnih potreba gasa na nivou Bosne i Hercegovine. Ostvarena prodaja javnih snabdjevača u 2014. godini je iznosila 101,9 miliona m³ za *Sarajevogas* i 5,3 miliona m³ za *Visoko Ekoenergija*. Osim dominantne potrošnje grada Sarajeva, veliki dio gasa su konzumirali industrijski potrošači *Arcelor Mittal* (39, 4 miliona m³) i *Energetek Herz* (11,6 miliona m³) u 2014. godini.

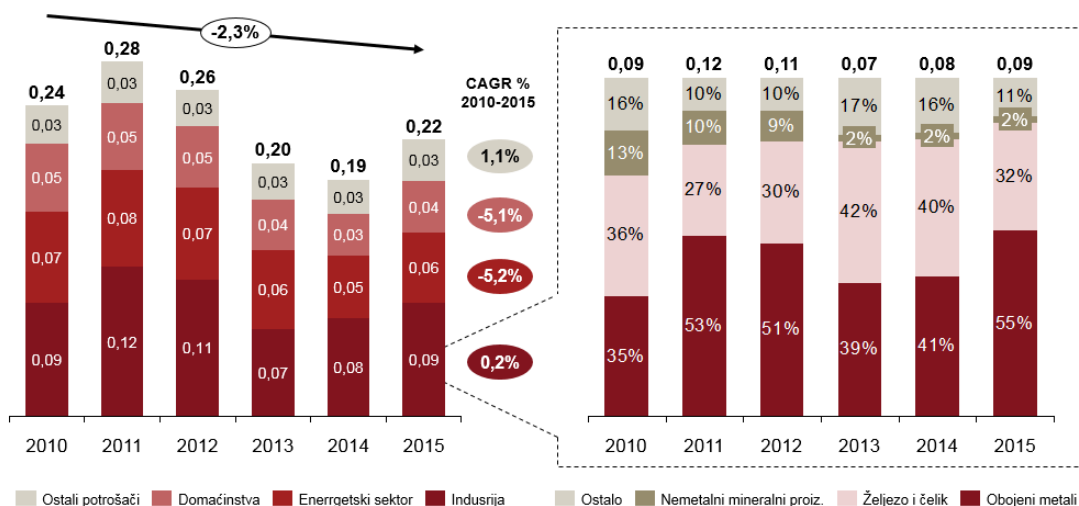
Slika 5.6.7 Struktura tržišta gasa u Bosni i Hercegovini i Federaciji Bosne i Hercegovine, 2014. i 2015. godina



Napomena: 1) Odnosi se na tržišni udio pokrivanja gasne mreže za transport; 2) Odnosi se na ukupnu potrošnju gasa za 2015. Izvor: RERS-ov Izvještaj o radu 2015, *BH Gas*, Federalni zavod za statistiku – bilans prirodnog gasa 2015, Energetski planski bilans Republike Srpske za 2016.

Na nivou Bosne i Hercegovine, trend potrošnje gasa je bio negativan u periodu 2010–2015. godine (Slika 5.6.8), uz prosječnu godišnju stopu -2,3 %. U apsolutnim vrijednostima, potrošnja se kretala između ~ 0,19–0,28 milijardi m³ koja je prvenstveno oscilirala zbog energetskeg sektora (toplane) i industrijskog sektora. U industrijskom sektoru najveći potrošači gasa su vezani za proizvodnju obojenih metala (35–55 % industrijske potrošnje), te željeza i čelika (32– 42 % industrijske potrošnje) u posmatranom periodu.

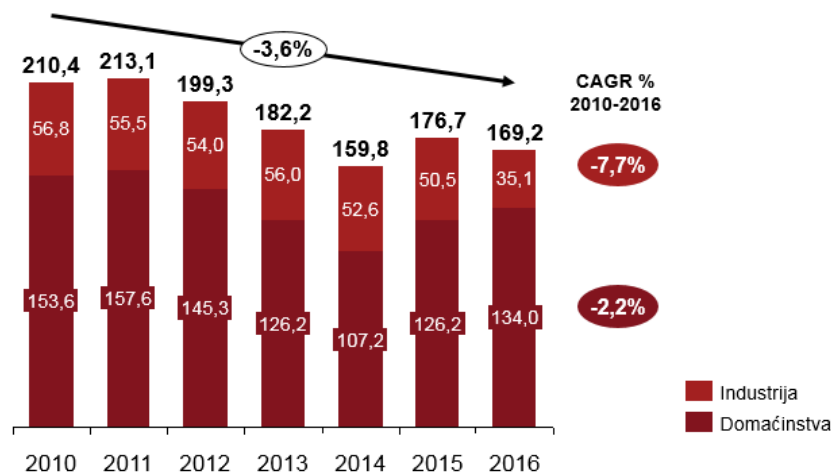
Slika 5.6.8 Ukupna potrošnja gasa u Bosni i Hercegovini, po kategorijama u milijardama m³ (bcm), 2010–2015. godine



Izvor: Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine – Statistika energije gas 2010– 2015.

U periodu 2010–2016., potrošnja gasa u Federaciji Bosne i Hercegovine je iznosila ~ 160–213 miliona m³ godišnje (Slika 5.6.9). Potrošnju karakterizira blagi pad koji je u prosjeku godišnje iznosio -3,6 %. Udio domaćinstava je historijski bio najveći udio u ukupnoj potrošnji gasa 70–80 %. Potrošnja gasa u domaćinstvima Federacije Bosne i Hercegovine je iznosila 107–157 miliona m³, gdje je udio domaćinstava iznosio 70–80 % ukupne potrošnje gasa. Industrijska potrošnja se u posmatranom periodu kretala ~ 35–57 miliona m³. BH Gas je u posmatranom periodu, osim snabdijevanja Federacije Bosne i Hercegovine, isporučivao gas i u Republiku Srpsku. Za industrijske kupce Republike Srpske je isporučeno ukupno 154,3 miliona m³ za period 2010–2013. godine, dok je za domaćinstva 2010–2014. isporučeno 7,4 miliona m³ prirodnog gasa. Rast potrošnje gasa u budućnosti će značajno ovisiti o izgradnji planiranih gasovoda, ali i tržišnim uslovima tj. cijenama gasa.

Slika 5.6.9 Potrošnja gasa u Federaciji Bosne i Hercegovine u milionima m³(mcm), 2010–2016. godine

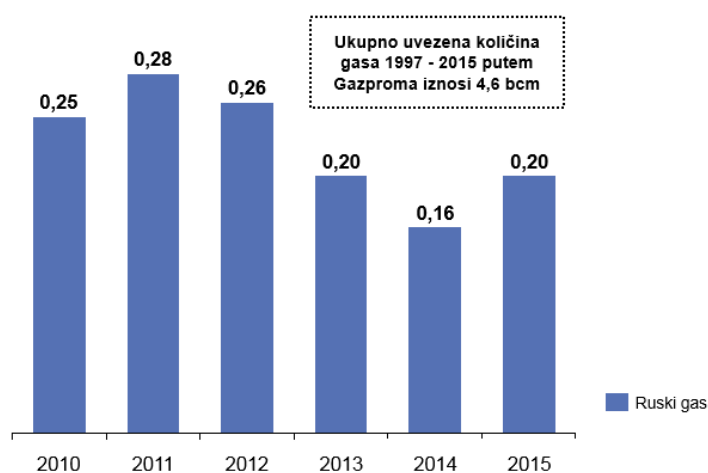


Napomena: BH Gas je isporučivao gas i u Republiku Srpsku. Za industriju 2010–2013. godine ukupno 154,3 miliona m³, a za domaćinstva 2010–2014. godine ukupno 7,4 miliona m³ prirodnog gasa.

Izvor: BH Gas

Kao što je i ranije spomenuto, uvoz gasa u Bosnu i Hercegovinu se namiruje iz ruskih izvora, tj. preko *Gazproma*, pri čemu je ukupno uvezena količina gasa u periodu 1997–2015. godine iznosila 4,6 milijardi m³ (Slika 5.6.10). Za Federaciju Bosne i Hercegovine se Ugovor za isporuku prirodnog gasa produžava svake godine, a nosilac ugovora je *Energoinvest*, a supotpisnik *BH Gas*. Ugovor o transportu kroz Mađarsku traje do 2023. godine, ali se prave aneksi ugovora koji omogućavaju *BH Gasu* da radi drastične razlike u potrošnji prirodnog gasa u zimskom periodu u odnosu na ljetni kako se ne bi plaćao penal za puni zakup kapaciteta za transport. Nosilac ugovora sa transporterom u Mađarskoj u *BH Gas/Energoinvest*. Isto važi za transport (tranzit) prirodnog gasa kroz Srbiju.

Slika 5.6.10 Snabdijevanje gasom u Bosni i Hercegovini u milijardama m³ (bcm), 2010–2015. godine



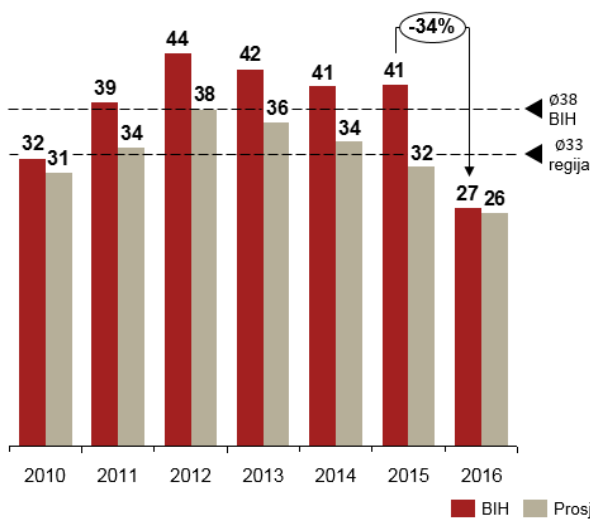
Izvor: Gazprom Export Reports 2010–2015.

Cijene gasa u Bosni i Hercegovini su historijski bile značajno više u odnosu na cijene za širu regiju. Posljedično, može se reći kako je tržište gasa značajno opredijeljeno činjenicom da se ono zasniva na jednom ulazu prirodnog gasa na kraju sistema, što podrazumijeva značajno učešće transportnih troškova kroz treće zemlje. Nadalje, u unutrašnjem transportu postoji podjela između entitetskih operatera sistema s nejedinstvenim pristupom u određivanju tarifa.

Kako nabavne i prodajne cijene gasa uvelike ovise o tarifama koje se primjenjuju kroz treće zemlje, ali i na unutrašnjem transportu, potrebna je veća saradnja regulatornih tijela i operatera transportnih sistema te daljnja harmonizacija regulatornog okvira prema Trećem energetskom paketu, a sve u cilju dobijanja tržišno prihvatljivih cijena gasa.

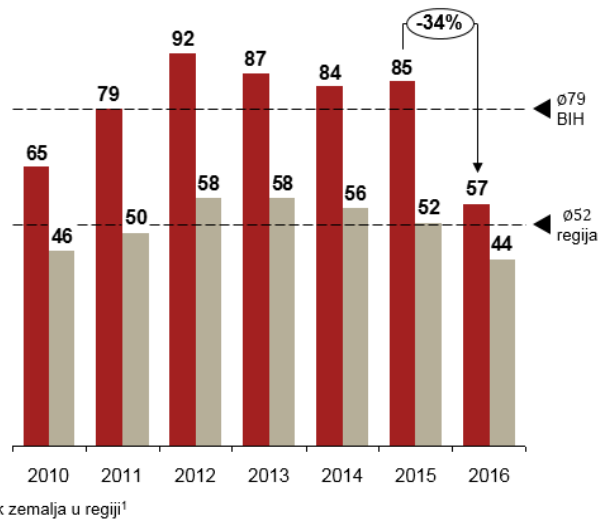
Prema dinamici kretanja cijena gasa u Bosni i Hercegovini za industriju (Slika 5.6.11, Slika 5.6.12), vidljivo je kako je u prosjeku cijena bez PDV-a, poreza i ostalih nameta iznosila 38 EUR/MWh, dok je cijena u široj regiji u prosjeku iznosila 33 EUR/MWh. U 2016. godini je, korekcijom veleprodajnika u Bosni i Hercegovini, došlo do značajnog pada cijena od -34 % u odnosu na 2015, kada je cijena konvergirala ostatku regije. Međutim, posmatrajući cijene korigirane za paritet kupovne moći (eng. *PPP - Purchase Power Parity*), razlika je veća u odnosu na ostatak regije.

Slika 5.6.11 Cijene gasa za industriju u Bosni i Hercegovini i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u EUR/MWh, 2010–2016. godine



Napomena: Za industriju je uzeta kategorija kupaca I3: 10.000 GJ < potrošnja < 100.000 GJ, 1) Obuhvaćene zemlje u regiji su Hrvatska, Srbija, Slovenija, Mađarska, Austrija, Češka, Slovačka, Bugarska i Rumunija.
Izvor: Eurostat

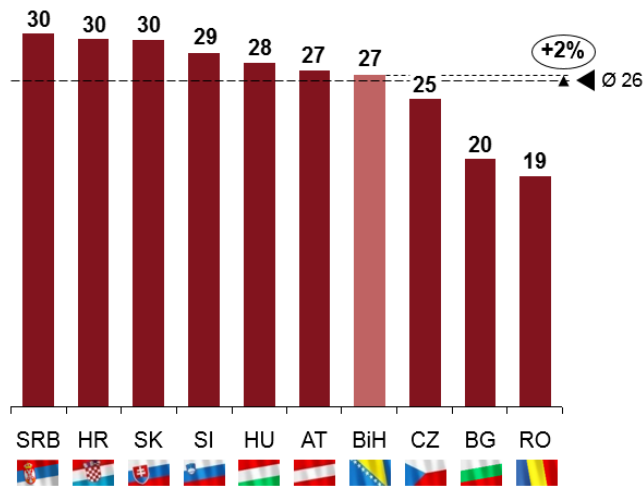
Slika 5.6.12 Cijene gasa za industriju u Bosni i Hercegovini i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u PPP/MWh, 2010–2016. godine



Napomena: Za industriju je uzeta kategorija kupaca I3: 10.000 GJ < potrošnja < 100.000 GJ, 1) Obuhvaćene zemlje u regiji su Hrvatska, Srbija, Slovenija, Mađarska, Austrija, Češka, Slovačka, Bugarska i Rumunija.
Izvor: Eurostat

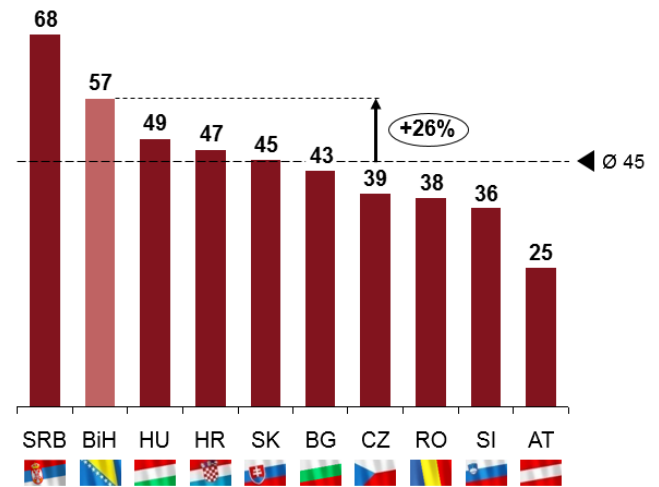
Poređenjem Bosne i Hercegovine i ostalih zemalja u 2016. godini, cijene gasa u Bosni i Hercegovini od ~ 27 EUR/MWh su na sličnim nivoima kao i kod ostalih razvijenijih zemalja u regiji poput Austrije, Češke, Mađarske i Slovenije, a čije su cijene u intervalu ~ 25–29 EUR/MWh. Međutim, s obzirom na korekciju za životni standard pojedine zemlje, cijene su veće u odnosu na ostatak regije, izuzevši Srbiju koja ima najveće cijene za industriju (Slika 5.6.13 i Slika 5.6.14).

Slika 5.6.13 Cijene gasa za industriju u Bosni i Hercegovini i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u EUR/MWh, 2016. godina



Napomena: Za industriju je uzeta kategorija kupaca I3: 10.000 GJ < potrošnja < 100.000 GJ
Izvor: Eurostat

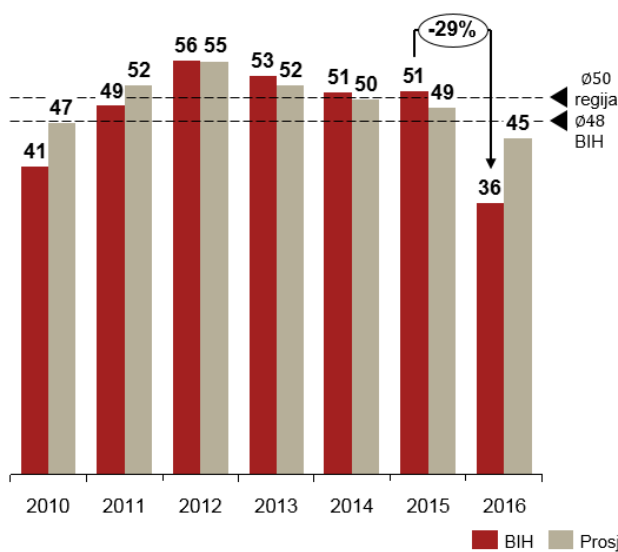
Slika 5.6.14 Cijene gasa za industriju u Bosni i Hercegovini i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u PPP/MWh, 2016. godina



Napomena: Za industriju je uzeta kategorija kupaca I3: 10.000 GJ < potrošnja < 100.000 GJ
Izvor: Eurostat

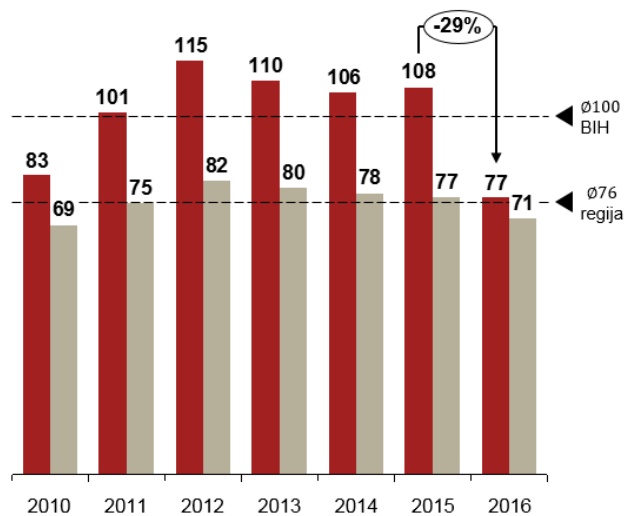
Kao i za industriju, slična dinamika kretanja cijena gasa je prisutna i za domaćinstva, ali uz manju razliku cijena u odnosu na ostale zemlje. Ukupna cijena gasa za domaćinstva je u posmatranom periodu iznosila u prosjeku 48 EUR/MWh za Bosnu i Hercegovinu, dok je prosječna cijena za regiju iznosila 50 EUR/MWh. U 2016. godini je u Bosni i Hercegovini zabilježen značajan pad cijena za domaćinstva od -29 % u odnosu na 2015, što je rezultiralo krajnjim cijenama od 36 EUR/MWh, koje su ispod prosjeka regije. Posmatrajući cijene korigirane za kupovnu moć tj. životni standard u Bosni i Hercegovini, ostvareni su pozitivni pomaci i konvergiranje prema široj regiji. U 2016. godini je za Bosnu i Hercegovinu navedena cijena iznosila 77 PPP/MWh, a za zemlje u regiji 71 PPP/MWh u prosjeku (Slika 5.6.15 i Slika 5.6.16). Potrebno je napomenuti kako su cijene gasa s transportne mreže niže, te da bi u scenarijima izgradnji i spajanja gasne TE-TO cijene bile znatno povoljnije s obzirom na količine i karakter potrošnje.

Slika 5.6.15 Cijena gasa za domaćinstva u Bosni i Hercegovini i proširenoj regiji, s PDV-om i ostalim nametima u EUR/MWh, 2010–2016. godine



Napomena: Za domaćinstva je uzeta kategorija D2: 20 GJ < potrošnja < 200 GJ , 1) Obuhvaćene zemlje u regiji su Hrvatska, Srbija, Slovenija, Mađarska, Austrija, Češka, Slovačka, Bugarska i Rumunija
Izvor: Eurostat

Slika 5.6.16 Cijena gasa za domaćinstva u Bosni i Hercegovini i proširenoj regiji, s PDV-om i ostalim nametima u PPP/MWh, 2010–2016. godine



Napomena: Za domaćinstva je uzeta kategorija D2: 20 GJ < potrošnja < 200 GJ , 1) Obuhvaćene zemlje u regiji su Hrvatska, Srbija, Slovenija, Mađarska, Austrija, Češka, Slovačka, Bugarska i Rumunija
Izvor: Eurostat

Na nivou pojedinačnih zemalja, Bosna i Hercegovina je u 2016. godini pozicionirana ispod prosjeka regije za -19 %. Zemlje s nižim cijenama gasa za domaćinstva od Bosne i Hercegovine su Mađarska, Srbija, Bugarska i Rumunija, u rasponu ~

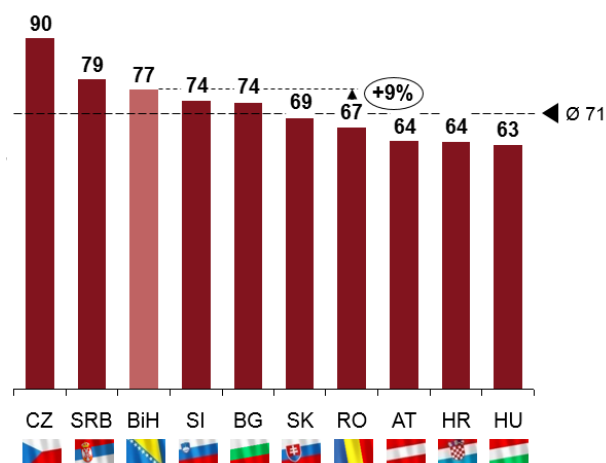
33–35 EUR/MWh, no one nisu značajno niže od cijena u Bosni i Hercegovini koje su iznosile 36 EUR/MWh. Međutim, korekcijom za paritet kupovne moći stanovništva, Bosna i Hercegovina (77 PPP/MWh) je pozicionirana u gornji rang zemalja po visini cijena, sa Srbijom (79 PPP/MWh) i Češkom (90 PPP/MWh), no one su i dalje puno povoljnije za Bosnu i Hercegovinu u odnosu na ranije godine. Zemlje s najnižim cijenama za domaćinstva, s korekcijom za paritet kupovne moći, su Mađarska, Hrvatska i Austrija (Slika 5.6.17 i Slika 5.6.18).

Slika 5.6.17 Cijena gasa za domaćinstva u Bosni i Hercegovini i proširenu regiju, s PDV-om i ostalim nametima u EUR/MWh, 2010–2016. godine



Napomena: Za domaćinstva je uzeta kategorija D2: 20 GJ < potrošnja < 200 GJ
Izvor: Eurostat

Slika 5.6.18 Cijena gasa za domaćinstva u Bosni i Hercegovini i proširenu regiju, s PDV-om i ostalim nametima u PPP/MWh, 2010–2016. godine

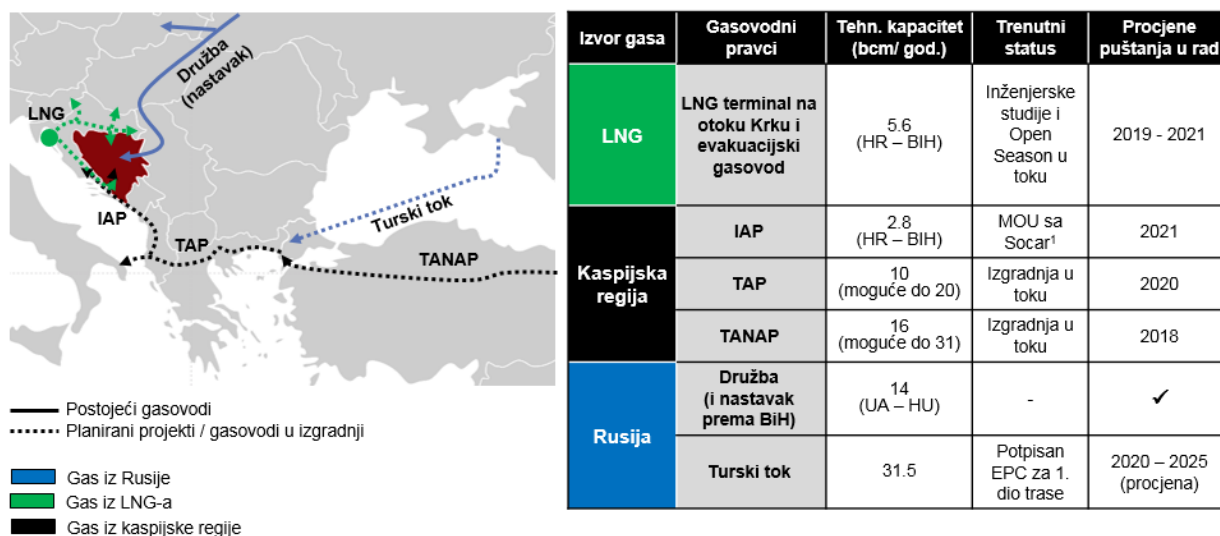


Napomena: Za domaćinstva je uzeta kategorija D2: 20 GJ < potrošnja < 200 GJ
Izvor: Eurostat

5.6.3 razvoj gasovodne infrastrukture u regiji i Federaciji Bosne i Hercegovine

Jadransko-jonski gasovod (IAP) i LNG terminal za regasifikaciju u Hrvatskoj trenutno predstavljaju najizglednije prekogranične projekte relevantne za Bosnu i Hercegovinu i Federaciju Bosne i Hercegovine. Puštanje LNG terminala na otoku Krku i izgradnju evakuacijskih gasovoda je, prema procjenama, za očekivati u skorijem periodu. Nadalje, IAP projekat, kao planirani odvojak Transjadranskog gasovoda (TAP), predstavlja vrlo perspektivnu opciju gasifikacije Albanije, Crne Gore, Hrvatske, te Bosne i Hercegovine. Navedeni prekogranični projekti bi omogućili za Federaciju Bosne i Hercegovine pristup gasa iz više pravaca za zadovoljenje buduće potražnje, te sigurnosti snabdijevanja. Razumijevanje opcija za diversifikaciju dobave gasa i diversifikaciju pravaca, te eventualna implementacija takvih projekata, važna je u kontekstu pregovaračke pozicije i postizanja cjenovne konkurentnosti, kako za krajnje korisnike (domaćinstva), tako i za industriju kojoj to može imati veliku ulogu u konkurentnosti.

Slika 5.6.19 Potencijalni dobavni prekogranični pravci gasa za diversifikaciju portfolija

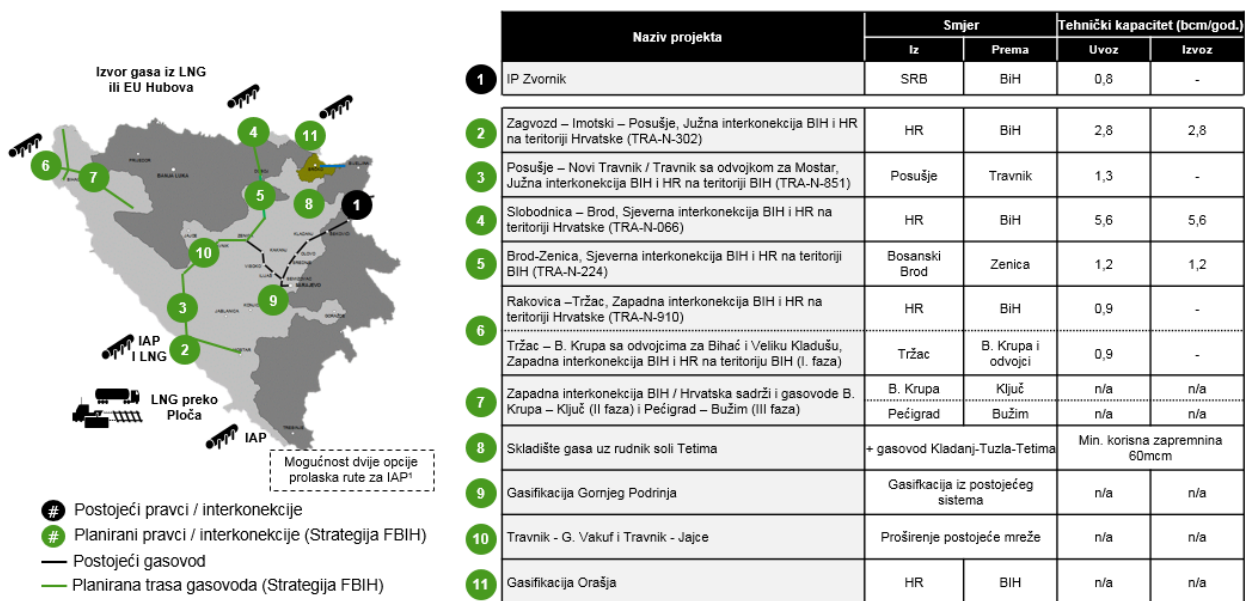


Napomena: 1) 25. 08. 2016 je potpisan Memorandum o razumijevanju (engl. MOU) zajedničke inicijative za IAP između kompanije Socar iz Azerbejdžana, te Hrvatske, Albanije, Bosne i Hercegovine i Crne Gore.

Izvor: TANAP, TAP, LNG Hrvatska, IEA, Turkish Stream, World Bank, Natural Gas World

Federacija Bosne i Hercegovine zasniva planove razvoja gasovodne mreže u skladu s planiranim prekograničnim projektima koji su relevantni za Bosnu i Hercegovinu i JI regiju. Cilj Federacije Bosne i Hercegovine je podizanje važnosti prirodnog gasa kao energenta u privredi s ciljem ojačavanja integracije tržišta gasa i osnaženjem komponente energetske sigurnosti. Strateška vizija sistemskog vertikalnog povezivanja na gasovodni sistem Hrvatske se temelji na paradigmi formiranja gasnog prstena, te dobave gasa iz više izvora gasa. Time bi se gas mogao osigurati iz LNG-a, kaspijske regije dopremene kroz Jadransko-jonski gasovod ili općenito iz EU-ovih gasnih čvorišta (eng. *hubova*). U nastavku su dati planovi realizacije gasovodnih projekata u skladu sa strateškom vizijom Federacije Bosne i Hercegovine (Slika 5.6.20 i Tablica 5.6.1).

Slika 5.6.20 Gasovodi u Federaciji Bosne i Hercegovine (trenutno stanje i plan)



Napomena: 1) Prema dokumentu *Preliminary Technical Study of IAP* postoje dvije opcije prolaska trase. Prva opcija je ruta koja počinje na granici i prolazi pored Neuma prema granici Hrvatske na zapadu. Druga opcija je prolazak rute kod jezera Hutovo Blato paralelno uz Neretvu do Mostara, te prema Posušju uz nastavak prema Zagvozdu u Hrvatskoj.

Izvor: ENTSO-G TYNDP 2017, Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, *BH Gas*, analiza Projektnog tima

Tablica 5.6.1 Dinamika i fokus izgradnje gasovodnih projekata u Federaciji Bosne i Hercegovine

Gasovodni projekat	Period puštanja u rad				Fokus
	Do 2020.	Do 2025.	Do 2030.	Do 2035.	
Južna interkonekcija (Zagvozd - Imotski – Posušje – Novi Travnik/Travnik s odvojkom prema Mostaru)		✓			●
Sjeverna interkonekcija (Slobodnica – Brod – Zenica)		✓			●
Zapadna interkonekcija (Rakovica – Tržac – Bosanska Krupa uz odvojak za Bihać i Veliku Kladušu u sklopu faze I)		✓	✓		◐
Zapadna interkonekcija – nastavak (B. Krupa – Ključ u sklopu faze II, te Ključ – B. Petrovac i Pećigrad – Bužim u sklopu faze III)			✓	✓	◑
Mogućnost dopremanja LNG-a preko Luke Ploče putem željeznice ili kamiona		✓			◐
Gasifikacija Gornjeg Podrinja			✓	✓	◑
Proširenje mreže Travnik – Gornji Vakuf i Jajce			✓	✓	◑
Gasifikacija Orašja			✓	✓	◑
Podzemno skladište gasa Tetima s priključnim gasovodom Kladanj – Tuzla – Tetima			✓	✓	◑

Napomena: 27. 04. 2017 potpisan je Memorandum o razumijevanju između operatera *BH Gas* i *Plinacro* za r: ● Visok ○ Nizak interkonekcije, Sjeverne interkonekcije i Zapadne interkonekcije (faza I)

Izvor: *BH Gas*, ENTSO-G TYNDP 2017, Strateški plan i program energetskog sektora Federacije Bosne i Hercegovine, Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, *BH Gas*, analiza Projektnog tima

Južna interkonekcija Bosne i Hercegovine i Hrvatske (Zagvozd – Imotski – Posušje – Novi Travnik/Travnik s odvojkom za Mostar) je od najvećeg prioriteta za Federaciju Bosne i Hercegovine, s obzirom na to da se zasniva na konceptu diversifikacije izvora i pravaca radi obezbjeđenja sigurnosti snabdijevanja prirodnim gasom. Južna interkonekcija se nalazi na PMI listi za gas od Energetske zajednice. U terminima operativne realizacije dijela trase, gasovod Zenica – Travnik je trenutno u fazi ishoda upotrebne dozvole. Predviđena trasa gasovoda Slobodnica – Brod – Zenica tj. Sjeverna interkonekcija također predstavlja visoki fokus za Federaciju Bosne i Hercegovine, s obzirom na to da je navedena trasa ekonomski najisplativija zbog postojanja velikih centara potrošnje u oba entiteta. Međutim, dio trase koji bi se spojio na gasovodni sistem Hrvatske, i prolazio teritorijom Republike Srpske prema Federaciji Bosne i Hercegovine je na niskom fokusu za Republiku Srpsku. Važno je naglasiti kako su projekti Sjeverne i Južne interkonekcije planirane kao reverzibilni (ulaz – izlaz) uz očekivani period puštanja u rad do 2025. godine. Uz Sjevernu i Južnu interkonekciju, za Federaciju Bosne i Hercegovine je također relevantan projekat Zapadne interkonekcije na srednjem nivou fokusa. Projekat podrazumijeva, u sklopu prve faze, trasu Rakovica – Tržac – Bosanska Krupa uz odvojke prema Bihaću i Velikoj Kladuši. Navedeni dio trase se nalazi na PMI listi za gas od Energetske zajednice. Zapadna interkonekcija sadrži i potencijalni daljnji nastavak gasovoda nižeg prioriteta prema mjestima B. Krupa – Ključ (faza II), te Ključ – B. Petrovac i Pećigrad – Bužim (faza III). Također je razmatrana mogućnost da se eventualno u budućnosti ovaj gasovod spoji preko teritorije Republike Srpske s planiranim gasovodom Travnik – Jajce. Realizacija faze II i faze III Zapadne interkonekcije je planirana u periodu do 2025. ili 2030. godine. S obzirom na razvoj tehnologija u sektoru gasa, potrebno je razmotriti opciju transporta gasa bez korištenja infrastrukture gasovoda. Konkretno, moguć je prijevoz ukapljenog prirodnog gasa (LNG-a) korištenjem postojeće željeznice iz Luke Ploče ili korištenjem cestovnog saobraćaja²⁴. Navedena opcija se treba sagledati kao mogućnost u slučaju prolongacije izgradnje gasovoda ili kao opcija namirenja dijela potražnje. Međutim, uloga gasovodnih pravaca će i dalje biti dominantna. Osim planiranih velikih projekata koji se vežu na prekogranične pravce sa susjednim zemljama, definirani su i manji projekti proširenja postojećeg sistema, a koji su između ostalog dio razvojnih projekata *BH Gasa*. Tu se ubrajaju gasifikacija Gornjeg Podrinja, proširenje mreže Travnik – Gornji Vakuf i Jajce te gasifikacija Orašja. Navedeni projekti su nižeg fokusa uz predviđenu dinamiku realizacije do 2030. ili 2035. godine. Dodatno, s obzirom na to da Bosna i Hercegovina nema skladišta gasa, identificiran je jedini potencijalan lokalitet gradnje skladišta gasa kraj rudnika soli Tetima te priključni gasovod Kladanj – Tuzla – Tetima. Skladište gasa bi doprinijelo većoj sigurnosti snabdijevanja zbog velikih skokova potrošnje tokom zime, te zadovoljenja rasta potrošnje u budućem periodu.

5.6.4 Regulatorni i institucionalni okvir

5.6.4.1 Nivo Bosne i Hercegovine

U Bosni i Hercegovini trenutno ne postoji legislativa koja regulira sektor gasa. Neophodno je ispuniti propisane zahtjeve iz Trećeg energetskog paketa za normiranje pitanja iz sektora gasa na državnom nivou. Na Ministarskom savjetu Energetske zajednice održanom u oktobru 2016. godine, potpisan je sporazum između MVTEO-a, FMERI-ja, MIER-a, Energetske zajednice i Evropske komisije, kojim je dogovoreno donošenje Zakona o regulatoru električne energije i gasa, prijenosu i tržištu električne energije u Bosni i Hercegovini i usvajanje harmoniziranih entitetskih zakona kojima se uređuje sektor gasa, a u skladu s Trećim energetskim paketom. Energetska zajednica je na temelju ovog sporazuma suspendirala mjere protiv Bosne i Hercegovine privremeno, do 31. 03. 2017. godine. S obzirom na to da se postignuti Sporazum nije ispoštovao, mjere su automatski ponovno aktivirane.

5.6.4.2 Regulatorni okvir u Federaciji Bosne i Hercegovine

Uredbom o organizaciji i regulaciji sektora gasne privrede u Federaciji Bosne i Hercegovine se uređuje organizacija, pravila i uslovi za obavljanje energetskih djelatnosti u sektoru prirodnog gasa, prava i dužnosti učesnika u sektoru prirodnog gasa, razdvajanje djelatnosti operatera sistema, pristup treće strane sistemu za prirodni gas i otvaranje tržišta prirodnog gasa. Uredba je određena preuzetim obavezama iz Ugovora o osnivanju Energetske zajednice i EU direktive za gas 2003/55/EC, koja je stavljena van snage Direktivom 2009/73/EZ.

Uredbom su definirane energetske djelatnosti u sektoru gasa:

- snabdijevanje gasom,
- transport gasa,
- distribucija gasa,
- skladištenje gasa,
- upravljanje postrojenjem za LNG.

²⁴ LNG terminal na otoku Krku predviđa pružanje usluga „bunkeringa“ za kamione i teglenice, gdje bi se manjim brodovima LNG mogao prevesti do Luke Ploče, a zatim željeznicom ili cestovnim saobraćajem prema Federaciji Bosne i Hercegovine. Navedeni trend razvoja lanca vrijednosti u LNG sektoru (engl. *break-bulkingservices and smallscale LNG*) ima sve značajniju ulogu na Baltiku, te se očekuje snažan razvoj i na Mediteranu.

Učesnici u sektoru gasa su:

- snabdjevač gasom,
- operater transportnog sistema,
- operater distribucijskog sistema,
- operater sistema skladišta gasa,
- operater postrojenja za LNG,
- povlašteni kupac,
- tarifni kupac,
- zaštićeni kupac.

Trenutno ne postoji regulator za gas u Federaciji Bosne i Hercegovine. U prijedlogu Zakona o gasu u Federaciji Bosne i Hercegovine nadležnost za gas bi se trebala dati FERK-u, osim regulacije transporta gasa. U nadležnosti kantona je praćenje odnosa između ponude i potražnje gasa na svom području, izradu procjena buduće potrošnje i raspoložive ponude, planiranje izgradnje dodatnih kapaciteta i razvoj distribucijskog sistema na svom području, te predlaganje i poduzimanje mjera. FMERI je odgovoran za izdavanje dozvole za obavljanje energetske djelatnosti, praćenje odnosa između ponude i potražnje na tržištu gasa, izradu procjena buduće potrošnje i raspoložive ponude, planiranje izgradnje i razvoja dodatnih kapaciteta gasnog sistema, te predlaganje i poduzimanje mjera u slučaju proglašenja kriznog stanja.

Operater za gas u Federaciji Bosne i Hercegovine je *BH Gas d.o.o.*, Sarajevo, koji obavlja djelatnosti transporta gasa uz snabdijevanje i trgovinu.

Operater transportnog sistema, operater distribucijskog sistema, operater sistema skladišta gasa i operater postrojenja za LNG dužan je osigurati efikasan i nediskriminirajući pristup mreži transportnom sistemu, distributivnom sistemu, sistemu skladišta gasa i postrojenju za LNG. Uredba propisuje da pristup transportnom sistemu, distribucijskom sistemu, sistemu skladišta gasa i postrojenju za LNG definira nezavisni regulator energetskih djelatnosti, a sve u smislu reguliranog ili pregovaračkog pristupa. S obzirom na to da ne postoji regulator za gas u Federaciji Bosne i Hercegovine, mogući ograničeni pristup infrastrukturi se daje na temelju *ad hoc* odluke FMERI-ja. Regulirani pristup zasniva se na objavljenom tarifnom sistemu, odnosno metodologiji i tarifnim stavkama, koji se primjenjuju objektivno i jednaki su za sve učesnike na tržištu gasa.

Operater transportnog sistema, operater distribucijskog sistema, operater sistema skladišta gasa i operater postrojenja za LNG ima pravo odbiti pristup sistemu u slučaju nedostatka kapaciteta, kada bi ga pristup sistemu onemogućio u izvršavanju javne usluge ili kada bi pristup sistemu mogao izazvati ozbiljne finansijske i privredne poteškoće. Energetski subjekt za gas koji želi ugovoriti snabdijevanje gasom, ali mu se zbog tehničkih ili drugih razloga ne može osigurati pravo na pristup distributivnom ili transportnom sistemu, može izgraditi direktni gasovod. Izgradnji direktnog gasovoda može se pristupiti samo na osnovu odobrenja FMERI-ja.

Snabdijevanje gasom i cijene nisu liberalizirane za sve korisnike u Federaciji Bosne i Hercegovine. Vlada Federacije Bosne i Hercegovine, na prijedlog Federalnog ministarstva trgovine, uz prethodno pribavljeno mišljenje FMERI-ja, snabdjevaču gasom tarifnih kupaca koji obavljaju javnu uslugu u Federaciji Bosne i Hercegovine, svojom odlukom regulira cijenu za snabdijevanje gasom. Za ostale tarifne kupce, *BH Gas* regulira cijenu uz obavezu da o svakoj promjeni cijene u pisanoj formi obavijesti FMERI. Reguliranje cijene prirodnog gasa zasniva se na osnovu cijene nafte i naftnih derivata na svjetskom tržištu kao polazne osnove za kalkulaciju, definiranih perioda isporuke, odnosa planiranih količina i realiziranih količina gasa, sezonske ili dnevne dinamike isporuke tarifnim kupcima, odnosa ugovorenog i isporučenog kvaliteta gasa kao i ostalih kalkulativnih elemenata cijene isporučenog gasa. Cijena gasa za industrijske potrošače određuje se ugovorom s potrošačem. Zbog reguliranja cijena na ovaj način dolazi do unakrsnog subvencioniranja različitih kategorija potrošača.

Operater transportnog sistema koji pripada vertikalno integriranom energetskom subjektu, mora biti nezavisan od drugih aktivnosti koje nisu povezane s transportom, u smislu pravnog statusa, organizacije i odlučivanja, što ne stvara obavezu da se razdvaja vlasništvo nad imovinom transportne mreže od vertikalno integriranog privrednog društva. Djelatnost operatera distributivnog sistema koji je dio horizontalno integriranog subjekta, mora biti organizirana u samostalnom pravnom subjektu i nezavisno od djelatnosti izvan sektora gasa. Iznimno, djelatnost operatera transportnog sistema, operatera distribucijskog sistema, operatera sistema skladišta gasa i operatera postrojenja za LNG može biti organizirana zajedno, u okviru djelatnosti mješovitog operatera, ali koja je nezavisna u pogledu svog pravnog statusa, organizacije i odlučivanja od djelatnosti snabdijevanja gasom, što ne stvara obavezu da se razdvaja vlasništvo nad imovinom transportne mreže od vertikalno integriranog privrednog društva. Mješoviti operater, koji je dio vertikalno integriranog energetskog subjekta, mora svoje djelatnosti organizirati u samostalnom pravnom licu nezavisno od proizvodnje i snabdijevanja gasom.

Kako bi se osigurao jasniji smjer razvoja gasnog biznisa, te holistički način upravljanja i reguliranja

tržišta, potrebno je daljnje usklađivanje institucionalnog i zakonodavnog okvira Federacije Bosne i Hercegovine i Bosne i Hercegovine sukladno EU praksama (Tablica 5.6.2).

Tablica 5.6.2 Institucionalni i zakonodavni okvir za tržište gasa u Federaciji Bosne i Hercegovine (odabir)

Područje	Komentar
Regulacija tržišta prirodnog gasa	<ul style="list-style-type: none"> Sektor gasa u Federaciji Bosne i Hercegovine je normiran Uredbom o organizaciji i regulaciji sektora gasne privrede u Federaciji Bosne i Hercegovine. Trenutno ne postoji regulator za gas u Federaciji Bosne i Hercegovine. Potrebno je donijeti Zakon o gasu u Federaciji Bosne i Hercegovine koji će biti usklađen s Trećim energetske paketom Shodno Ustavu Bosne i Hercegovine, transport je u nadležnosti institucija Bosne i Hercegovine Prema Trećem energetske paketu neophodno je donijeti Zakon o gasu na državnom nivou, te uspostaviti regulatorno tijelo na državnom nivou sa svim suštinskim ovlaštenjima. Regulatorima na nižim nivoima je ostavljena mogućnost praćenja pojedinih procesa kao rezultat regulacije tržišta na nivou države.
Transport, distribucija i snabdijevanje	<ul style="list-style-type: none"> Operater za gas <i>BH Gas</i> obavlja djelatnosti transporta gasa uz snabdijevanje i trgovinu, stoga je potrebno usklađenje s Trećim energetske paketom i korištenje jednog od modela za razdvajanje – ISO, ITO ili vlasničko razdvajanje Također je potrebno izvršiti razdvajanje djelatnosti distribucije od snabdijevanja gasnih poduzeća.
Tržište i cijene prirodnog gasa	<ul style="list-style-type: none"> Snabdijevanje gasom i cijene nisu liberalizirane za sve korisnike u Federaciji Bosne i Hercegovine – veleprodajna cijena prirodnog gasa za distributivna poduzeća se donosi na osnovu Odluke Vlade Federacije Bosne i Hercegovine, dok se cijena za industrijske potrošače određuje shodno Ugovoru s potrošačem i promjenama cijene prirodnog gasa kod isporučioaca. Tržište gasa u Federaciji Bosne i Hercegovine i Bosni i Hercegovini općenito je značajno opredijeljeno činjenicom da se ono zasniva na jednom ulazu prirodnog gasa na kraju sistema, što podrazumijeva značajno učešće transportnih troškova kroz treće zemlje. U unutrašnjem transportu postoji podjela između entitetskih operatera sistema s nejedinstvenim pristupom u određivanju tarifa, bez regulatornog tijela koje na nivou države određuje tarifnu metodologiju i tarife koje su važeće za sve odnosne subjekte na tržištu. Kako nabavne i prodajne cijene gasa uvelike ovise o tarifama koje se primjenjuju kroz treće zemlje, ali i na unutrašnjem transportu, potrebna je veća saradnja regulatornih tijela i operatera transportnih sistema, a sve u cilju dobijanja tržišno prihvatljivih cijena gasa. Potrebno je implementirati daljnje mjere unaprjeđenja tarifne politike.
Ratni dug za prirodni gas prema Ruskoj Federaciji	<ul style="list-style-type: none"> Ukupan dug za isporučeni prirodni gas Bosni i Hercegovini za period 1991–1995. godine iznosi 104,8 mil. USD. Trenutno, ratni dug je djelimično isplaćen, isključivo od strane Federacije Bosne i Hercegovine i iznosi ~ 98 mil. USD, no njegova otplata je prespora (prema sadašnjoj dinamici isplate kroz prijelazno rješenje takse od 5 USD na 1000m³ gasa, potrebno je cca. 100 godina do isplate). Shodno navedenom, potrebno je rješavanje pitanja međusobnih dugova za gas s Ruskom Federacijom na nivou Bosne i Hercegovine.

Izvor: *BH Gas, Energy Community Annual Implementation Road 2016*, Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, analiza Projektnog tima

5.6.5 Strateške smjernice

U nastavku je dat sažetak strateških smjernica koje su razrađene sukladno trenutnom stanju u oblasti gasa za Federaciju Bosne i Hercegovine. Potrebna je daljnja implementacija zakonodavno-pravnog okvira sukladno praksama EU-a na nivou Federacije Bosne i Hercegovine, ali i Bosne i Hercegovine (uz saradnju s Republikom Srpskom). Dodatno, potrebni su novi gasovodni pravci uz daljnju integraciju transportnih sistema i gasifikaciju Federacije Bosne i Hercegovine, kako bi se povećala važnost prirodnog gasa kao energenta u privredi.

Tablica 5.6.3 Sažetak strateških smjernica za Federaciju Bosne i Hercegovine u oblasti gasa

	Strateški prioritet	Strateška smjernica
Tržište	Izgradnja nove infrastrukture u kontekstu sigurnosti snabdijevanja i diversifikacije	Potrebna je izgradnja novih dobavnih gasovoda s obzirom na to da se uvoz prirodnog gasa u Bosnu i Hercegovinu i Federaciju odvija iz jednog transportnog pravca na relativno malo tržište. Prioritet izgradnje gasovoda Federacije Bosne i Hercegovine obuhvaćaju Južnu interkonekciju kao najvažniju, te Sjevernu i Zapadnu interkonekciju na visokom fokusu razvoja. Dodatno, potrebno je u budućnosti razmotriti i nove tehnologije razvoja kao što je mogućnost dopremanja gasa u ukapljenom stanju putem željeznice i/ili cestovnog saobraćaja. Navedenim projektima se postiže diversifikacija izvora i pravaca gasa radi obezbjeđenja sigurnosti snabdijevanja i povećanja važnosti prirodnog gasa kao energenta za domaćinstva i industriju.
	Modernizacija i adekvatno održavanje postojeće infrastrukture u kontekstu sigurnosti snabdijevanja, energetske efikasnosti i daljnje gasifikacije	Postojeći gasovod, izgrađen 1979. godine, karakterizira zastarjelost te velika opterećenost tokom zimskih perioda kada je potrošnja gasa najveća. Stoga je u budućem periodu potrebno aktivno i koordinirano upravljati imovinom (infrastrukturom) kroz provođenje potrebnih modernizacija, rekonstrukcija, izgradnji te održavanja, u skladu s potrebama sistema. Navedene metode, sukladno Direktivi 2012/27/EU, trebaju imati za cilj i kontinuirano povećanje energetske efikasnosti.
	Upravljanje cjenovnom konkurentnosti gasa i nastavak konvergencije prema cijenama u regiji	Cijena gasa je u posljednjem periodu ostvarila pozitivan trend pada te konvergirala prema cijenama s regionalnih tržišta. Iako je udio gasa u ukupnoj potrošnji relativno nizak, zbog osjetljive ekonomske situacije, potrebno je nastaviti aktivno upravljati cijenama gasa kroz unaprjeđenje efikasnosti tržišnih subjekata, razmatranje opcija diversifikacije te izgradnju kompetencija trgovanja na berzama s većim fokusom na kratkoročne ugovore i spot tržišta.
Regulativa	Harmonizacija regulatornog okvira sukladno obavezama iz Ugovora o osnivanju Energetske zajednice u pogledu gasa	Hitno pristupanje reformi sektora gasa, donošenju odgovarajuće legislative i regulative na državnom i entitetskim nivoima koja je usklađena s Trećim energetske paketa.
	Razdvajanje djelatnosti transporta i distribucije od snabdijevanja sukladno EU praksama	Razdvajanje djelatnosti transporta i distribucije od snabdijevanja (te nadzor od strane regulatornog tijela), u skladu s odredbama Trećeg energetske paketa zbog daljnje liberalizacije tržišta i poticanja konkurencije.
	Nastavak otvaranja tržišta	Snabdijevanje gasom i cijene nisu liberalizirane za sve korisnike u Federaciji Bosne i Hercegovine – veleprodajna cijena prirodnog gasa za distributivna poduzeća se donosi na osnovu Odluke Vlade Federacije Bosne i Hercegovine, dok se cijena za industrijske potrošače određuje shodno Ugovoru s potrošačem i promjenama cijene prirodnog gasa kod isporučioaca.

5.7 Toplinarstvo

Javna usluga daljinskog grijanja u Federaciji Bosne i Hercegovine dostupna je isključivo u urbanim područjima, ili čak samo u određenim dijelovima urbanih sredina (Slika 5.7.1). Karakteristično za toplinske sisteme u Federaciji Bosne i Hercegovine je da se većim dijelom snabdijevaju toplotnom energijom iz obližnjih termoelektrana ili industrijskih kapaciteta. Toplinski sistemi postoje i u manjim sredinama. U nastavku će se staviti fokus na sisteme u većim gradovima, te strateške opcije za manje toplinske sisteme, uz osvrt unaprjeđenja individualnih grijanja domaćinstava.

Slika 5.7.1 Lokacije toplinarskih sistema u Federaciji Bosne i Hercegovine

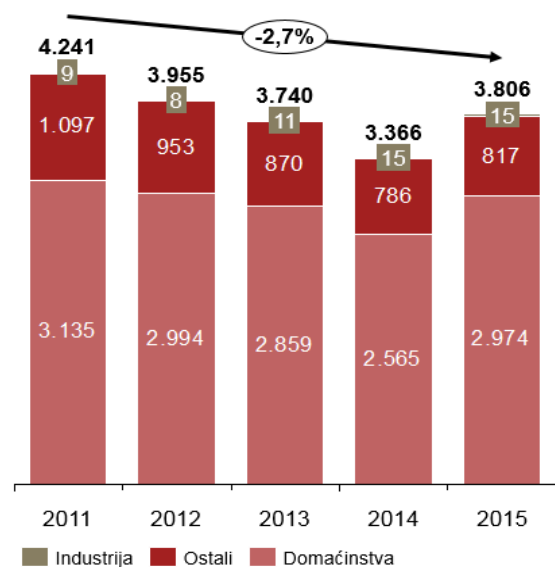


Izvor: ESSBIH Modul 9 Daljinsko grijanje 2008.

5.7.1 Potrošnja toplotne energije

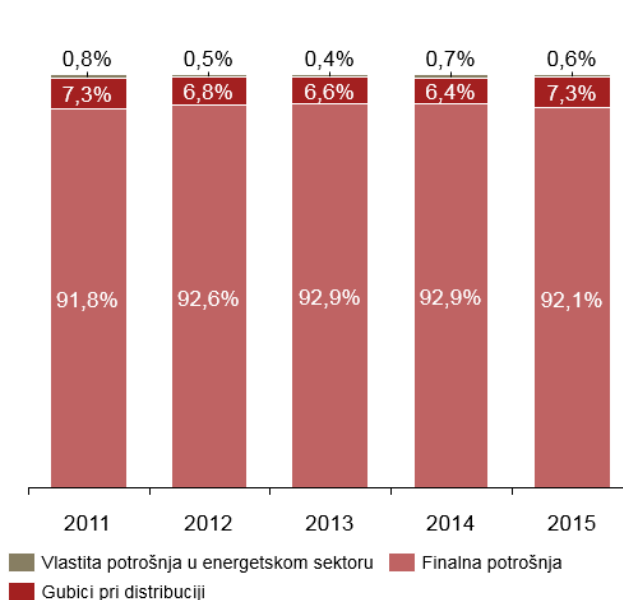
Toplotna energija u Federaciji Bosne i Hercegovine uglavnom se koristi u domaćinstvima, koja sačinjavaju oko 78 % finalne potrošnje toplotne energije (Slika 5.7.2). Toplotna energija se isključivo isporučuje za grijanje prostora i nema snabdijevanja potrošnom toplom vodom. Primarni utjecaj na trend smanjenja potrošnje toplotne energije imaju komparativno visoke cijene daljinskog grijanja u odnosu na individualno grijanje, nesigurnost snabdijevanja i zastarjele instalacije koje smanjuju efikasnost. Iz tih razloga, sve više domaćinstava prelazi na druge izvore grijanja. U Federaciji Bosne i Hercegovine, postrojenja za proizvodnju toplotne energije su stara 25 ili više godina, te će uskoro doći predviđeni radni vijek. Prema bilansu toplotne energije za 2015. godinu gubici u distribuciji iznose 7,3 % (od ukupne proizvedene toplotne energije). Zbog starosti, kod pojedinih sistema postoji problem niske efikasnosti, pri čemu gubici toplotne energije dosežu čak 60 %. U posljednjih 20 godina modernizacija sistema se odvija relativno sporo, s fokusom na osnovna održavanja, izuzev nekoliko iznimki poput Sarajeva i Tuzle. Zbog lošeg poslovanja, ulaganja u modernizaciju i razvoj mreže isključivo od strane toplinskih poduzeća su otežana.

Slika 5.7.2 Trend finalne potrošnje toplotne energije u TJ, 2011–2015. godine



Izvor: Statistički ljetopis Federacije Bosne i Hercegovine 2016

Slika 5.7.3 Ukupna potrošnja toplotne energije u %, 2011–2015. godine

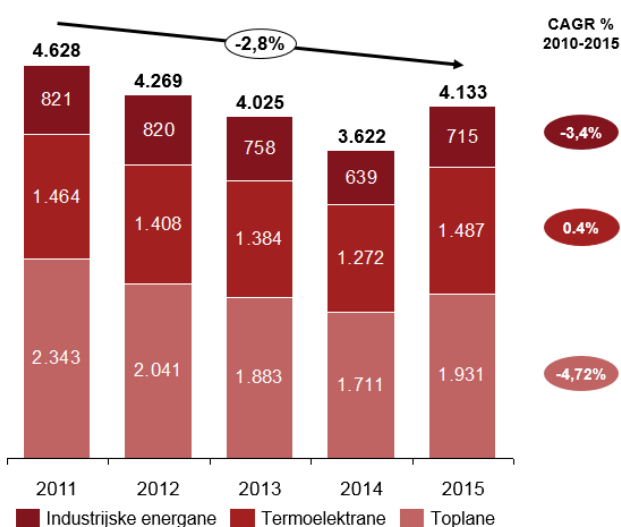


Izvor: Statistički ljetopis Federacije Bosne i Hercegovine 2016

5.7.2 Proizvodnja toplotne energije

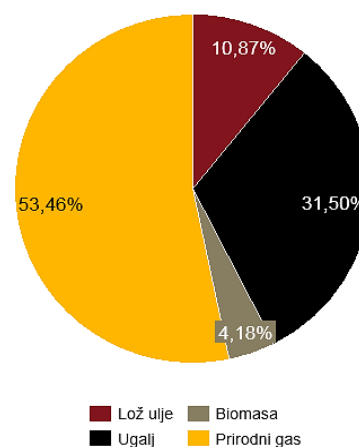
U Federaciji Bosne i Hercegovine toplotna energija za sisteme centralnog grijanja se proizvodi u industrijskim energanama, elektranama i toplanama (Slika 5.7.4). Veći dio toplinskih sistema u Federaciji Bosne i Hercegovine se oslanja na lokalna termoenergetska postrojenja, što je posljedica predratnog industrijskog razvoja potaknutog bogatim nalazištima mrkog uglja i lignita. Višak toplinskih kapaciteta je bio povoljan za izgradnju i širenje toplinskih mreža za daljinsko grijanje. U periodu od 2011. do 2015. godine zabilježen je pad proizvodnje toplotne energije prosječnom godišnjom stopom od 2,8 %. Pad je predvođen smanjenjem proizvodnje toplotne energije u toplanama s prosječnom godišnjom stopom pada od 4,72 %. Prema strukturi proizvodnje toplotne energije (Slika 5.7.5) prirodni gas ima najveći udio u transformaciji energije od 53,5 %. Prirodni gas se koristi u toplinskom sistemu u Sarajevu, koji je ujedno i najveći toplinski sistem u Bosni i Hercegovini, i djelimično u Zenici, dok u ostalim toplinskim sistemima dominantnu ulogu imaju uglj i lož-ulje. Prema planiranim projektima gasifikacije gradova novim dobavnim pravcima i proširenjem postojeće gasovodne mreže može se očekivati povećana upotreba gasa u toplinarstvu u budućnosti. Biomasa je relativno malo zastupljena, s 4,2 %, ali se u budućnosti predviđa povećanje potrošnje navedenog energenta, zbog njegove obnovljivosti i ekološke prihvatljivosti.

Slika 5.7.4 Proizvodnja toplotne energije u TJ, 2011–2015. godine



Izvor: Statistički ljetopis Federacije Bosne i Hercegovine 2016

Slika 5.7.5 Proizvodnja toplotne energije po energentu u %, 2015. godina



Izvor: Statistički ljetopis Federacije Bosne i Hercegovine 2016

5.7.3 Toplinska poduzeća u Federaciji Bosne i Hercegovine

Toplinska poduzeća su u većinskom javnom vlasništvu i nalaze se u većim urbanim sredinama (Tablica 5.7.1). Ratna zbivanja su ostavila veliku štetu na mnogim toplinskim sistemima, primarno zbog prouzročenih dugova koji su uz oštećenja i starost instalacija glavni razlozi teškog oporavka toplinskih poduzeća. U Federaciji Bosne i Hercegovine ne postoje sistemi daljinskog hlađenja, te njihova instalacija i primjena, za sada, nije izvjesna.

Tablica 5.7.1 Pregled glavnih toplinskih poduzeća u Federaciji Bosne i Hercegovine

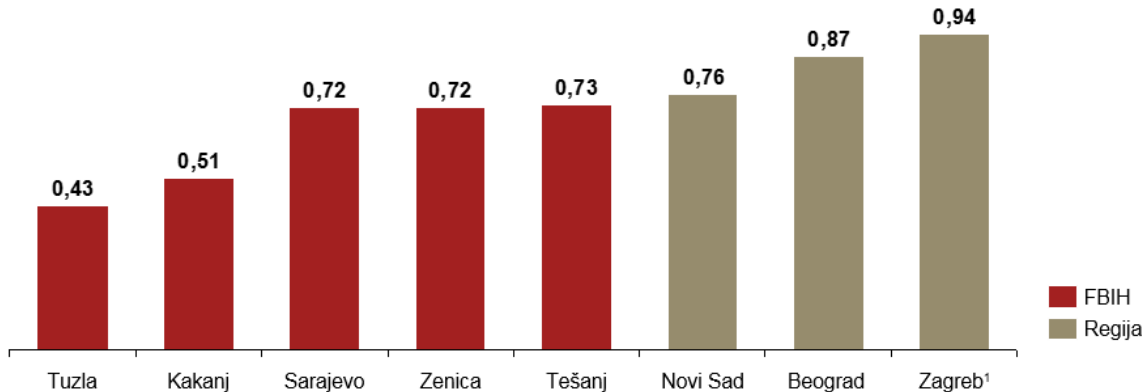
Naziv poduzeća	Grad	Vlasništvo		Broj objekata		Proizvodnja energije	
		Javno	Privatno	Stambeni	Poslovni	Glavni energent	Proizvođač
JP „Rad“	Lukavac	51 %	49 %	2.100	100	Ugalj	TE Tuzla
„Centralno Grijanje“ D.D.	Tuzla	51 %	49 %	1.9075	2.066	Ugalj	TE Tuzla
JP „Grijanje“	Kakanj	100 %	0 %	3.035	290	Ugalj	TE Kakanj
JP „Grijanje“	Zenica	100 %	0 %	22.200	600	Ugalj (85 %) Prirodni gas (15 %)	Mittal Steel
KJKP „Toplane Sarajevo“ D.O.O.	Sarajevo	100 %	0 %	50.000	2.500	Prirodni gas	KJKP „Toplane“ sistem individualnih kotlovnica
JP „Toplana“ D.D.	Tešanj	76,5 %	23,5 %	596	74	Ugalj	JP „Toplana“ D.D. s jednom toplanom

Izvor: web stranice poduzeća, ESSBIH Modul 9, Daljinsko grijanje 2008

Cijene daljinskog grijanja za fizičke osobe u Federaciji Bosne i Hercegovine su u rangu s cijenama ili niže od cijena u gradovima u regiji (Slika 5.7.6). Plaćanje prema potrošenoj energiji je uvedeno na malom broju objekata, te je najzastupljeniji način plaćanja paušalno prema površini prostora. Cijene se uglavnom utvrđuju na lokalnom nivou i ne temelje se na stvarnoj cijeni proizvodnje i isporuke toplotne energije, zbog čega većina toplinskih poduzeća prima poticaje od lokalnih vlasti. Osnovni razlozi lošeg poslovanja toplinskih subjekata, unatoč prihvatljivoj cijeni grijanja su:

- starost i niska efikasnost proizvodnih kapaciteta,
- starost i veliki gubici u toplotnim mrežama,
- poteškoće u mjerenju, obračunu i naplati isporučene toplotne energije kod pojedinih subjekata,
- visoke cijene energenata (uglja, mazuta i prirodnog gasa),
- težak ekonomski položaj poduzeća zbog kojega obnova infrastrukture nije moguća.

Slika 5.7.6 Prosječna cijena grijanja za domaćinstva u EUR/m², 2016. godina



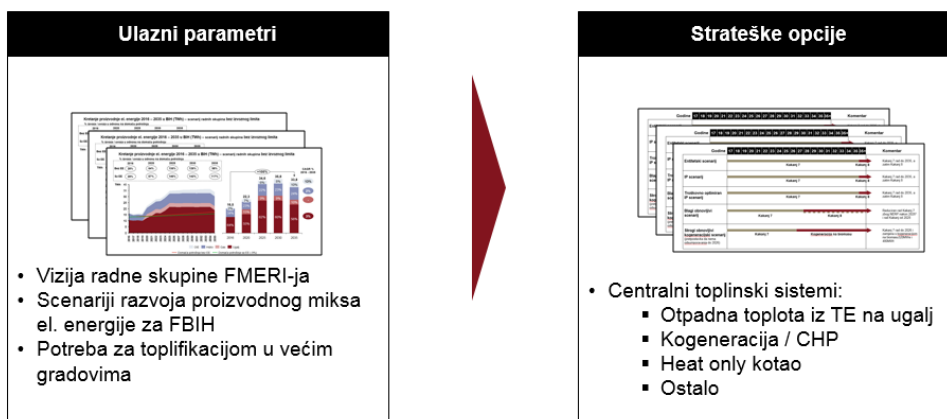
Napomena: 1) Izračunato prema prosječnom računu za grijanje stana od 50 m², 2) Sve cijene su svedene na ekvivalentnu cijenu za 12 mjeseci fakturiranja s uključenim PDV-om

Izvor: toplane-sa.co.ba, grijanjezenica.ba, zvanične informacije dobijene putem telefonskog intervjua (podaci za 2016. godinu)

5.7.4 Opcije razvoja sistema daljinskog grijanja

Okviri strateških opcija za toplinarstvo su razrađeni u skladu sa scenarijima razvoja termosektora i energetske efikasnosti (Slika 5.7.7). Kao ulazni parametri, za definiranje opcija razvoja sistema daljinskog grijanja u pojedinim gradovima, u obzir su uzete sugestije i vizije Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine, scenarij razvoja proizvodnog miksa električne energije i potreba za toplifikacijom u većim gradovima. Strateške opcije za realizaciju razvoja daljinskog grijanja uzimaju u obzir korištenje otpadne toplotne energije iz termoelektrane na uglj, kogeneraciju toplotne i električne energije, korištenje toplovodnih kotlova i ostale metode i tehnologije koje bi poboljšale uslugu, energetska efikasnost, poslovanje i druge faktore ključne za razvoj toplinarstva. S obzirom na to da neka toplinska poduzeća koriste toplinsku energiju dobijenu iz termoelektrane, scenariji proizvodnog miksa za električnu energiju odnose se na razvoj toplinarskih sistema. Prema trenutnom stanju i informacijama o planu razvoja toplinarskih sistema predstavljene su opcije razvoja u većim gradovima. U kontekstu razvoja sistema daljinskih grijanja u EU, danas je tržišni udio daljinskog grijanja 12 %. Cilj je na nivou EU-a povećati tržišni udio na 30 % do 2030. godine, te do 2050. godine na 50 %.

Slika 5.7.7 Pretpostavke razvoja scenarija za toplinarstvo



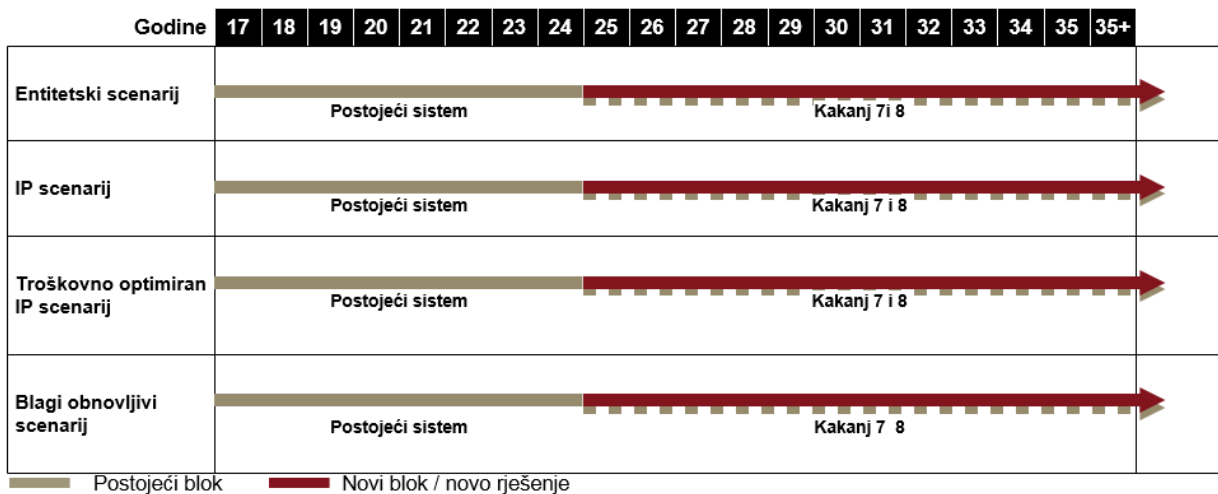
Izvor: analiza Projektnog tima

5.7.4.1 Sarajevo

Trenutni sistem za toplifikaciju u Sarajevu sačinjavaju 3 velika toplovodna kotla na gas i veliki broj malih sistema na gas. Takav sistem je najmoderniji u Federaciji Bosne i Hercegovine, ali potrebno ga je kontinuirano održavati i prilagoditi planovima razvoja. U Sarajevu također nije uvedena usluga snabdijevanja sanitarnom toplom vodom.

Prema svim scenarijima podrazumijeva se korištenje postojećeg sistema i nakon 2035. godine, jer je sistem u Sarajevu u posljednjih 20 godina obnovljen i u dobrom stanju. Osim korištenja gasa, kao dodatna moguća opcija je povezivanje Sarajeva i TE Kakanj toplovozom, koja se može primijeniti od 2024. godine, u skladu s izgradnjom TE Kakanj 8. U međuvremenu, potrebno je provesti prilagodbu postojećeg sistema novom i izgraditi magistralni toplovod iz Kakanja do Sarajeva. Prema tome, kao dodatan izvor grijanja za grad Sarajevo se predviđa novi blok 8 u termoelektrani Kakanj, dok bi blok 7 ostao kao rezerva. Predlaže se izgradnja fleksibilnog sistema pomoću modula za iskorištenje otpadne toplote primjenom toplotnih pumpi. Time se iskorištava otpadna toplota bloka 8 i bloka 7, čime se razdvaja proizvodnja toplotne i električne energije što čini sistem efikasnijim i fleksibilnijim.

Slika 5.7.8 Sarajevo – korištenje otpadne toplotne energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju



Izvor: EP BiH, analiza Projektnog tima, analiza Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine

5.7.4.2 Tuzla

Trenutno se grad Tuzla grije na blokove 3 i 4 TE Tuzla. Toplotna energija se dobija oduzimanjem pare iz parne turbine čime se smanjuje proizvodnja električne energije iz te turbine i čini sistem manje efikasnim. Korištenje otpadne toplote ili toplote iz ispušnih gasova se ne koristi.

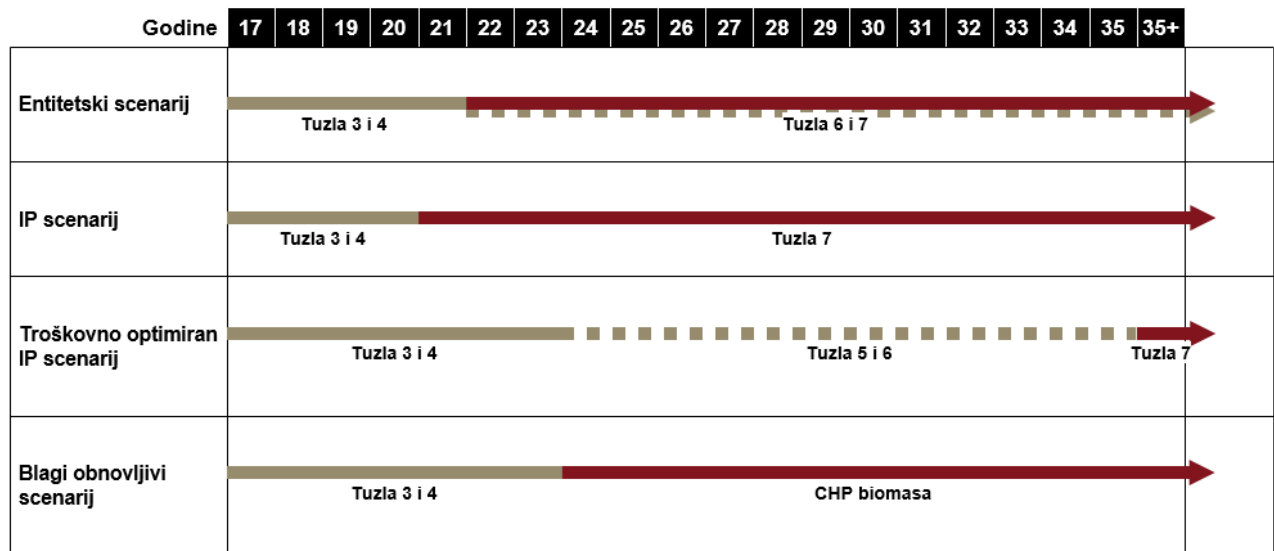
Prema entitetskom scenariju dekomisija bloka 3 će se izvršiti do 2021. godine, a bloka 4 do 2022. godine. Izgradnja novog bloka 7 se očekuje do 2021. godine, i preuzet će proizvodnju toplotne energije nakon dekomisije blokova 3 i 4. U planu je priključenje naselja Živinice i Lukavac na toplifikacijski sistem i ulaganje u povećanje efikasnosti postojeće distributivne mreže u Tuzli. Na taj način će grijanje Tuzle, Lukavca i Živinica od 2022. godine biti obezbijeđeno iz novog bloka 7, pri čemu će blok 6 ostati kao rezerva. Navedeni blok 7 kao energent će koristiti ugalj.

Prema indikativnim planu (IP), dekomisija postojećih blokova 3 i 4, kojima se trenutno snabdijevaju potrošači toplotnom energijom, izvršit će se do 2024. godine. Međutim, izgradnja novog bloka 7 će biti izvršena do 2020. godine i preuzet će generaciju toplotne energije.

Prema troškovno optimiranom indikativnom planu (IP), blokovi 3 i 4 će biti zaustavljeni do 2024. godine, te će novi blok 7 ući u pogon 2035. godine. U tom slučaju, kako ne bi došlo do prekida snabdijevanja potrošača toplotnom energijom, potrebno je izgraditi odvojeni modul toplinskih pumpi koje će koristiti otpadnu toplinu iz blokova 5 i 6. Ovako postavljenim sistemom odvaja se proizvodnja električne i toplotne energije, čime se povećava efikasnost i fleksibilnost sistema. Također, smanjuje se potreba za rashladnom vodom koja se koristi za hlađenje dimnjaka termoelektrane. Nakon dekomisije blokova 5 i 6, odvojeni modul toplinskih pumpi koristi otpadnu toplinu iz bloka 7 i nastavlja snabdijevati potrošače toplotnom energijom.

Blago obnovljivi scenarij predviđa dekomisiju postojećih blokova 3 i 4 do 2024. godine, bez izgradnje novog bloka Tuzla 7. Kako bi se namirili postojeći potrošači toplotne energije, predviđa se kao alternativa izgradnja kogeneracijskog postrojenja na biomasu. Predviđena je izgradnja jednog ili dva bloka, 240 MWt i 110 MWe, na biomasu. Dostupnost biomase na području Tuzle je dovoljna za snabdijevanje jednog bloka na biomasu, a u slučaju potrebe za dva bloka postoji mogućnost iskorištenja devastiranih područja uz obalu Save kao dodatnog izvora biomase. U svim scenarijima predviđen je razvoj sistema za snabdijevanje sanitarnom toplom vodom.

Slika 5.7.9 Tuzla – korištenje otpadne toplotne energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju



■ Postojeći blok / postojeće rješenje ■ Novi blok / novo rješenje

Napomena: Grijanje se odnosi i na mjesta Lukavac i Živinice

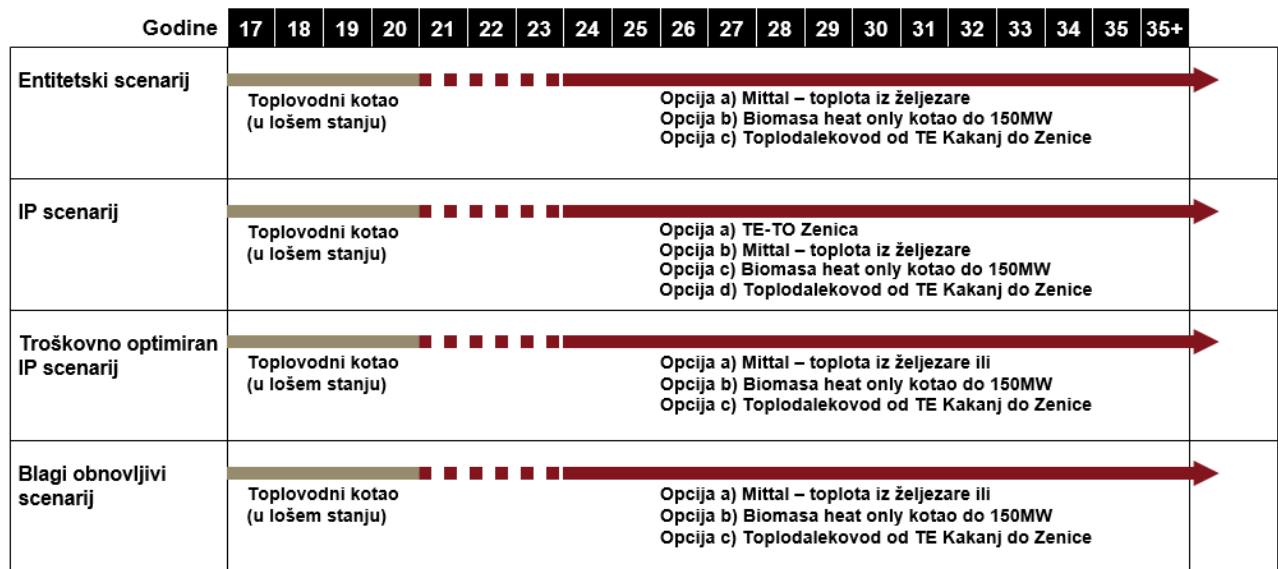
Izvor: EP BiH, analiza Projektnog tima, analiza Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine

5.7.4.3 Zenica

U Zenici se trenutno koristi visokotemperaturni toplovodni kotao koji se nalazi u krugu željezare *Arcelor Mittal*. Navedeni kotao je u lošem stanju i radi povećanja efikasnosti i sigurnosti snabdijevanja predstavljene su moguće opcije unaprjeđenja sistema za grad Zenicu. Prema dinamici, razmatrane opcije novog sistema se mogu realizirati u periodu od 2020. do 2024. godine.

U svim scenarijima predstavljena su zajednička rješenja, dok u scenariju Indikativnog plana (IP) postoji i dodatna mogućnost izgradnje TE-TO Zenica. Kapacitet navedenog kogeneracijskog postrojenja na gas bi iznosio 385 MWe i 90 MWt, a osim modifikacije postojećeg distributivnog sistema potrebno je izgraditi infrastrukturu za spajanje kogeneracijskog postrojenja na prijenosnu mrežu za električnu energiju što iziskuje dodatni trošak. Ulazak TE-TO Zenica u pogon se sukladno Indikativnom planu očekuje 2020. godine, no procjena je da se navedeno rješenje može realizirati nešto kasnije, do 2024. godine zbog velikih kapitalnih izdavanja i pripremnih aktivnosti projekta. Ostale opcije su zajedničke kroz sve scenarije s obzirom na to da se ne vežu direktno na razvoj proizvodnog miksa za električnu energiju. Prva opcija je korištenje toplotne energije iz željezare *Arcelor Mittal* koja podrazumijeva izgradnju postrojenja koje će koristiti otpadnu toplinu visokih peći koje se koriste u proizvodnom procesu željezare. U skladu s tim, nameće se da je proizvodnja toplinske energije ovisna o proizvodnji željezare što može utjecati na sigurnost snabdijevanja. Ova opcija iziskuje relativno najmanje promjene postojećeg sistema, pa je prema tome najizglednija u relativno kratkome roku do 2020. godine. Druga opcija je izgradnja novog visokotemperaturnog toplovodnog kotla na biomasu kapaciteta 150 MWt, koji predstavlja prelazak na obnovljivi izvor energije i zadržava se sigurnost snabdijevanja zbog neovisnosti o radu željezare. Također, nema proizvodnje električne energije pa nema potrebe spajanja na prijenosnu mrežu za koju ne postoji infrastruktura u Zenici. Zbog većih ulaganja i potrebe prilagodbe postojeće distributivne mreže, ovakav sistem se predviđa do 2024. godine. Kao treća opcija se predlaže razvijanje magistralnog vrelovoda od Termoelektrane Kakanj do Zenice, koji predstavlja siguran i efikasan sistem snabdijevanja toplotnom energijom, te također omogućuje priključenje lokalnih naselja između Kakanja i Zenice na toplovodnu mrežu. Ova opcija podrazumijeva razvoj i prilagodbu postojećeg sistema u Zenici i izgradnju magistralnog vrelovoda između dva grada, za što se procjenjuje da je potrebno 5-6 godina za realizaciju. Prema tome, ta opcija postaje moguća nakon 2024. godine, odnosno u periodu završetka izgradnje bloka 8 u Kakanju.

Slika 5.7.10 Zenica – korištenje otpadne toplotne energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju

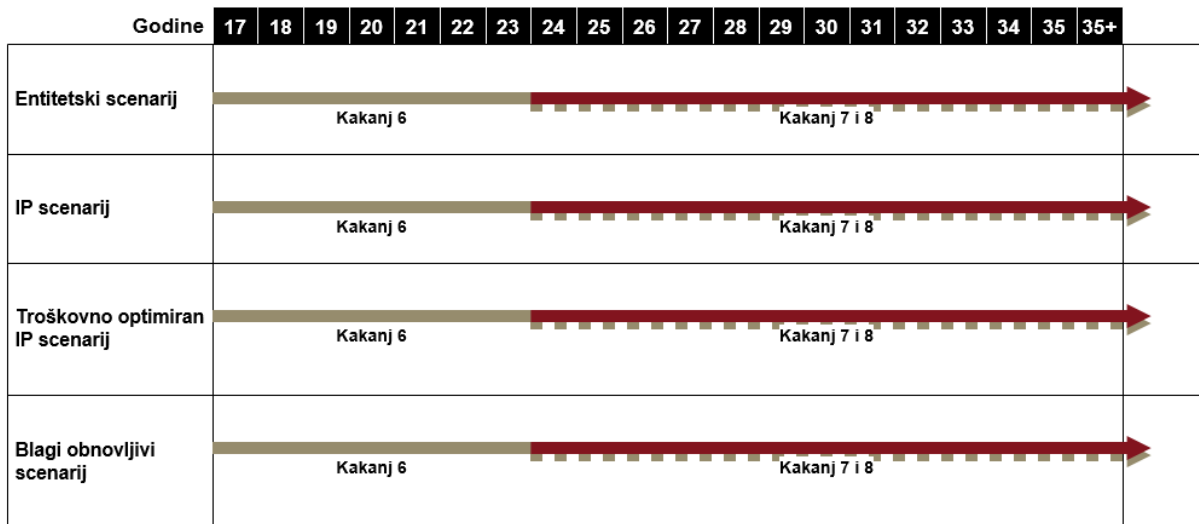


Postojeći blok / postojeće rješenje
 Novi blok / novo rješenje
 Izvor: EP BiH, analiza Projektnog tima, analiza Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine

5.7.4.4 Kakanj

Kakanj se trenutno grije na blokove 6 i 7 TE Kakanj. Dekomisija bloka 6 je predviđena do 2024. godine prema entitetskom scenariju, dok je prema svim ostalim scenarijima predviđena do 2027. godine. Blok Kakanj 8 prema svim scenarijima se planira izgraditi 2024. godine, a time postaje osnovni izvor toplinske energije za Kakanj. U tome slučaju blok 7, koji je po planu dekomisije u funkciji nakon 2035. godine, postaje rezervni blok.

Slika 5.7.11 Kakanj – korištenje otpadne toplotne energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju



Postojeći blok / postojeće rješenje
 Novi blok / novo rješenje
 Izvor: EP BiH, analiza Projektnog tima, analiza Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine

5.7.5 Ostali toplinski sistemi

5.7.5.1 Mali samostalni toplinski sistemi

Toplinski sistemi (Tablica 5.7.2), izuzev prethodno opisanih sistema u velikim gradovima, spadaju pod male samostalne toplinske sisteme. Cilj za sve sisteme je da se u narednom periodu od 6 godina razvije napredni sistem upravljanja distribucijom toplotne energije, pripreme ili ostvare prijelazi na niskotemperaturne sisteme distribucije i omogući isporuka sanitarne tople vode. S obzirom na to da većina domaćinstava koristi električnu energiju za pripremu tople vode, uspješnom realizacijom isporuke sanitarne tople vode značajno bi se umanjila potrošnja električne energije. Za razvoj malih samostalnih toplinskih sistema (Tablica 5.7.2), lokalni izvori geotermalne energije ili biomase se mogu smatrati dovoljnim. Ovi sistemi se ne suočavaju s konkurencijom većih i efikasnijih potrošača biomase ni u jednom scenariju.

Tablica 5.7.2 Odabrani prikaz razvoja malih samostalnih toplinskih sistema

Toplinski sistem	Predviđeni razvoj
Tešanj	Prelazi na kondenzacioni kotao na biomasu i niskotemperaturni režim
Konjic	
Sanski Most	
Breza	Priključenje na toplovodni sistem Kakanj ili prelazak na kondenzacioni kotao na biomasu i niskotemperaturni režim
Banovići	Priključenje na toplovodni sistem Tuzla ili prelazak na kondenzacioni kotao na biomasu i niskotemperaturni režim
Lukavac	

Izvor: analiza Projektnog tima

5.7.5.2 Individualno grijanje

Raspoloživi podaci ukazuju na to da većina stanovništva koristi individualne sisteme grijanja, od kojih su najzastupljeniji sistemi na biomasu i ugalj. Postoje indicije da trenutno potrošači uključeni na distribuciju gasa djelimično odustaju od korištenja ovog energenta i prelaze na individualne sisteme. Isto tako, u većim gradovima poput Sarajeva dolazi do napuštanja toplinskih sistema u korist individualnih rješenja. Individualne sisteme karakterizira mali broj efikasnih sistema poput kondenzacionih kotlova na pelet, akumulatora topline i integriranih sistema za proizvodnju sanitarne tople vode.

Potrebno je smanjiti energetska siromaštvo uzrokovano širokom zastupljenosti neučinkovitih individualnih sistema koje obilježava neefikasno i skupo korištenje ogrjevnog drveta, korištenje uglja u individualnim ventiliranim ložištima u naseljenom području i problem unutrašnjeg i urbanog zagađenja. U svrhu smanjenja energetske siromaštva potrebno je promovirati korištenje sistema daljinskog grijanja kroz smanjenje cijene usluge i širenje toplinske mreže kao i poticati povećanje energetske efikasnosti individualnih sistema grijanja. U narednih 10 godina potrebno je barem udvostručiti prosječnu efikasnost individualnih sistema grijanja na čvrsta i gasovita goriva primjenom kondenzacijskih kotlova, kaljevitih peći i peći s integriranim skladištenjem toplote kao i proizvodnjom sanitarne tople vode. Također, gdje god je moguće treba razmotriti primjenu solarne energije, toplotnih pumpi i geotermalnih izvora. Ipak, očekuje se da će ruralna područja u najvećem dijelu zadržati individualno grijanje na ogrjevno drvo.

5.7.6 Regulatorni i institucionalni okvir

5.7.6.1 Nivo Bosne i Hercegovine

Sektor toplinarstva je reguliran na entitetskom nivou, te na državnom nivou ne postoji regulativa koja uređuje ovaj sektor. MVTEO vrši aktivnosti u okviru svojih nadležnosti za obavljanje poslova i zadataka iz nadležnosti Bosne i Hercegovine koji se odnose na definiranje politike, osnovnih principa, koordiniranje djelatnosti i usklađivanje planova entitetskih tijela vlasti i institucija na međunarodnom planu u području energetike, kao i u oblasti koncesija kada se koncesiono dobro prostire na području oba entiteta.

5.7.6.2 Regulativa u Federaciji Bosne i Hercegovine

Djelatnost toplinarstva je regulirana propisima kojima se definiraju komunalne djelatnosti i obavljaju je javna komunalna poduzeća (toplane), na kantonalnom i općinskom nivou. Mjerenje i naplata se ne vrše prema stvarnoj potrošnji kod velikog dijela potrošača, što negativno utječe na racionalizaciju potrošnje i energetske efikasnosti. Postojeća infrastruktura ne podržava uvođenje sanitarne tople vode pomoću toplote iz sistema centralnog grijanja. Ne postoje planovi niti sredstva za izgradnju infrastrukture za kogeneraciju. Zbog zastarjele infrastrukture, bilježe se veliki gubici energije.

Pojedini kantoni u Federaciji Bosne i Hercegovine su donijeli zakone o javno-privatnom partnerstvu. Ovi zakoni daju okvir za ostvarivanje saradnje između privatnih investitora i lokalnih zajednica u pogledu realizacije infrastrukturnih projekata radi osiguranja finansiranja u cilju izgradnje, sanacije, rekonstrukcije, upravljanja ili održavanja infrastrukture, pružanja usluga i izgradnje objekata, a u svrhu zadovoljavanja javnih potreba. Stoga bi se i potencijalne investicije u infrastrukturu daljinskog grijanja mogle realizirati na osnovu ovih zakona.

5.7.7 Strateške smjernice

S obzirom na trenutno stanje u sektoru toplinarstva definirane su strateške smjernice strategije za sektor toplinarstva (Tablica 5.7.3).

Tablica 5.7.3 Strateške smjernice za sektor toplinarstva

	Strateški prioritet	Strateška smjernica
Tržište	Proširenje i unaprjeđenje sektora toplinarstva kroz sisteme daljinskog grijanja	Planiranje i modernizacija infrastrukture u pogledu razvoja sistema daljinskog grijanja te uvođenja sanitarne tople vode iz sistema grijanja (korištenje toplifikacijskih sistema u industrijskim procesima), što bi povećalo tržište.
	Izrada studija izvodivosti optimalnih opcija za sisteme daljinskog grijanja	<p>Manjak finansijskih sredstava otežava ulaganja u toplinarstvo.</p> <p>Budući razvoj toplinarstva je potrebno graditi na bazi optimalnih tehnoloških odluka, međutim ipak imajući u vidu i osnovne potrebe za rješavanjem pitanja grijanja za domaćinstva i druge potrošače.</p> <p>Razmotriti modele razvoja toplinske mreže i ekspanzije sistema daljinskog grijanja</p> <ul style="list-style-type: none"> Izrada i kontinuirano ažuriranje toplotne mape s ciljem podloge za investicije u sisteme daljinskog grijanja Izrada sveobuhvatne procjene potencijala za primjenu visoko učinkovite kogeneracije i efikasnog sistema daljinskog grijanja i hlađenja, te utvrđivanje konkretnih mjera i ulaganja u skladu sa zahtjevima Direktive za energetske efikasnosti (rok je 30. 11. 2018. godine) Rekonstrukcija postojećih kotlova te zamjena mazuta biomasom Praćenje EU trendova koji za cilj imaju povećanje sistema daljinskog grijanja na 30 % do 2030. godine, odnosno na 50 % do 2050. godine Povećanje udjela kogeneracijskih elektrana (npr. biomasa) koje će zadovoljiti potrebu za toplinskim konzumom Korištenje produkta otpadne toplote iz kotlova na uglj/ostalo (shodno razvoju TE sektora te iz industrije gdje je to moguće) Kroz kondenzacione kotlove na biomasu gdje je to optimalno rješenje Daljnja integracija OIE-a u sisteme daljinskog grijanja
	Implementacija mjera energetske efikasnosti shodno EU direktivi 2012/27/EU	Optimirati sistem mjerenja i naplate potrošnje te odnosa prema korisnicima. Definirati mjere i postaviti implementacijski okvir za racionalizaciju gubitaka (gubici i do 60 % u pojedinim slučajevima) i jedinične potrošnje toplinske energije kroz mjere energetske efikasnosti na strani proizvodnje toplinske energije te na strani potrošača
Regulativa	Ne postoji legislativa koja regulira toplinarstvo	Usvajanje zakona i podzakonskih akata na entitetskom nivou kojima se dodatno uređuje sektor toplinarstva, posebno segment daljinskog grijanja, kako bi se normativno uredila pitanja: proizvodnje, distribucije, snabdijevanja toplotnom energijom, politike tarifiranja te odnosa snabdjevača i potrošača toplote

5.8 Energetska efikasnost

5.8.1 Evropske direktive i Akcioni planovi

Energetska efikasnost dobila je ulogu kao jedan od važnijih elemenata modernih energetskih sektora te inicijativa energetskih politika država članica Evropske unije. Za Federaciju Bosne i Hercegovine, te Bosnu i Hercegovinu u cijelosti, energetska efikasnost dobija na sve većem značaju, stoga je u narednom periodu potrebno donijeti set odluka i mjera kojima bi se, ne samo transponirale obavezujuće direktive EU-a prema Ugovoru o Energetskoj zajednici, već i u punoj mjeri omogućila njihova implementacija.

Slika 5.8.1 Direktive vezane za energetska efikasnost



Izvor: EUR-lex

Direktiva 2012/27/EU o energetska efikasnosti je uvedena u okvir Ugovora o uspostavi Energetske zajednice u oktobru 2015. godine i od tada je ona obavezujuća za Bosnu i Hercegovinu. Rok za implementaciju je 15. oktobar 2017. godine. Transpozicija nove direktive se očekuje u vidu izmjena postojećeg Zakona o energetska efikasnosti, te dopunama sekundarne legislative.

Direktiva 2012/27/EU uvodi pojam granične potrošnje (eng. *cap consumption*) izražen u primarnoj i finalnoj energiji, postavljajući limit na nivou zemalja Energetske zajednice. Naime, pored očekivanih ušteda u finalnoj energiji, prema ovoj direktivi se očekuju uštede na strani primarne energije u transformaciji, prijenosu i distribuciji, te se promovira kogeneracija i efikasni sistemi daljinskog grijanja. To znači promjenu načina planiranja, kao i uključivanje čitavog energetskog sektora u fazu pripreme, implementacije i monitoringa predloženih programa i planiranih mjera.

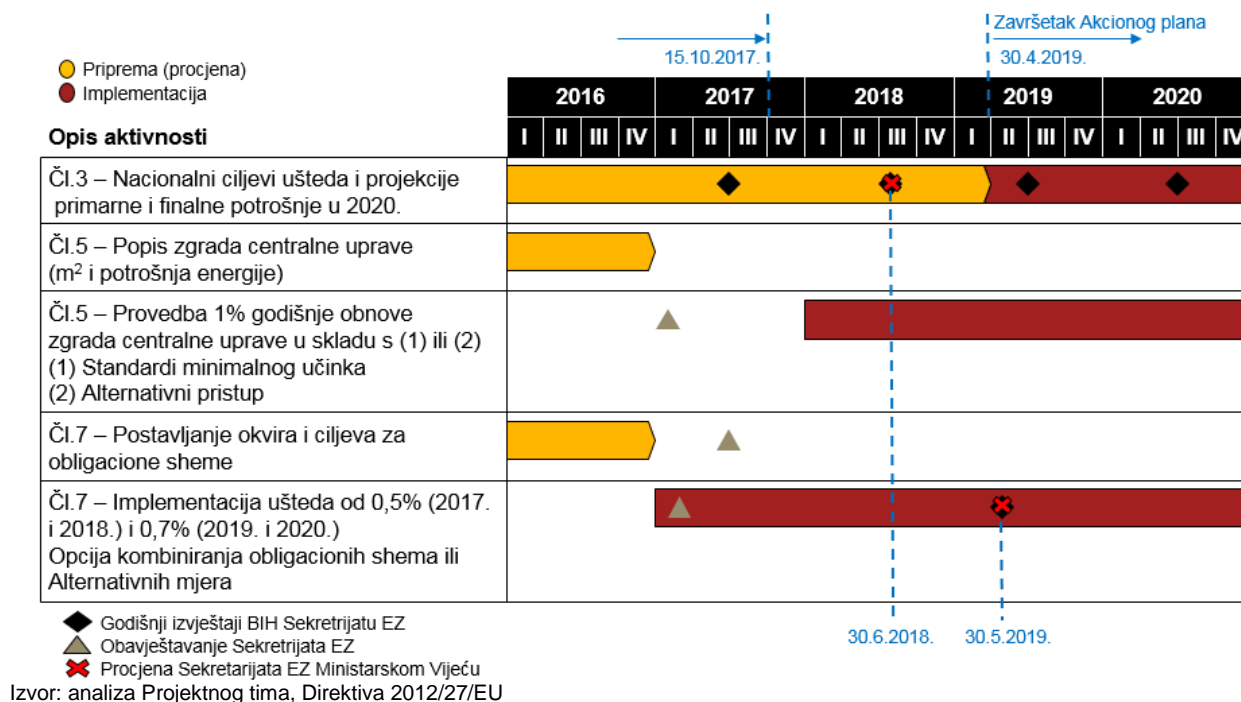
Evropska komisija je postavila cilj smanjenja potrošnje primarne i finalne energije u iznosu od 20 % do 2020. godine u odnosu na procijenjenu potrošnju te on iznosi 187 Mtoe za primarnu energiju, ili 133 Mtoe izraženo u finalnoj energiji. Prilikom računanja ciljeva korišten je PRIMES model. Bitno je naglasiti da je cilj zajednički za sve zemlje na nivou Energetske zajednice.

Zemlje članice, pa tako i Federacija Bosne i Hercegovine, dužne su analizirati svoju predviđenu potrošnju u primarnoj i finalnoj energiji, te usvojiti programe i planove kako bi ostale u predviđenim okvirima potrošnje. U Federaciji Bosne i Hercegovine nije donesen Akcioni plan za energetska efikasnost, te se trenutno radi na Nacrtu Smjernica za energetska efikasnost. Postojeći planovi za uštede u finalnoj potrošnji do 2018. godine su definirani u postojećem Akcionom planu za korištenje OIE-a Bosne i Hercegovine. Do 30. 04. 2019. godine, potrebno je napraviti Akcioni plan koji će u potpunosti biti usklađen s novom direktivom.

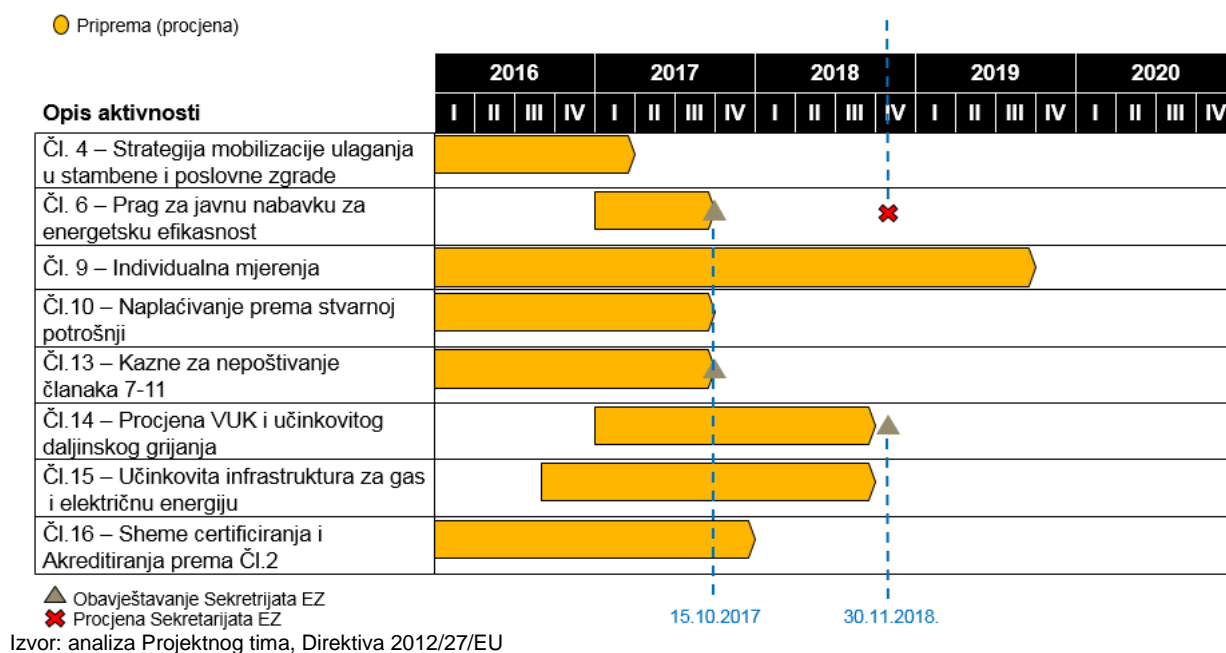
Tri ključna člana nove direktive na koje se trebaju vezati kvantificirani ciljevi su sljedeći:

- Član 3 – odnosi se na indikativni cilj svake zemlje izražen u potrošnji primarne ili finalne energije u 2020. godini, uštedama primarne ili finalne energije ili indikatorima energetska intenzivnosti
- Član 5 – odnosi se na obnovu zgrada centralne uprave/javnih zgrada
- Član 7 – odnosi se na obligacione sheme i/ili alternativne mjere te kvantificirane potrebne uštede koje se očekuju već od početka 2017. godine

Slika 5.8.2 Vremenski plan za ključna 3 člana Direktive 2012/27/EU



Slika 5.8.3 Vremenski plan za druge odabrane članove Direktive 2012/27/EU



5.8.2 Ključni strateški elementi

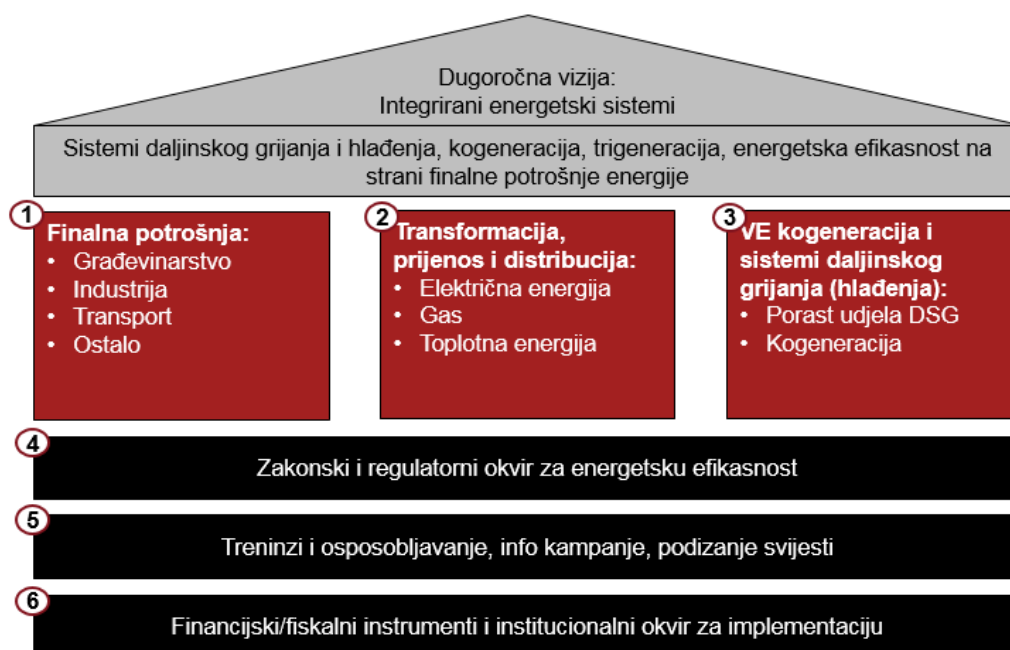
Ključni elementi strategije za energetska efikasnost predloženi su po uzoru na dugoročnu viziju EU zemalja i to tako da, prije svega, odgovore stvarnim potencijalnim interesima Federacije Bosne i Hercegovine, te da zahtjevi Direktive 2012/27/EU budu zadovoljeni.

Dugoročna strategija u oblasti energetske efikasnosti ima tri ključna elementa (Slika 5.8.4):

- uštede u finalnoj potrošnji
- uštede u procesu transformacije, prijenosa i distribucije električne energije, gasa i toplote
- stvaranje uslova za visoko efikasnu kogeneraciju i promociju i ekspanziju efikasnih sistema daljinskog grijanja.

Osim navedenih elemenata, bitno je poboljšati zakonski i regulatorni okvir za energetska efikasnost, definirati finansijske mjere i institucionalni okvir za implementaciju, kao i provoditi informativne kampanje i razne treninge i osposobljavanja.

Slika 5.8.4 Ključni elementi dugoročne strategije energetske efikasnosti



Izvor: analiza Projektnog tima

5.8.3 Finalna potrošnja

Uzimajući u obzir dugoročne i kratkoročne ciljeve, uštede u finalnoj potrošnji su i dalje u fokusu. Pozivajući se na član 7 nove direktive o energetska efikasnosti, svaka zemlja je dužna implementirati projekte na strani finalne potrošnje, proporcionalno ukupnoj prodaji finalnim kupcima, izuzimajući sektor transporta.

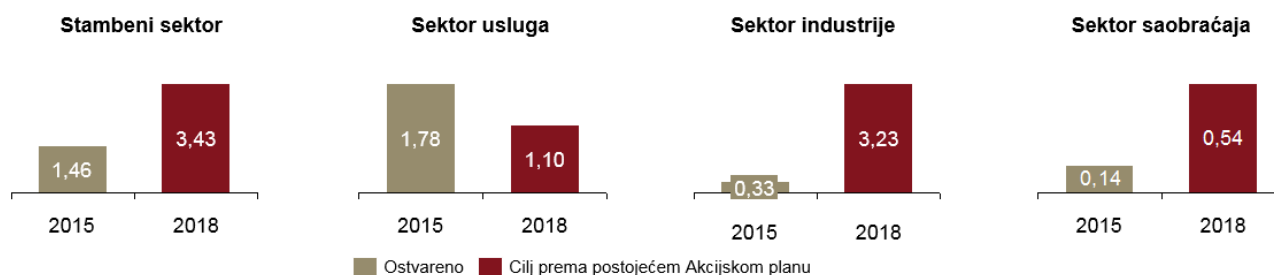
5.8.3.1 Postojeće stanje

Podaci o postojećim indikativnim ciljevima za uštede su preuzeti iz Akcionog plana za korištenje OIE-a Bosne i Hercegovine. Prema trenutno važećoj Direktivi 2006/32/EC, Federacija Bosne i Hercegovine je preuzela cilj za ostvarenje ušteda do 2018. godine u iznosu od 9 % od prosječne finalne potrošnje energije za period 2006–2010 godine te on iznosi 8,31 PJ (Slika 5.8.5). Ukupni cilj je podijeljen na četiri sektorska cilja za:

- stambeni sektor
- sektor usluga
- industriju
- transport

Do sada je praćena realizacija ušteda ostvarenih u 2015. godinu (Slika 5.8.5). Prema Akcionom planu, za 2015. godinu postavljeni cilj ušteda je bio 3,08 PJ te je prema podacima o realizaciji taj cilj premašen s ostvarenih 3,71 PJ ušteda. Najveće uštede su ostvarene u sektoru usluga (1,78 PJ) i stambenom sektoru (1,46 PJ).

Slika 5.8.5 Sektorski ciljevi i uštede u PJ, 2015. i 2018. godina



Izvor: Akcioni plan za korištenje OIE-a Bosne i Hercegovine, analiza Projektnog tima

5.8.3.2 Planirane uštede

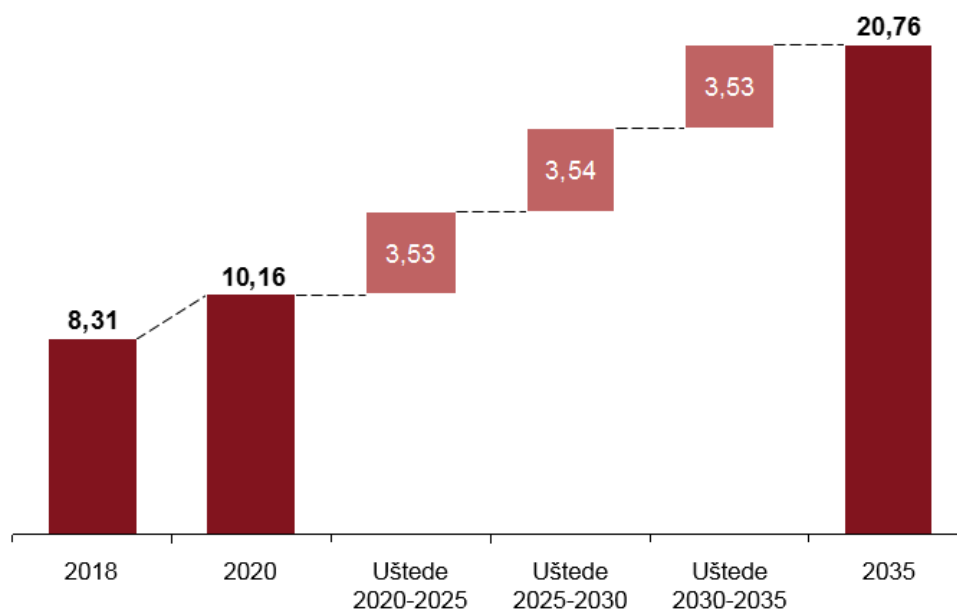
Federacija Bosne i Hercegovine ima velik potencijal za ostvarenje ušteda, naročito u sektoru građevinarstva, koji ima oko 58 % udjela u finalnoj potrošnji energije. Kao prvi korak, potrebno je napraviti pouzdanu bazu podataka o postojećem stanju stambenog fonda u Federaciji Bosne i Hercegovine, te nakon toga izraditi Dugoročnu strategiju za obnovu zgrada, koja je ujedno i sastavni član člana 4 nove Direktive, koja se priprema na osnovu postojećeg inventara zgrada, troškovno – optimalne metodologije, i uz analizu svih primjenjivih mjera. Prijedlog je da se u sklopu programa razmotre opcije termalne sanacije objekata i snižavanje njihovih energetskih potreba i priključivanja na novi sistem daljinskog grijanja.

Član 7 nove Direktive postavlja kvantificirane ciljeve za uštede u finalnoj potrošnji energije, bez obzira hoće li se kao instrument implementacije koristiti obligacione sheme ili alternativni pristup. Iznos očekivanih ušteda se bazira na srednjoj vrijednosti godišnje prodane energije krajnjim kupcima, u periodu od tri godine prije 01. 01. 2016. godine. Prvi paragraf člana 7 dozvoljava da se izdvoji sektor transporta, čime se smanjuje osnova za postizanje ciljeva.

Za Federaciju Bosne i Hercegovine je planirano da se u prve dvije godine implementacije (2017. i 2018. godina) ostvaruju uštede od 0,5 %, a u druge dvije godine implementacije (2019. i 2020. godina) se udio povećava na 0,7 %. Shodno tome se do 2020. godine očekuju ukupne uštede od 10,16 PJ.

Za Federaciju Bosne i Hercegovine je napravljena preliminarna procjena očekivanih ušteda za period od 2020. godine nadalje, po uzoru na zemlje EU-a. U periodu 2020–2035. godine očekuje se godišnja ušteda od 1,5 %, što na godišnjem nivou iznosi 3,53 PJ, pri čemu se ovih 1,5 % odnosi na potrošnju u baznoj godini korištenu za ciljeve člana 7. Na ovaj način, predviđeno smanjenje finalne potrošnje u 2035. godini u odnosu na BAU (eng. *business as usual*) scenarij bi iznosilo 20,76 PJ, u odnosu na referentnu 2010. godinu.

Slika 5.8.6 Planirane uštede u finalnoj potrošnji u PJ do 2035. godine



Izvor: analiza Projektnog tima

Pri analizi ostvarenih ušteda, vidljivo je da su najmanje uštede ostvarene u industriji i transportu. Upravo je zato potrebno intenzivirati programe i projekte namijenjene navedenim sektorima kroz naredne akcijske planove. Imajući u vidu činjenicu da su projekti energetske efikasnosti u industriji, a što je pokazalo iskustvo iz regiona, značajno povoljniji sa stanovišta finansijske isplativosti, onda je razumljivo zašto se u okviru ove strategije fokus stavlja na energetska efikasnost u tom sektoru (Tablica 5.8.1).

Tablica 5.8.1 Predloženi programi za postizanje ušteda u finalnoj potrošnji

Područje	Mjere/programi za poboljšanje energetske efikasnosti
Građevinarstvo	Obnova zgrada centralne uprave/javnih zgrada
	Implementacija Dugoročne strategije obnove stambenog sektora
	Obnova javnih zgrada, uz pomoć donatora i projekata tehničke pomoći
	Uvođenje energetske menadžmenta u javne zgrade
Industrija	Povećanje energetske efikasnosti industrijskih procesa (zamjena goriva, optimizacija sagorijevanja, frekventna regulacija pumpi, kompresora i ventilatora, zamjena starih i predimenzioniranih pumpi i dr.)
	Promocija kogeneracije
	Uvođenje energetske menadžmenta u industrijska postrojenja
	Obavezni energetske pregledi velikih potrošača (preko 10 GWh godišnje)
	Promocija uvođenja energetske menadžmenta u mala i srednja poduzeća
Transport	Infrastrukturne mjere na putnoj mreži s efektima uštede energije (izgradnja zaobilaznica i kružnih tokova, unaprjeđenje sistema saobraćajne signalizacije, poboljšanje infrastrukture javnog prijevoza i dr.)
	Zamjena starih vozila energetski efikasnim vozilima u javnom i teretnom transportu

5.8.4 Transformacija, prijenos i distribucija

Nova direktiva adresira energetska efikasnost na sve učesnike energetske lanca, pa se tako mjere koje su planirane i implementirane na strani transformacije, prijenosa i distribucije stavljaju pod isti krov s uštedama finalne potrošnje prilikom izvještavanja o postignutim rezultatima.

Isto tako, važno je naglasiti da novi pristup nalaže postizanje ušteda izraženih u primarnoj i finalnoj energiji kako bi se potrošnja održala ispod predviđenih graničnih vrijednosti. Ono što se želi postići je, svakako, integralno planiranje u čitavom energetske lancu, od proizvodnje, preko prijenosa i distribucije, pa sve do krajnjih potrošača. S obzirom na to da su se do sada uštede planirale prema Direktivi o energetske uslugama (2006/32/EC), mjere efikasnosti na strani primarne energije nisu bile eksplicitno predviđene. U Akcionom planu, koji se treba pripremiti do 30. 04. 2019, bit će potrebno prijaviti ostvarene i adresirati planirane mjere ušteda u primarnoj energiji. Pored ušteda primarne energije, koje dolaze kao rezultat intervencija na strani finalne potrošnje, važno je naglasiti da se u Federaciji Bosne i Hercegovine očekuju uštede u primarnoj energiji koje će se ostvariti ulaskom novih blokova u TE Tuzla i TE Kakanj.

5.8.4.1 Planirane uštede u transformaciji

Prema energetske bilansu iz 2015. godine je udio termoelektrana u ukupnoj proizvodnji električne energije iznosio oko 62 %, a u 2016. godini oko 66 %. Prema NOSBiH-ovom izvještaju prosječna specifična potrošnja blokova u TE Tuzla i TE Kakanj iznosi 12.248 kJ/kWh, dok je srednja efikasnost elektrana (eta) 29,4 % (eta TE Tuzla – 29,9 %; eta TE Kakanj – 28,5 %)²⁵

Dugoročni je cilj u 2035. godini postići od 35 % do 40 % prosječne efikasnosti blokova. Za izračun planiranih ušteda napravljena su 3 scenarija:

- S1 – efikasnost elektrana 35 % (specifična potrošnja od 10.286 kJ/kWh)
- S2 – efikasnost elektrana 38 % (specifična potrošnja od 9.474 kJ/kWh)
- S3 – efikasnost elektrana 40 % (specifična potrošnja od 9.000 kJ/kWh)

Također, u izračunu su uzete u obzir srednje vrijednosti procijenjene potrošnje do 2035. godine na prijenosnoj mreži, s i bez mjera energetske efikasnosti:

- srednja vrijednost potrošnje bez EE-a – 7.812 GWh
- srednja vrijednost potrošnje s EE-om – 7.435 GWh

²⁵ Za proračun je korišten udio TE od 62 % (2015. godina) te podaci o blokovima termoelektrana također za 2015. godinu

Podizanjem srednjeg stepena efikasnosti termoelektrana, na strani primarne energije, generiraju se uštede planirane na strani finalne potrošnje u periodu do 2035. godine.

Tablica 5.8.2 Planirane uštede na strani transformacije do 2035. godine

Scenarij	Uštede (PJ)	
	Procjena potrošnje bez mjera EE-a	Procjena potrošnje s mjerama EE-a
S1	9,51	9,05
S2	13,44	12,79
S3	15,73	14,97

Izvor: analiza Projektnog tima

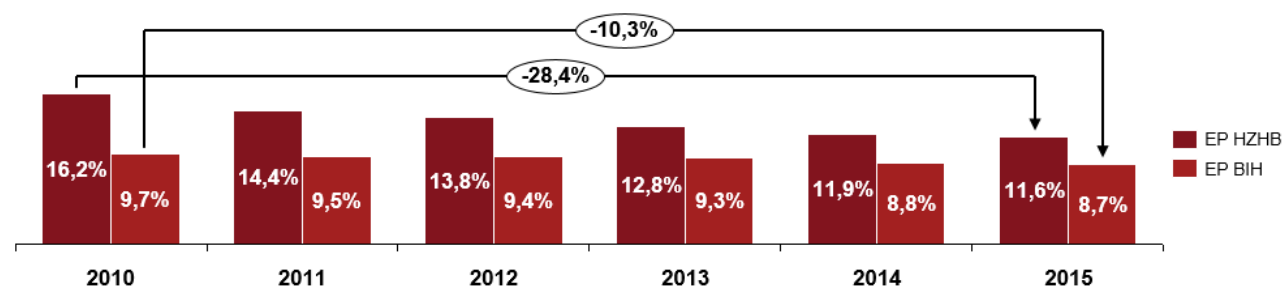
5.8.4.2 Planirane uštede u prijenosu i distribuciji

Prijenosna mreža nivoom razvoja i izgrađenosti ispunjava sve trenutne potrebe EES-a Bosne i Hercegovine. Gubici u prijenosnoj mreži, o kojima je više riječi bilo u poglavlju o elektroenergetskom sektoru, su zadovoljavajući te se su na nivou gubitaka razvijenih evropskih sistema. Stoga se eksplicitno nisu radile i planirane uštede za samu prijenosnu mrežu. Međutim, u narednom periodu sugerira se nastavak praćenja budućih trendova za smanjenjem gubitaka u prijenosnoj mreži kroz daljnji razvoj IT sistema, modernizaciju mreže, uvođenje metoda rada pod visokim naponom, itd.

U Federaciji Bosne i Hercegovine postoji trend konstantnog smanjenja distributivnih gubitaka, u obje elektroprivrede (EP BiH i EP HZHB) (Slika 5.8.7). Ovaj trend smanjenja distributivnih gubitaka dolazi kao zajednički rezultat brojnih regulatornih i tehničkih mjera i aktivnosti realiziranih u Federaciji Bosne i Hercegovine u proteklom periodu.

Smanjivanje distributivnih gubitaka je dugotrajan i kompleksan proces, za koji je potreban visok nivo uređenosti na svim organizacionim i tehničkim nivoima u distributivnim kompanijama.

Slika 5.8.7 Distributivni gubici električne energije, 2010–2015. godine



Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine

U distribucijskoj mreži, tehnički i komercijalni gubici predstavljaju jedan od najvećih problema operatera distributivne mreže, te je iz tog razloga i njihovo smanjenje jedan od strateških ciljeva elektroenergetskog sektora.

Cilj je svesti distributivne gubitke na 9 % u 2020. godini te na 6,5 % u 2035. godini. Uzimajući u obzir navedene ciljeve, napravljena je procjena potencijalnih ušteda (Tablica 5.8.3). Bitno je napomenuti da je EP BiH već u 2015. godini imala distributivne gubitke ispod 9 %, te iz tog razloga nisu računane uštede za cilj od 9 % do 2020. godine. Za proračun su u obzir uzete srednje vrijednosti procijenjene potrošnje do 2035. godine na distribucijskoj mreži, za svaku od elektroprivreda, s i bez mjera energetske efikasnosti:

- srednja vrijednost potrošnje bez EE-a:
 - EP BiH – 6.778 GWh
 - EP HZHB – 1.042 GWh
- srednja vrijednost potrošnje s EE-om:
 - EP BiH – 6.401 GWh
 - EP HZ HB – 942 GWh

Tablica 5.8.3 Planirane uštede na strani distribucije

Cilj		Uštede (PJ)	
		Procjena potrošnje bez mjera EE-a	Procjena potrošnje s mjerama EE-a
9 % do 2020.	EP BiH	0	0
	EP HZHB	0,16 (43,4 GWh)	0,15 (41,3 GWh)
	TOTAL	0,16 (43,4 GWh)	0,15 (41,3 GWh)
6,5 % do 2035.	EP BiH	0,53 (146,2 GWh)	0,50 (138,3 GWh)
	EP HZHB	0,17 (47,8 GWh)	0,16 (43,2 GWh)
	TOTAL	0,70 (194,2 GWh)	0,65 (181,5 GWh)

Izvor: analiza Projektnog tima

Ovi ciljevi se postižu realizacijom brojnih tehničkih investicionih mjera (Tablica 5.8.4), kao i raznim aktivnostima i programima, poput uvođenja sistema nagrađivanja i kažnjavanja distributivnih kompanija za postizanje ciljeva i izrade programa rada operatera distributivnog sistema, u cilju smanjenja gubitaka, te nadzor provođenja mjera i efekata od strane regulatorne komisije.

Tablica 5.8.4 Instrumenti za postizanje ciljeva u distribucijskoj mreži

Vrsta gubitaka	Mjere, aktivnosti i programi
Tehnički	Stalna modernizacija – zamjena pojedinih uređaja novim i savremenijim uređajima koji doprinose pouzdanijem pogonu distributivne mreže, kvalitetnijem napajanju
	Prelazak na pogonski napon 20 kV
	Ugradnja novih transformatorskih stanica u postojeću mrežu radi skraćivanja NN mreže
	Automatizacija i daljinsko upravljanje mrežom
Komercijalni	Rekonstrukcija priključaka
	Uvođenje multifunkcionalnih brojila s mogućnošću registracije neovlaštenog pristupa i djelovanja na brojilo
	Elektronsko daljinsko očitavanje i mjerenje potrošnje

Izvor: analiza Projektnog tima

5.8.5 Sistemi daljinskog grijanja

5.8.5.1 Trenutno stanje

Prema javno dostupnim podacima, u Federaciji Bosne i Hercegovine se daljinskim grijanjem, od strane većih toplinskih poduzeća, grije oko 97 hiljada stambenih prostora. Javna usluga daljinskog grijanja je dostupna isključivo u većim gradovima. Nema sistema za pripremu tople vode i isporuka toplote vrši se samo za grijanje.

Kao primarno gorivo se u većini gradova koriste kruta goriva i lož-ulje, osim u Sarajevu gdje se kao primarni energent koristi prirodni gas. Trenutno u Federaciji Bosne i Hercegovine postoji 10 toplana: Sanski Most, Tešanj, Lukavac, Tuzla, Banovići, Zenica, Kakanj, Breza, Sarajevo i Konjic.

Osnovni problemi u radu sektora daljinskog grijanja su sljedeći:

- niska efikasnost i loše održavanje proizvodnih kapaciteta,
- loše stanje i gubici toplovodnih mreža,
- poteškoće u mjerenju, obračunu i naplati isporučene toplote,
- niske prodajne cijene i težak ekonomski položaj distributivnih poduzeća.

5.8.5.2 Razvoj sistema daljinskog grijanja

Prema članu 14 nove Direktive, svaka zemlja je obavezna napraviti sveobuhvatnu analizu na svojoj teritoriji u svrhu promocije efikasne kogeneracije, uzimajući u obzir troškovno-optimalna rješenja za daljinsko grijanje.

Na nivou EU-a, tržišni udio sistema daljinskog grijanja iznosi 12 %. Cilj je povećati tržišni udio na 30 % do 2030. godine, te do 2050. godine na 50 %. Ovaj strateški put je zacrtan u dvije faze:

1. Povećanje energetske efikasnosti
 - Povećanje udjela daljinskog grijanja prvo na 30 %, a zatim na 50 %
 - Povećanje udjela kogenerativnih postrojenja (CHP)
 - Povećanje udjela trigeneracije (CCHP)
2. Korištenje otpadne toplote i obnovljivih izvora energije
 - Otpadna toplota iz industrijskih postrojenja
 - Spalionice otpada
 - Korištenje geotermalne energije
 - Korištenje solarne energije iz velikih postrojenja
 - Korištenje šumskog i poljoprivrednog ostatka u vidu biomase

Bitno je napomenuti da će tržišni udio sistema daljinskog grijanja u Federaciji Bosne i Hercegovine biti manji od vizije razvijenih zemalja EU-a. Ipak, dugoročno gledano je to, zbog potencijala kojim Federacija Bosne i Hercegovine raspolaže, prihvatljiva perspektiva.

U ovom segmentu strateški ciljevi Federacije Bosne i Hercegovine su promocija i ekspanzija sistema daljinskog grijanja, gdje je god to moguće i ekonomski isplativo, na biomasu ili otpadnu toplotu iz postojećih industrijskih pogona.

Za sada nisu izvršene procjene porasta udjela sistema daljinskog grijanja, te je sljedeći korak izrada studija kako bi se mogla napraviti detaljnija procjena. Tek tada će se steći uslovi da se na osnovu odgovarajuće ekonomske analize utvrdi kakav porast SDG-a je dugoročno troškovno-optimalan za Federaciju Bosne i Hercegovine.

5.8.6 Međusektorske mjere

Međusektorske mjere, koje predstavljaju ključ za uspješnu implementaciju strategije, programa i akcionih planova za energetska efikasnost, obuhvaćaju izmjenu i nadogradnju postojećeg zakonskog okvira, izvore finansiranja, treninge i osposobljavanje inženjera, tehničara i montera, te promociju i ciljane info kampanje za različite ciljane grupe. Dodatno, međusektorske mjere moraju potaknuti ekonomske aktivnosti povezanih industrijskih grana kao i stvaranje „zelenih radnih mjesta“.

5.8.6.1 Zakonski i regulatorni okvir

Kako bi se omogućila primjena strategije u ključnim segmentima, te izvršilo usklađivanje s novom Direktivom, potrebno je izvršiti izmjene zakonskog okvira, u kontekstu primarne i sekundarne legislative (Tablica 5.8.5).

Tablica 5.8.5 Smjernice za izmjenu zakonskog okvira u Federaciji Bosne i Hercegovine

Smjernica	Opis
Donošenje Akcionog plana energetske efikasnosti	Potrebno je čim prije pristupiti izradi Akcionog plana, prema predlošku Sekretarijata Energetske zajednice i njegovom usvajanju
Donošenje podzakonskih propisa definiranih u Zakonu o energetske efikasnosti	Zakonom o energetske efikasnosti je predviđeno donošenje niza podzakonskih akata kojima će se detaljnije razraditi mjere energetske efikasnosti definirane zakonom. Podzakonski akti se trebaju donijeti u roku od 6 mjeseci od stupanja Zakona na snagu, te trebaju biti usklađeni sa zahtjevima iz nove Direktive 2012/27/EZ

Izvor: analiza Projektnog tima

5.8.6.2 Promocija, treninzi i osposobljavanje

Promocija predstavlja jedan od važnijih segmenata politike energetske efikasnosti, koji je u posljednje vrijeme dao značajne rezultate, na što treba staviti naglasak u Akcionom planu. U tom smislu, u Akcionom planu bi bilo predloženo uvođenje informativnih javnih kampanja o energetske efikasnosti kako bi se podigla svijest građana, te pružile osnovne informacije o značaju energetske efikasnosti, i podigao nivo motivacije za sprovođenje aktivnosti i postizanje ušteda.

Primjeri prioritarnih tema obuke su sljedeći:

- energetske karakteristike zgrada i najbolje tehnologije za povećanje EE-a vanjskog omotača zgrade, sistemi vodosnabdijevanja i javne rasvjete, efikasne kogeneracije i trigeneracije
- proizvodnja i primjena energije iz OIE-a u raznim sektorima finalne potrošnje
- uvođenje i sprovođenje energetske menadžmenta u zgradama javne i komercijalne namjene, u sistemima komunalnih usluga, industrijskim postrojenjima i tehnološkim procesima
- ekonomija energetske efikasnosti, analiza troškova i efekata mjera EE-a
- urbanističko planiranje u funkciji EE transporta
- nova platforma za monitoring i verifikaciju ušteda energije (MVP)
- kriteriji EE-a u javnim nabavkama – zakonske obaveze i dobre prakse
- savremene metode projektiranja i regulacije niskotemperaturnih sistema za grijanje, napredna automatska regulacija KGH sistema, itd.

Tablica 5.8.6 Smjernice za poboljšanje edukacije i komunikacije

Smjernica	Opis
Uvođenje informativnih javnih kampanja i edukacija o EE-u	Promocija dobre prakse u finalnoj potrošnji, sistemima daljinskog grijanja i kogeneraciji
	Edukacija inženjera i montera za planiranje i projektiranje efikasnih sistema, ekonomskih analitičara, servisera, i dr.
	Uvođenje <i>curriculum</i> a o energetske efikasnosti i energetske menadžmentu

Izvor: analiza Projektnog tima

Energetska efikasnost predstavlja širok spektar prilika, kako iz konteksta ušteda u potrošnji električne energije, tako i u poticanju privredne aktivnosti u drugim povezanim granama. Uz adekvatne finansijske modele i kapacitete, implementacija dobrih praksi u segmentu energetske efikasnosti može pozitivno utjecati i na nova radna mjesta što je posebno važno za ekonomiju Federacije Bosne i Hercegovine. Tipična radna mjesta koja se potiču i otvaraju kroz implementaciju raznih programa i inicijativa energetske efikasnosti su: lokalni industrijski eksperti, arhitekti, građevinci, inženjeri, lokalni kooperanti i proizvođači građevinskog materijala, itd. Dodatno, za mjere energetske efikasnosti u segmentu primarne potrošnje – građevinarstva, potrebno je, međuostalima, aktivirati i lokalne potencijale u proizvodnji održivih materijala poput drva, vune, gline, itd. koji se mogu koristiti kao sirovine u mjerama energetske efikasnosti.

5.8.6.3 Finansijski instrumenti i institucionalni okvir

Finansiranje projekata energetske efikasnosti predstavlja ključ uspješne implementacije i nerijetko je najveća barijera za uspješno provođenje mjera. Jedan od instrumenata koji se predlaže u novoj Direktivi su i obligacione sheme koje nameću distributerima i/ili snabdjevačima energijom obaveze implementacije projekata energetske efikasnosti u svim sektorima krajnje potrošnje, proporcionalno njihovom obimu prodaje na tržištu. Također, nova Direktiva ostavlja mogućnost implementacije obligacionih shema, alternativnih mjera ili njihovu kombinaciju. Za uspjeh obligacionih shema i/ili drugih mjera finansiranja ključno je postaviti adekvatne mehanizme njihove provedbe. U kontekstu nadzora nad implementacijom mjera energetske efikasnosti, dobre prakse ukazuju na uvođenje procedura certificiranja i audita koje trebaju provoditi ovlaštena tijela i institucije.

Tablica 5.8.7 Smjernice za razvoj finansijskog okvira

Smjernica	Opis
Razvoj finansijskog okvira s ciljem finansiranja projekata energetske efikasnosti	Jačanje Fonda za zaštitu okoliša i njihove uloge u implementaciji programa i mjera energetske efikasnosti, revolving fonda, javnih ESCO kompanija uz modele otkupa potraživanja od privatnih ESCO kompanija
	Uvođenje obligacionih shema i, shodno tome, pronalaženje optimalnog miksa obligacionih shema i alternativnih mjera
	Korištenje međunarodnih fondova za finansiranje – <i>IDA, WeBDEFF, GGF</i>

Izvor: analiza Projektnog tima

5.8.7 Regulatorni i institucionalni okvir

5.8.7.1 Nivo Bosne i Hercegovine

Na nivou Bosne i Hercegovine se intenzivno provode aktivnosti ka usvajanju Akcionog plana energetske efikasnosti, što je obaveza iz Ugovora o osnivanju Energetske zajednice. Akcioni plan energetske efikasnosti u Bosni i Hercegovini bi trebao reflektirati ciljeve postavljene entitetskim akcionim planovima.

5.8.7.2 Regulatorni okvir u Federaciji Bosne i Hercegovine

U Federaciji Bosne i Hercegovine nije donesen Akcioni plan energetske efikasnosti. Trenutno se radi na nacrtu Smjernica za energetske efikasnosti. FMERI je odgovoran za kreiranje politike u oblasti energetske efikasnosti.

Zakon o energetske efikasnosti je stupio na snagu u aprilu 2017. godine, nakon trogodišnje procedure usvajanja. Ovim zakonom uređuju se: energetska efikasnost u krajnjoj potrošnji čije je povećanje djelatnost od općeg interesa, donošenje i provođenje planova za unaprjeđenje energetske efikasnosti, mjere za poboljšanje energetske efikasnosti uključujući energetske usluge i energetske audite, obaveze javnog sektora, obaveze velikih potrošača, prava i obaveze krajnjih potrošača, uključujući javni, stambeni i komercijalni sektor u pogledu primjene mjera energetske efikasnosti, način finansiranja poboljšanja energetske efikasnosti i druga pitanja od značaja za energetske efikasnosti. Zakon se ne primjenjuje na energetske efikasnosti u postrojenjima za proizvodnju, prijenos, distribuciju i transformaciju energije. Operateri distributivnog sistema, distributeri energije i snabdjevači energije ne smiju ometati pružanje energetske usluga ili drugih mjera za poboljšanje energetske efikasnosti. Oni su također dužni da ponude energetske usluge po konkurentskim cijenama svojim krajnjim kupcima, direktno ili posredstvom drugih davalaca energetske usluga. O provedenim mjerama, obavezni su izvještavati FMERI jednom godišnje.

Zakonom je propisano da energetske usluge pruža privredno društvo za energetske usluge (eng. *Energy Service Company* – ESCO) ili drugo pravno lice, tj. davalac energetske usluge, na osnovu ugovora o energetske usluzi. Ponuda energetske usluge obavezno sadrži podatke o davaocu energetske usluge, mjere za poboljšanje energetske efikasnosti, cijene, mehanizme finansiranja, model ugovora i druge informacije. Zakon također definiše strukturu ugovora o energetske usluzi, prema kojem naručilac i davalac energetske usluge zaključuju ugovor u pisanoj formi. Ostavljena je mogućnost da troškove pružanja energetske usluge mogu snositi naručilac energetske usluge, davalac ili treća strana. Vrijednost investicije za pružanje energetske usluge koju je uložio davalac energetske usluge otplaćuje se od ušteda energije ostvarenih u odnosu na potrošnju energije prije davanja energetske usluge energetske usluge, u potpunosti ili djelimično, iz vlastitih izvora ili kroz finansiranje treće strane. Davalac energetske usluge ili treća strana preuzima u cijelosti ili djelomično finansijski, tehnički i komercijalni rizik pri pružanju energetske usluge u skladu sa zaključenim ugovorom o energetske usluzi.

U skladu s propisima koji reguliraju oblast javnih nabavki, korisnici sredstava budžeta Federacije Bosne i Hercegovine ili budžeta kantona ili jedinica lokalne samouprave će, obavezni su da pri odlučivanju o izboru dobavljača u postupku javne nabavke, energetske efikasnosti robe i usluga cijeni zajedno s ostalim kriterijima i dati prioritet pod jednakim uslovim, za nabavku opreme i usluga koje omogućavaju veći stepen energetske efikasnosti. Zakon o energetske efikasnosti propisuje obavezu uspostavljanja energetske menadžmenta za organe javne uprave, organizacije, regulatorna tijela, javne ustanove, agencije, jedinice lokalne samouprave i javna poduzeća u prostorijama u kojima posluju.

Federalno ministarstvo prostornog uređenja odgovorno je za implementaciju Direktive 2010/31/EU koja se odnosi na energetske performanse zgrada, te u skladu s tim, donosi relevantne zakonske i podzakonske akte u formi pravilnika koji reguliraju ovu oblast. Do sada je Zakon o prostornom planiranju i korištenju zemljišta na nivou Federacije Bosne i Hercegovine propisao obavezu energetske certificiranja zgrada, te je Ministarstvo donijelo i podzakonske akte na ovu temu. Potrebno je aktivnije kontrolirati i ispunjavati obaveze u pogledu energetske certificiranja.

Fond za zaštitu okoliša obavlja poslove u vezi s pribavljanjem sredstava, poticanjem i finansiranjem pripreme, provedbe i razvoja programa, projekata i sličnih aktivnosti u oblasti očuvanja, održivog korištenja, zaštite i unaprjeđivanja stanja okoliša i korištenja obnovljivih izvora energije.

5.8.8 Strateške smjernice

Za period do 2035. godine je potrebno postaviti okvir ključnih mjera za postizanje ušteta na strani finalne potrošnje i transformacije te za promociju sistema daljinskog grijanja.

Tablica 5.8.8 Strateške smjernice

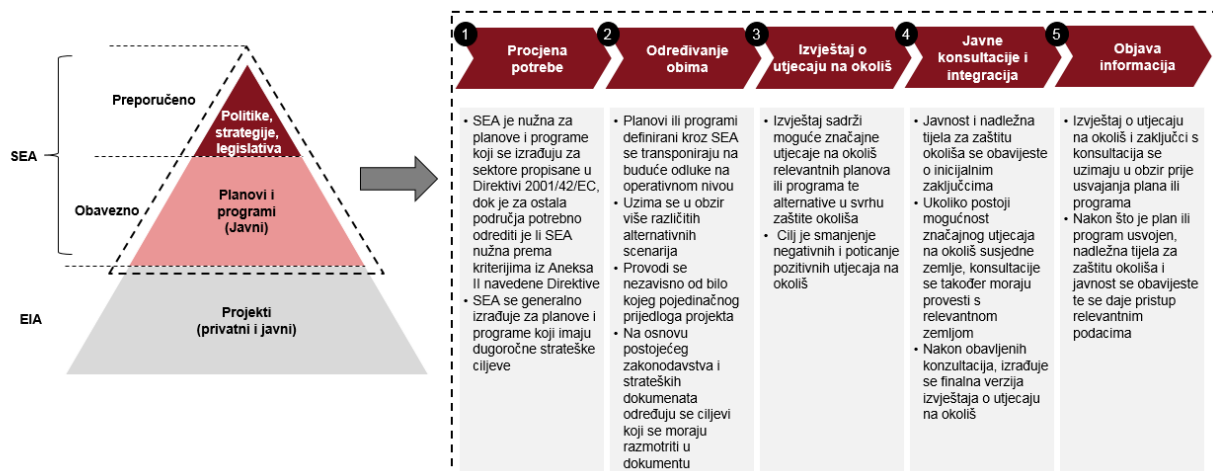
	Strateški prioritet	Strateška smjernica
Finalna potrošnja	Unaprjeđenje energetske efikasnosti u segmentu građevinarstva kao krajnjem potrošaču	Izrada baze podataka o postojećem stanju stambenih zgrada
		Izrada programa za dugoročnu obnovu zgrada te priprema troškovno-optimalne metodologije za sve kategorije zgrada
		Sanacija zgrada centralne Vlade i javnih zgrada, u skladu sa zahtjevima člana 5 nove Direktive te implementacija dugoročne strategije obnove stambenih zgrada u Federaciji Bosne i Hercegovine
	Povećanje ostvarenih ušteta u sektoru industrije na godišnjem nivou, s namjerom dostizanja zadatog cilja	Povećanje energetske efikasnosti industrijskih procesa i obnova pogona (komprimirani zrak, kotlovi, ložišta, rashladni sistemi...)
		Promoviranje kogeneracije na biomasu
		Implementacija obaveza velikih potrošača, uvođenje en. menadžmenta
Povećanje energetske efikasnosti vozila svih kategorija	Kreiranje programa podrške za zamjenu starih vozila energetski efikasnijim vozilima	
	Rekonstrukcija i poboljšanje infrastrukture za korištenje javnog sektora	
Transformacija, prijenos i distribucija	Novi zamjenski blokovi termoelektrana	Planiranje i izvještavanje o postignutim uštedama potrošnje primarne energije novih blokova
	Smanjenje tehničkih i komercijalnih gubitaka u distribucijskoj mreži	Nastavak programa smanjenja ne tehničkih gubitaka uz stalni nadzor provođenja mjera za postizanje ciljeva, uspostavljenih za svako distribucijsko područje
		Sistematski prelazak s 10kV na 20 kV naponski nivo
		Instalacija TS i redizajn mreže
		Izrada studije o instalaciji mjerača AMR te postavljanje cilja do 2035. godine (prijedlog – 90 %)
		Daljnja modernizacija mreže, razvoj IT sustava, itd.
Procjena potencijala za povećanje energetske efikasnosti infrastrukture za gas i el. energiju sukladno zahtjevima Direktive za energetske efikasnost (rok implementacije 9/2018.)		
SDG	Ekspanzija SDG-a i uređivanje zakonske oblasti	Izrada toplotnih mapa za gradove u Federaciji Bosne i Hercegovine
		Uređivanje zakonskog okvira koji će stimulirati promociju SDG-a (75 % kogeneracija, 50 % OIE, 50 % otpadna toplota ili kombinacija)
Međusektorske mjere	Uvođenje informativnih kampanja i edukacija o EE-u	Promocija dobre prakse u finalnoj potrošnji, sistemima daljinskog grijanja i kogeneraciji, edukacija inženjera i montera za planiranje i projektiranje efikasnih sistema, ekonomskih analitičara, servisera, i dr. te uvođenje <i>curriculum</i> a o en. efikasnosti i energetskom menadžmentu
	Poticanje „zelenih“ radnih mjesta i ekonomskih aktivnosti	Pokretanje mjera energetske efikasnosti bi pozitivno utjecalo na povećanje broja radnih mjesta i ekonomske aktivnosti u povezanim industrijama poput građevinarstva, arhitekture, proizvodnje građevinskog materijala, proizvodnje sirovina, itd.
	Razvoj finansijskog okvira za projekte en. efikasnosti	Jačanje Fonda za zaštitu okoliša, stvaranje pogodnog okruženja za rast ESCO tržišta i kompanija, te uvođenje optimalnog modela obligacionih shema uz korištenje ostalih međunarodnih fondova za finansiranje
Regulativa	Donošenje Akcionog plana energetske efikasnosti u Federaciji Bosne i Hercegovine	U Federaciji Bosne i Hercegovine nije donesen Akcioni plan energetske efikasnosti. Potrebno je čim prije pristupiti izradi Akcionog plana i njegovom usvajanju (uz direktnu uključenost kantona u skladu s ustavnim nadležnostima)
	Usklađivanje legislative o EE-u u Federaciji Bosne i Hercegovine i donošenje podzakonskih propisa definiranih u Zakonu o energetske efikasnosti u Federaciji Bosne i Hercegovine, a koji će biti usklađeni sa zahtjevima iz nove Direktive 2012/27/EU o en. efikasnosti	Zakonom o energetske efikasnosti je predviđeno donošenje niza podzakonskih akata kojima će se detaljnije razraditi mjere energetske efikasnosti definirane zakonom. Podzakonski akti se trebaju donijeti u roku od šest mjeseci od stupanja na snagu Zakona. Podzakonski akti trebaju biti usklađeni sa zahtjevima iz nove Direktive 2012/27/EU o energetske efikasnosti

5.9 Pregled ključnih koraka za kreiranje Strateške procjene utjecaja na okoliš

5.9.1 Ocjena potrebe i koraci kreiranja Strateške procjene utjecaja na okoliš

Strateška procjena utjecaja na okoliš (eng. SEA – *Strategic Environmental Assessment*) se provodi za javne planove ili programe te se preporučuje njena izrada za politike, strategije i legislative prema Direktivi 2001/42/EC. Cilj provođenja Strateške procjene utjecaja na okoliš je da se utvrde problemi i potencijali, te razmotre ključni trendovi i ocijene ekološki prihvatljive i održive opcije za ostvarenje ciljeva strategije. Planovi i programi koji podliježu SEA direktivi moraju biti pripremljeni ili usvojeni od strane vladajućeg tijela (na državnom, regionalnom ili lokalnom nivou) te moraju biti propisani zakonodavnim, regulatornim ili upravnim odredbama. Prema navedenoj Direktivi potrebno je provesti stratešku procjenu utjecaja na okoliš, između ostalih, za projekte ili planove u energetici koji postavljaju okvir razvoja projekata koji podliježu EIA direktivi (85/337/EEC). Faze u izradi strateške procjene utjecaja na okoliš uključuju određene korake (Slika 5.9.1).

Slika 5.9.1 Koraci u kreiranju strateške procjene utjecaja na okoliš



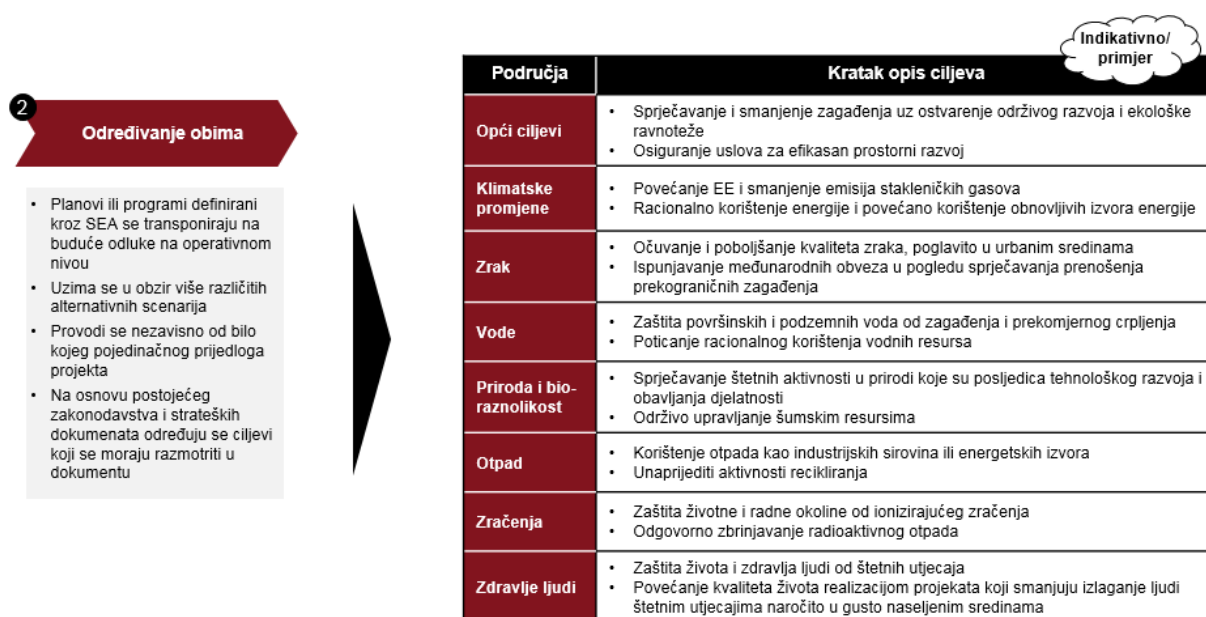
Napomena: Strateška procjena utjecaja na okoliš (eng. SEA – *Strategic Environmental Assessment*); Procjena utjecaja na okoliš (eng. EIA – *Environmental Impact Assessment*)

Izvor: SEA direktiva 2001/42/EC – *Strategic Environmental Assessment overview*, analiza Projektnog tima

5.9.2 Indikativna područja i ciljevi

U nastavku su data indikativna područja i primjeri ciljeva koje je, između ostalog, preporučeno provesti u sklopu Strateške procjene utjecaja na okoliš (Slika 5.9.2). Sva područja moraju imati definirane ciljeve, te isto tako pridružene zakone i programe koji će osigurati njihovu provedbu u praksi. Kao idući korak za Bosnu i Hercegovinu i entitete se preporuča izrada Strateške procjene utjecaja na okoliš u kojem će se definirati sva relevantna područja s pridruženim ciljevima, te isto tako taksativno navesti trenutačne i buduće zakone/programe kojima će se urediti pitanje očuvanja okoliša i životne sredine u Bosni i Hercegovini.

Slika 5.9.2 Indikativno utvrđivanje obima izvještaja o utjecaju na okoliš



Izvor: SEA direktiva 2001/42/EC, analiza Projektnog tima

5.9.3 Sugerirane mjere zaštite okoliša u Okvirnoj energetske strategiji

U sklopu Okvirne energetske strategije se obrađuju područja i daju strateške smjernice koje se direktno ili indirektno dotiču ciljeva za zaštitu okoliša, a koje su u pravilu sastavni dio Strateške procjene utjecaja na okoliš. U sklopu pregleda globalnih i evropskih trendova, u obzir su uzeti opći ciljevi i trendovi smanjenja stepena zagađenja te ostvarenje održivog razvoja. Također se preporučuje daljnja harmonizacija s EU direktivama koje promoviraju stvaranje niskouglijinog energetskog sistema u Evropi (npr. 20-20-20 EU ciljevi, Zimski paket i energetska strategija Evropske komisije do 2050. godine). Konkretno, za Bosnu i Hercegovinu i entitete, se naglašava potreba za daljnjim smanjenjem količina emisija štetnih za okoliš iz termoelektrana te postizanje većeg udjela čišće energije u budućem proizvodnom miksu. Pritom se u kontekstu dekarbonizacije spominju i čimbenici koji se očekuju u skorijoj budućnosti za Bosnu i Hercegovinu - ulazak u sistem trgovanja CO2 emisija, novi stroži standardi oko lokalnih emisija i sl. Kod razrade mogućih opcija razvoja proizvodnog miksa do 2035. godine, analiziran je, između ostalog, i obnovljivi scenarij koji predviđa postepeno smanjenje udjela uglja u proizvodnom miksu te povećanje udjela obnovljivih izvora.

U narednom periodu, BiH treba staviti fokus na izradu pravne legislative koja će adekvatno adresirati pitanje klimatske promjene, zatim izgraditi institucionalne kapacitete te formalno definirati nadležnosti i obaveze u toj tom domenu, uključujući uspostavu Sistema evidencije izvora stakleničkih gasova.

Kroz buduću snažniju orijentaciju prema čišćoj energiji se sugerira dobro gospodarenje prirodnim potencijalima i iskorištavanju obnovljivih izvora energije. U segmentu nafte i naftnih derivata, naglašava se daljnje osiguranje kvaliteta naftnih derivata koji se koriste u transportu, industriji i domaćinstvima u skladu s evropskim standardima. Predviđeno je povećanje uloge gasa kao niskouglijinog goriva, zbog karakteristike plina da se izgaranjem ispušta upola manje stakleničkih gasova u odnosu na ugalj. Na strani potražnje i korištenja resursa, definirane su smjernice oko povećanja uloge energetske efikasnosti kroz novu EU direktivu primjenjivu za Bosnu i Hercegovinu, a koja obuhvaća strateške smjernice za smanjenje finalne potrošnje, ali isto tako i manjih gubitaka u transformaciji, prijenosu i distribuciji energije. Dodatno, u sklopu energetske efikasnosti i toplinarstva naglašena je važnost uloge sistema daljinskog grijanja. Konkretno, predlaže se veća promocija visoko učinkovite kogeneracije i daljnji razvoj toplovodne mreže u urbanim sredinama.

* * *

Spisak skraćenica

10G	Desetogodišnji
AMR	<i>Automatic meter reading</i> (inteligentni mjerni sistemi)
APOEF	Akcioni plan Federacije Bosne i Hercegovine za korištenje OIE-a
BAU	<i>Business as usual</i> (nastavak dosadašnje prakse)
bbl	<i>Barrel</i> (barel)
bcm	<i>Billion cubic meters</i> (milijarda metara kubnih)
BD BIH	Brčko Distrikt Bosne i Hercegovine
BDP	Bruto domaći proizvod
BHAS	Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine
BIH	Bosna i Hercegovina
BTM	<i>Behind the meter</i> (usluge-iza-brojila)
BTU	<i>British thermal unit</i>
CAGR	<i>Compound annual growth rate</i> (složena godišnja stopa rasta)
CAPEX	<i>Capital expenditure</i> (kapitalni izdaci)
CCGT	<i>Combined cycle gas turbine</i>
CEE	<i>Central East Europe</i>
CHP	<i>Combined heat and power</i>
CO₂	Ugljični dioksid
DERK	Državna regulatorna komisija za električnu energiju
DFID	<i>Department for international development</i> (Odjel za međunarodni razvoj Vlade Velike Britanije)
DG	Daljinsko grijanje
DSO	Operater distribucijskog sistema
DSU	Direktna strana ulaganja
DV	Dalekovod
EE	Energetska efikasnost
EEA	<i>European Economic Area</i> (evropski privredni prostor)
EED	Direktiva o energetskej efikasnosti
EEO shema	Obligaciona shema za energetskej efikasnost
EES	Elektroenergetski sistem
EEX	<i>European Energy Exchange</i>
EMS	Elektromreža Srbije
ENTOS-E	<i>European network of transmission system operators for electricity</i>
ENTSO-G	<i>European network of transmission system operators for gas</i>
Enz/EZ	Energetska zajednica
EP BiH	Elektroprivreda Bosne i Hercegovine
EP HZHB	Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg Bosne
ERS	Elektroprivreda Republike Srpske
ESCO	<i>Energy Service Company</i>
ETS	<i>Emission trading system</i> (sistem trgovanja emisijama)
EU	Evropska unija
EUR	Euro
EUR/PC	Euro po stanovniku
EV	Električna vozila
FBIH	Federacija Bosne i Hercegovine
FERK	Regulatorna komisija za energiju u Federaciji Bosne i Hercegovine
FMERI	Federalno ministarstvo energije, rudarstva i industrije
FTE	<i>Full time equivalent</i> (ekvivalent punog radnog vremena)
GW	Gigavat
GWh	Gigavat sat
HE	Hidroelektrana
IAP	<i>Ionian Adriatic Pipeline</i> (Jonsko-jadranski plinovod)
IBRD	<i>International Bank for Reconstruction and Development</i> (Međunarodna banka za obnovu i razvoj)

IEA	<i>International Energy Agency</i> (Međunarodna agencija za energiju)
INDC	<i>Intended Nationally Determined Contributions</i>
IPA	<i>Instrument for Pre-accession Assistance</i>
ISO	<i>Independent system operator</i> (anezavisni operater sistema)
IT	<i>Informacijska tehnologija</i>
ITO	<i>Independent transmission operator</i> (nezavisni operater prijenosa)
JIE	Jugoistočna Evropa
JP	Javno poduzeće
JPP	Javno privatno partnerstvo
KGH	Klimatizacija, grijanje, hlađenje
KM	Konvertibilna marka
KPI	<i>Key Performance Indicators</i> (ključni pokazatelji uspješnosti)
kt	Kilotona
ktoe	Kilotona ekvivalentne nafte
kV	Kilovolt
kW	Kilovat
kWh	Kilovat sat
LCOE	<i>Levelised cost od electricity</i>
LNG	<i>Liquefied natural gas</i> (ukapljeni prirodni gas)
m²	Kvadratni metar
mcm	Milion metara kubnih
MHE	Mala hidroelektrana
MIER	Ministarstvo industrije, energetike i rudarstva
mil	Milion
mlrd	Milijarda
MVTEO	Ministarstvo vanjske trgovine i ekonomskih odnosa
Mtoe	Megatona ekvivalentne nafte
MW	Megavat
MWe	Megavat električne energije
MWh	Megavat sat
MWt	Megavat toplinske energije
n/a	<i>Not available</i> (nije dostupno)
NE	Nuklearna elektrana
NERP	<i>National Emission Reduction Plan</i> (Nacionalni plan smanjenja emisija)
NN	Niski napon
NOSBiH	Nezavisni operater sistema u Bosni i Hercegovini
NO_x	Dušikovi oksidi
O&M	<i>Operation and maintenance</i> (upravljanje i održavanje)
ODS	Operater distribucijskog sistema
OECD	<i>Organization for Economic Cooperation and Development</i>
OES	Okvirna energetska strategija
OIE	Obnovljivi izvori energije
OIEiEK	Obnovljivi izvori energije i efikasna kogeneracija
OPEX	<i>Operating expenses</i> (operativni troškovi)
OPS	Operater prijenosnog sistema
OU	<i>Ownership unbundling</i> (vlasničko razdvajanje)
p.p.	Postotni poen
PECI	<i>Project of energy community interest</i>
PJ	Petadžul
PMI	<i>Project of mutual interest</i>
PPP	<i>Purchasing power parity</i> (paritet kupovne moći)
PSA	<i>Production sharing agreement</i> (Ugovor o podjeli proizvodnje)
PV	Solarni panel
R&D	<i>Research and development</i> (istraživanje i razvoj)

RERS	Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske
RITE	Rudnik i termoelektrana
RMU	Rudnik mrkog uglja
RS	Republika Srpska
SAIDI	<i>System average interruption duration index</i> (prosječno trajanje prekida napajanja u minutama po kupcu)
SAIFI	<i>System average interruption frequency index</i> (prosječan broj prekida napajanja po kupcu)
SCGT	<i>Simple cycle gas turbine</i>
SDG	Sistemi daljinskog grijanja
SE	Solarna elektrana
SEA	<i>Strategic Environmental Assessment</i> (Strateška procjena utjecaja na okoliš)
SEE	<i>South East Europe</i>
SN	Srednji napon
SO₂	Sumporov dioksid
t	Tona
TE	Termoelektrana
TE-TO	Termoelektrana-toplana
tis	Tisuća
TJ	Teradžul
TS	Tona ekvivalentne nafte
TS	Trafostanica
TSO	Operater prijenosnog sistema
TWh	Teravat sat
UNFCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
US\$/USD	Američki dolar
USAID	<i>US Agency for international development</i>
VE	Vjetroelektrana
VEK	Visokoefikasna kogeneracija
VN	Visoki napon
VUK	Visokoučinkovita kogeneracija
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> (ponderirani prosječni trošak kapitala)
WB	<i>World Bank</i> (Svjetska Banka)
WBIF	<i>World Western Balkans Investment Framework Bank</i> (Svjetska Banka)
ZP	Zavisno poduzeće

Popis slika

Slika 1.3.1 Životni ciklus strateškog planiranja	6
Slika 1.3.2 Presjek ključnih segmenata energetskog tržišta i lanca vrijednosti	7
Slika 2.2.1 Ilustrativni prikaz strateških prioriteta Federacije Bosne i Hercegovine	9
Slika 3.2.1 Historijsko kretanje i procjena stope rasta BDP-a u milijardama EUR u Bosni i Hercegovini i Federaciji Bosne i Hercegovine, 2010–2035. godine	11
Slika 3.2.2 Komparativna analiza BDP-a i BDP-a po stanovniku, 2010–2015. godine	12
Slika 3.2.3 Kretanje stope nezaposlenosti u hiljadama stanovnika, 2010–2015. godine	12
Slika 3.2.4 Prosječna godišnja direktna strana ulaganja u milionima EUR, 2010–2015. godine	13
Slika 3.2.5 Struktura zemalja koje su ulagale u Bosnu i Hercegovinu, 2015. godina	14
Slika 3.2.6 Rang po lakoći poslovanja, 2016. godina	14
Slika 4.1.1 Struktura globalne potražnje za primarnom energijom, 2015–2040. godine	16
Slika 4.1.2 Globalna struktura proizvodnog miksa, 2015–2040. godine	17
Slika 4.1.3 Proizvodnja električne energije po regijama u Evropi u TWh, 2012–2015. godine	17
Slika 4.1.4 Projekcija kretanja strukture proizvodnog miksa proizvodnje u Evropi, 2010–2040. godine	18
Slika 4.1.5 Evropske energetske politike (primjer)	19
Slika 4.1.6 Ilustrativni prikaz razvoja evropske energetske infrastrukture	20
Slika 4.1.7 Proizvodnja iz OIE-a i udio u ukupnoj proizvodnji u TWh, 2012–2015. godine	21
Slika 4.1.8 Projekcije instalirane snage OIE-a u Evropi u GW, 2025–2030. godine	22
Slika 4.1.9 Troškovi ulaganja u hiljadama EUR/kW, 2015–2025. godine	23
Slika 4.1.10 Prosječna cijena proizvodnje električne energije u EUR/kWh, 2015–2025. godine	23
Slika 4.1.11 Kretanje cijena električne energije na različitim evropskim berzama u EUR/MWh, 2008–2015. godine	24
Slika 4.1.12 Krajnja cijena električne energije za domaćinstva u Evropi u EURcent/kWh, 2012–2015. godine	25
Slika 4.1.13 Promjena poslovnih modela i strukture prihoda	25
Slika 4.1.14 Ilustrativni prikaz trendova u domenu investicijskih odluka elektroprivreda	26
Slika 4.1.15 Ilustrativni primjer restrukturiranja elektroprivrede i promjene fokusa u poslovnim modelima	26
Slika 4.1.16 Ilustrativni prikaz potencijala različitih poslovnih modela	27
Slika 4.1.17 Prilagodba mrežnih kompanija	28
Slika 4.2.1 Dnevne spot cijene Brenta u US\$/bbl, januar 2006. – avgust 2016. godine	29
Slika 4.2.2 Globalna potražnja za naftom i godišnja stopa rasta, 1966–2015. godine	30
Slika 4.2.3 Prognoza kretanja cijena Brenta u US\$/bbl, 2004–2040. godine	31
Slika 4.2.4 Prosječna mjesečna cijena gasa na odabranim tržištima u US\$/mmBTU, januar 2009. – avgust 2016. godine	31
Slika 4.2.5 Tržišna dinamika koja oblikuje tržište gasa	32
Slika 4.2.6 NWE Rafinerijske marže u US\$/bbl, januar 2013. – avgust 2016. godine	33
Slika 4.2.7 Globalni bilans proizvodnje i potražnje naftnih derivata u mil. bbl/d, 2012–2016. godine	33
Slika 4.2.8 Količine naftnih derivata u skladištima u zemljama OECD u mil. bbl, 2012–2016. godine	33
Slika 4.2.9 Potražnja za naftnim derivatima u kt, 2010–2030. godine	34
Slika 4.2.10 Kapacitet prerade u Evropi, 2004–2015. godine	34
Slika 4.2.11 Globalni <i>Upstream</i> CAPEX po regijama u US\$, 2010–2017. godine	35
Slika 4.2.12 Razlika u CAPEXu, 2014. i 2016. godine	35
Slika 4.2.13 Globalni rast potražnje za energentima u mil. t, 1990–2040. godine	35
Slika 4.2.14 Globalna ulaganja u čistu energiju u US\$, 2004–2015. godine	35
Slika 5.2.1 Struktura tržišta el. energije u Bosni i Hercegovini, uz osvrt na Federaciju Bosne i Hercegovine, 2016. godina	43
Slika 5.2.2 Ostvarene bilansne veličine el. energije u zemljama regije u TWh, prosječno za period 2010–2015. godine	44
Slika 5.2.3 Proizvodni miks domaće proizvodnje el. energije u zemljama regije u TWh, prosječno za period 2010–2015. godine	44
Slika 5.2.4 Ostvarene bilansne veličine za el. energiju u Bosni i Hercegovini u TWh, 2010–2016. godine	45
Slika 5.2.5 Potrošnja el. energije u Bosni i Hercegovini, po područjima, u TWh, 2010–2016. godine	45
Slika 5.2.6 Proizvodnja električne energije u Bosni i Hercegovini, po izvoru u TWh, 2010–2016. godine	45
Slika 5.2.7 Proizvodnja električne energije u Bosni i Hercegovini, po subjektima u TWh, 2010–2016. godine	45
Slika 5.2.8 Instalirani kapaciteti u Federaciji Bosne i Hercegovine, po izvoru u MW, 2010–2016. godine	46
Slika 5.2.9 Proizvodnja i potrošnja el. energije u Federaciji Bosne i Hercegovine u TWh, 2010–2016. godine	46
Slika 5.2.10 Prekogračna trgovina električne energije, uključujući i registrirani tranzit u Bosni i Hercegovini u TWh, 2010–2016. godine	48
Slika 5.2.11 Količine na berzi za dan unaprijed u GWh, 1. mart – .april 2016. godine	49
Slika 5.2.12 Smjernice razvoja veleprodajnog tržišta	49
Slika 5.2.13 Pregled modela razdvajanja TSO-a za električnu energiju	50
Slika 5.2.14 Prikaz trenutnog stanja i planiranih interkonektivnih vodova prijenosne mreže Bosne i Hercegovine sa susjednim zemljama	51
Slika 5.2.15 Gubici u prijenosnoj mreži u %, 2014–2016. godine	52
Slika 5.2.16 Raspoloživa energija u prijenosnoj mreži u GWh, 2014–2016. godine	52
Slika 5.2.17 SAIFI pokazatelj na prijenosnoj mreži u broju prekida po kupcu, 2014–2016. godine	52
Slika 5.2.18 SAIDI pokazatelj na prijenosnoj mreži u minutama, 2014–2016. godine	52
Slika 5.2.19 Potencijalne promjene u metodologiji tarifiranja	54
Slika 5.2.20 Indikativni SAIDI i SAIFI pokazatelji	54
Slika 5.2.21 Usporedba distributivnih gubitaka u Bosni i Hercegovini s ostalim zemljama, 2015. godina	55
Slika 5.2.22 Implikacije digitalnih mreža na strateško pozicioniranje na tržištu	56
Slika 5.2.23 Prosječna cijena električne energije u elektroprivredama u EUR/MWh, 2016. godina	57
Slika 5.2.24 Cijene električne energije za industriju u široj regiji, bez PDV-a i nameta u PPP i EUR/MWh, 2010–2016. godine	57
Slika 5.2.25 Cijene električne energije za domaćinstva u široj regiji, ukupna cijena u PPP i EUR/MWh, 2010–2016. godine	57
Slika 5.2.26 Cijene električne energije za industriju u široj regiji, bez PDV-a i nameta u PPP i EUR/MWh, 2016. godina	58
Slika 5.2.27 Cijene električne energije za domaćinstva u široj regiji, ukupna cijena u PPP i EUR/MWh, 2016. godina	58
Slika 5.2.28 Strateške smjernice	59
Slika 5.2.29 Ilustrativni prikaz Federacije Bosne i Hercegovine u sklopu energetske trileme danas	59
Slika 5.2.30 Stvarna cijena proizvodnje elektrana u EUR/MWh, 2015. godina	62
Slika 5.2.31 Stvarna cijena proizvodnje elektrana uz CO ₂ naknade u EUR/MWh, 2015. godina	62

Slika 5.2.32 Procjena kretanja potrošnje električne energije u Federaciji Bosne i Hercegovine, s i bez EE-a, u TWh, 2017–2035. godine	63
Slika 5.2.33 Razvoj kapaciteta u regiji i konkurentnost proizvodnog miksa u izvozu	63
Slika 5.2.34 Instalirani kapacitet po tehnologiji u MW, 2016–2035. godine (entitetski scenarij)	67
Slika 5.2.35 Kretanje proizvodnje električne energije bez izvoznog limita u TWh, 2016–2035. godine (entitetski scenarij)	68
Slika 5.2.36 Kretanje proizvodnje električne energije s izvoznim limitom u TWh, 2016–2035. godine (entitetski scenarij)	68
Slika 5.2.37 Instalirani kapaciteti po tehnologiji u MW, 2016–2035. godine (IP scenarij)	69
Slika 5.2.38 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016–2035. godine (IP scenarij)	69
Slika 5.2.39 Instalirani kapaciteti po tehnologiji u MW, 2016–2035. godine (troškovno optimiran IP scenarij)	70
Slika 5.2.40 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016–2035. godine (troškovno optimiran IP scenarij)	70
Slika 5.2.41 Instalirani kapaciteti po tehnologiji u MW, 2016–2035. godine (blaži obnovljivi scenarij s EE-om)	71
Slika 5.2.42 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016–2035. godina (blaži obnovljivi scenarij s EE-om)	71
Slika 5.3.1 Ilustrativni prikaz ključnih rudnika u Bosni i Hercegovini	82
Slika 5.3.2 Struktura rezervi rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine u milijardama tona, 2015. godina	83
Slika 5.3.3 Bilansne rezerve uglja ključnih rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine u hiljadama tona, 2015. godina	84
Slika 5.3.4 Dinamika proizvodnje uglja iz ključnih rudnika u hiljadama tona, 2015. godina	85
Slika 5.3.5 Struktura dobavljača uglja termoelektrana Tuzla i Kakanj, 2015. godina	86
Slika 5.3.6 Kretanje proizvodnje uglja i broja zaposlenih u ključnim rudnicima, 2005–2015. godina	86
Slika 5.3.7 Kretanje produktivnosti rada u rudnicima Federacije Bosne i Hercegovine vs. EU	86
Slika 5.3.8 Usporedba produktivnosti i efikasnosti rada rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine vs. EU, 2015. godina	87
Slika 5.3.9 Presjek finansijskog rezultata rudnika Federacije Bosne i Hercegovine u mil. EUR za 2015. godinu	88
Slika 5.3.10 Scenariji proizvodnje iz TE i implikacija na potrebu za proizvodnjom uglja – Federacija Bosne i Hercegovine, 2016–2035. godine	90
Slika 5.3.11 Procjena kumulativne potrebe za ugljem, zavisno o scenariju razvoja termosektora u Federaciji Bosne i Hercegovine u milionima tona, 2016–2035. godine	91
Slika 5.4.1 Ciljevi udjela OIE-a u Evropskoj uniji, 2040. godina	94
Slika 5.4.2 Doprinos sektora za udio OIE-a u finalnoj potrošnji energije u Federaciji Bosne i Hercegovine, 2020. godina	95
Slika 5.4.3 Dinamika OIE-a u finalnoj potrošnji sektora električne energije u kt, 20–2020. godine	95
Slika 5.4.4 Iznos instalirane snage OIE-a u Federaciji Bosne i Hercegovine u postojećim i novim kapacitetima u sistemu poticaja u MW, 2015–2035. godine	97
Slika 5.4.5 Iznos proizvodnje po pojedinom izvoru OIE-a u sistemu poticaja u GWh, 2015–2035. godine	97
Slika 5.4.6 Procjena rasta planiranih troškova naknada za OIE u milionima EUR, 2017–2035. godine	98
Slika 5.4.7 Utjecaj planiranih OIE naknada na krajnju cijenu električne energije u EUR/kWh, 2017–2035. godine	98
Slika 5.4.8 Modeli poticaja u evropskim zemljama	99
Slika 5.4.9 Dinamika OIE-a u finalnoj potrošnji sektora grijanja i hlađenja u kt, 2010–2020. godine	101
Slika 5.4.10 Dinamika OIE-a u finalnoj potrošnji sektora transporta u kt, 2010–2020. godine	102
Slika 5.5.1 Struktura naftnog tržišta Federacije Bosne i Hercegovine, 2015. godina (procjena)	107
Slika 5.5.2 Područje projekta Sjeverna Bosna	109
Slika 5.5.3 Istražna područja Dinaridi i Sarajevo	110
Slika 5.5.4 Finalna potrošnja naftnih derivata po derivatu u kt, 2014/2015. godine	111
Slika 5.5.5 Finalna potrošnja naftnih derivata po sektoru u kt, 2014/2015. godine	111
Slika 5.5.6 Ukupna potrošnja naftnih derivata po sektoru u Federaciji Bosne i Hercegovine u kt, 2015. godina	112
Slika 5.5.7 Godišnja potražnja naftnih derivata u Bosni i Hercegovini u kt, 2000–2015. godine	112
Slika 5.5.8 Uvoz naftnih derivata u Federaciji Bosne i Hercegovine u kt 2010–2016. godine	113
Slika 5.5.9 Kapaciteti skladišta za sirovu naftu i derivate u Bosni i Hercegovini u m ³	113
Slika 5.5.10 Temeljne pretpostavke za uspostavu programa obaveznih rezervi	114
Slika 5.5.11 Broj benzinskih stanica u Bosni i Hercegovini, procjena za 2016. godinu	115
Slika 5.5.12 Tržišni udjeli glavnih maloprodajnih kompanija u Bosni i Hercegovini u %, 2011–2015. godine (procjena)	116
Slika 5.5.13 Usporedba strukture maloprodajnog tržišta u regiji u %, 2011–2015. godine	116
Slika 5.5.14 Pravni okvir za eksploataciju i istraživanje ugljikovodika u Federaciji Bosne i Hercegovine	117
Slika 5.5.15 Maksimalne stope rudne rente ili ekvivalentne naknade, u %	117
Slika 5.6.1 Udio gasa u bruto domaćoj potrošnji energenata u mtoe, 2015. godina ¹	120
Slika 5.6.2 Udio gasa u instaliranoj snazi proizvodnog miksa u GW, 2015. godina ¹	120
Slika 5.6.3 Snabdijevanje gasom na proširenom tržištu, po zemljama i izvoru u milijardama m ³ (bcm), 2017. godina	121
Slika 5.6.4 Razvoj snabdijevanja gasom na proširenom tržištu, po izvoru u milijardama m ³ (bcm), 2017–2035. godine	121
Slika 5.6.5 Izvori gasa na proširenom tržištu (% od ukupnog uvoza, procjena), 2014. godina	121
Slika 5.6.6 Rezultati evropskog stres testa za snabdijevanje gasom i ključne aktivnosti oko EU sigurnosti snabdijevanja	122
Slika 5.6.7 Struktura tržišta gasa u Bosni i Hercegovini i Federaciji Bosne i Hercegovine, 2014. i 2015. godina	123
Slika 5.6.8 Ukupna potrošnja gasa u Bosni i Hercegovini, po kategorijama u milijardama m ³ (bcm), 2010–2015. godine	123
Slika 5.6.9 Potrošnja gasa u Federaciji Bosne i Hercegovine u milionima m ³ (mcm), 2010–2016. godine	124
Slika 5.6.10 Snabdijevanje gasom u Bosni i Hercegovini u milijardama m ³ (bcm), 2010–2015. godine	124
Slika 5.6.11 Cijene gasa za industriju u Bosni i Hercegovini i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u EUR/MWh, 2010–2016. godine	125
Slika 5.6.12 Cijene gasa za industriju u Bosni i Hercegovini i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u PPP/MWh, 2010–2016. godine	125
Slika 5.6.13 Cijene gasa za industriju u Bosni i Hercegovini i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u EUR/MWh, 2016. godina	126
Slika 5.6.14 Cijene gasa za industriju u Bosni i Hercegovini i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u PPP/MWh, 2016. godina	126
Slika 5.6.15 Cijena gasa za domaćinstva u Bosni i Hercegovini i proširenoj regiji, s PDV-om i ostalim nametima u EUR/MWh, 2010–2016. godine	126
Slika 5.6.16 Cijena gasa za domaćinstva u Bosni i Hercegovini i proširenoj regiji, s PDV-om i ostalim nametima u PPP/MWh, 2010–2016. godine	126
Slika 5.6.17 Cijena gasa za domaćinstva u Bosni i Hercegovini i proširenu regiju, s PDV-om i ostalim nametima u EUR/MWh, 2010–2016. godine	127
Slika 5.6.18 Cijena gasa za domaćinstva u Bosni i Hercegovini i proširenu regiju, s PDV-om i ostalim nametima u PPP/MWh, 2010–2016. godine	127
Slika 5.6.19 Potencijalni dobavni prekogranični pravci gasa za diversifikaciju portfolija	128

Slika 5.6.20 Gasovodi u Federaciji Bosne i Hercegovine (trenutno stanje i plan)	129
Slika 5.7.1 Lokacije toplinarskih sistema u Federaciji Bosne i Hercegovine	134
Slika 5.7.2 Trend finalne potrošnje toplotne energije u TJ, 2011–2015. godine	134
Slika 5.7.3 Ukupna potrošnja toplotne energije u %, 2011–2015. godine	134
Slika 5.7.4 Proizvodnja toplotne energije u TJ, 2011–2015. godine	135
Slika 5.7.5 Proizvodnja toplotne energije po energentu u %, 2015. godina	135
Slika 5.7.6 Prosječna cijena grijanja za domaćinstva u EUR/m ² , 2016. godina	136
Slika 5.7.7 Pretpostavke razvoja scenarija za toplinarstvo	136
Slika 5.7.8 Sarajevo – korištenje otpadne toplotne energije po blokovima shodno scenarijima za el. energiju	137
Slika 5.7.9 Tuzla – korištenje otpadne toplotne energije po blokovima shodno scenarijima za el. energiju	138
Slika 5.7.10 Zenica – korištenje otpadne toplotne energije po blokovima shodno scenarijima za el. energiju	139
Slika 5.7.11 Kakanj – korištenje otpadne toplotne energije po blokovima shodno scenarijima za el. energiju	139
Slika 5.8.1 Direktive vezane za energetska efikasnost	142
Slika 5.8.2 Vremenski plan za ključna 3 člana Direktive 2012/27/EU	143
Slika 5.8.3 Vremenski plan za druge odabrane članove Direktive 2012/27/EU	143
Slika 5.8.4 Ključni elementi dugoročne strategije energetske efikasnosti	144
Slika 5.8.5 Sektorski ciljevi i uštede u PJ, 2015. i 2018. godina	145
Slika 5.8.6 Planirane uštede u finalnoj potrošnji u PJ do 2035. godine	145
Slika 5.8.7 Distributivni gubici električne energije, 2010–2015. godine	147
Slika 5.9.1 Koraci u kreiranju strateške procjene utjecaja na okoliš	154
Slika 5.9.2 Indikativno utvrđivanje obima izvještaja o utjecaju na okoliš	155

Popis tablica

Tablica 3.1.1 Osnovne informacije	11
Tablica 3.2.1 Presjek postojećeg stanja i smjernica za smanjenje prepreka za ulaganje	15
Tablica 4.2.1 Poslovni modeli naftnih kompanija	36
Tablica 4.2.2 Primjeri promjene modela	36
Tablica 5.1.1 Obavezujuće direktive i uredbe za Bosnu i Hercegovinu	38
Tablica 5.2.1 Pregled postojećih proizvodnih objekata po subjektima bez malih i ostalih elektrana u Federaciji Bosne i Hercegovine, 2016. godina	47
Tablica 5.2.2 Planirane interkonekcije prienosne mreže Bosne i Hercegovine	51
Tablica 5.2.3 Status izdvajanja elektrodistribucijske djelatnosti u Federaciji Bosne i Hercegovine	53
Tablica 5.2.4 Indikativna usporedba ključnih karakteristika regulatornih modela	53
Tablica 5.2.5 Ilustrativna vizija strateških ciljeva u Federaciji Bosne i Hercegovine	60
Tablica 5.2.6 Ciljevi Bosne i Hercegovine prema EU ciljevima do 2020. i 2030. godine	61
Tablica 5.2.7 Ciljevi Federacije Bosne i Hercegovine prema EU energetske strategiji do 2020. godine	62
Tablica 5.2.8 Dekomisija postojećih termooobjekata	65
Tablica 5.2.9 Puštanje u rad novih termooobjekata shodno scenarijima	66
Tablica 5.2.10 Kriterij i kvalitativan sažetak scenarija razvoja proizvodnog miksa električne energije Federacije Bosne i Hercegovine	67
Tablica 5.2.11 Ključni efekti scenarija razvoja proizvodnog miksa električne energije, 2016–2035. godine	72
Tablica 5.2.12 Popis potencijalnih novih većih objekata u Federaciji Bosne i Hercegovine	73
Tablica 5.2.13 Potrebna količina goriva za optimalni portfolio termoelektrana-toplana (indikativno)	74
Tablica 5.2.14: Predviđena proizvodnja električne i toplinske energije (indikativno)	74
Tablica 5.2.15 Strateške smjernice za razvoj tržišta	81
Tablica 5.3.1 Osnovne informacije o ključnim rudnicima u Federaciji Bosne i Hercegovine, 2015. godina	82
Tablica 5.3.2 Presjek historijskog stanja rezervi uglja u Federaciji Bosne i Hercegovine, 2009. godina	83
Tablica 5.3.3 Rezerve uglja u Federaciji Bosne i Hercegovine, 2016. godina	84
Tablica 5.3.4 Korelacija rudnika i termoelektrana, 2015. godina	85
Tablica 5.3.5 Strateške smjernice za razvoj sektora rudnika	93
Tablica 5.4.1 Doprinos tehnologija OIE-a u finalnoj potrošnji u sektoru električne energije	96
Tablica 5.4.2 Regulatorni okvir za poticanje OIE-a u Federaciji Bosne i Hercegovine	99
Tablica 5.4.3 Smjernice za uspostavljanje OIE balansnog tržišta	100
Tablica 5.4.4 Tok načina prodaje el. energije iz OIE-a u odabranim zemljama	101
Tablica 5.4.5 Doprinos tehnologija OIE-a u finalnoj potrošnji u sektoru grijanja i hlađenja	102
Tablica 5.4.6 Doprinos tehnologija OIE-a u finalnoj potrošnji u sektoru transporta	103
Tablica 5.4.7 Strateške smjernice	106
Tablica 5.5.1 Proizvodnja ugljikovodika i pravni modeli u regiji	108
Tablica 5.5.2 Potencijalne rezerve sirove nafte i gasa na području Sjeverne Bosne	109
Tablica 5.5.3 Provedene aktivnosti na kojima se temelji perspektivnost pronalaska komercijalnih rezervi nafte	110
Tablica 5.5.4 Skladišni kapaciteti za naftne derivate u Federaciji Bosne i Hercegovine	114
Tablica 5.5.5 Glavne kompanije u maloprodaji u Bosni i Hercegovini	115
Tablica 5.5.6 Strateške smjernice za sektore prerade, veleprodaje, skladištenja i maloprodaje naftnih derivata u Federaciji Bosne i Hercegovine	119
Tablica 5.6.1 Dinamika i fokus izgradnje gasovodnih projekata u Federaciji Bosne i Hercegovine	129
Tablica 5.6.2 Institucionalni i zakonodavni okvir za tržište gasa u Federaciji Bosne i Hercegovine (odabir)	132
Tablica 5.6.3 Sažetak strateških smjernica za Federaciju Bosne i Hercegovine u oblasti gasa	133
Tablica 5.7.1 Pregled glavnih toplinskih poduzeća u Federaciji Bosne i Hercegovine	135
Tablica 5.7.2 Odabrani prikaz razvoj malih samostalnih toplinskih sistema	140
Tablica 5.7.3 Strateške smjernice za sektor toplinarstva	141
Tablica 5.8.1 Predloženi programi za postizanje ušteda u finalnoj potrošnji	146
Tablica 5.8.2 Planirane uštede na strani transformacije do 2035. godine	147
Tablica 5.8.3 Planirane uštede na strani distribucije	148
Tablica 5.8.4 Instrumenti za postizanje ciljeva u distribucijskoj mreži	148
Tablica 5.8.5 Smjernice za izmjenu zakonskog okvira u Federaciji Bosne i Hercegovine	150
Tablica 5.8.6 Smjernice za poboljšanje edukacije i komunikacije	150
Tablica 5.8.7 Smjernice za razvoj finansijskog okvira	151
Tablica 5.8.8 Strateške smjernice	153

Kraj dokumenta