

**OKVIRNA ENERGETSKA STRATEGIJA
BOSNE I HERCEGOVINE DO 2035.
GODINE**

UVOD

Prethodna globalna i europska ekonomska kriza uz regionalni sociopolitički aspekt negativno su utjecali na dinamiku razvoja jugoistočne Europe, pa samim time Bosne i Hercegovine. Uz karakter male, otvorene ekonomije, Bosni i Hercegovini su nužno potrebne pametna ulaganja koja će značajnije i ciljano pokrenuti ekonomsku aktivnost, a gdje sektor energetike ima veliku ulogu.

Domaći i europski energetska kontekst u trenutnom razdoblju pun je velikih odluka, izazova i neizvjesnosti. Zapadne zemlje Europske unije (EU) predvode provedbu politike čiste energije, značajno mijenjajući energetske paradigme, regulatorne mehanizme i investicijske potrebe. Pritisci na veleprodajne cijene električne energije na europskim burzama danas otežavaju značajnije investicijske odluke u energetici, dok s druge strane EU agenda čišće energije iziskuje sredstva za dugoročnu prilagodbu proizvodnog portfelja i tehnologija k manjim emisijama stakleničkih plinova.

Okvirna energetska strategija daje kontekst i smjer razvoja energetike u Bosni i Hercegovini, te traži pravi balans u kontekstu „energetske trileme”. Pokretanje pravih ulaganja, tržišnih i regulatornih reformi u svim segmentima energetike, podržanih s čvrstom i strukturiranom provedbom od svih ključnih dionika, od kritične je važnosti za Bosnu i Hercegovinu.

Smjernice za Bosnu i Hercegovinu baziraju se na politikama održivog razvoja koje u balansu imaju tri aspekta: a) sigurnost opskrbe, b) konkurentnost cijena i c) politiku dekarbonizacije, odnosno čišće energije. Samo uz ciljanu učinkovitost sektora i učinkovito korištenje resursa Bosna i Hercegovina će u cijelosti omogućiti paralelnu konvergenciju preuzetim obvezama i politikama EU-a, te pozicionirati energetiku kao motor stabilnosti i održivog razvoja ekonomije. Očekuje se da će sekundarni učinci dovesti do zapošljavanja, smanjenja javnog duga i povećanja konkurentnosti.

Cilj ovog dokumenta („Okvirna energetska strategija Bosne i Hercegovine”) je prioritizacija ključnih energetska strateških smjernica 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, te i za privlačenje drugih ulagača u energetska sektor.

Ovaj dokument je usuglašena verzija strateških smjernica s Radnom skupinom Bosne i Hercegovine, nastala suradnjom mjerodavnih ministarstava, relevantnih institucija, istraživačkih centara, udruga i socijalnih partnera te drugih dionika energetska sektora.

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

Sadržaj

| | | |
|--------|---|----|
| 1 | PRISTUP I METODOLOGIJA | 6 |
| 1.1 | Dodjela institucionalnih nadležnosti u energetsom sektoru Bosne i Hercegovine | 6 |
| 1.2 | Ključne informacije te pristup izradi Okvirne energetske strategije | 6 |
| 1.3 | Metodologija izrade Okvirne energetske strategije | 7 |
| 1.4 | Podatci | 8 |
| 2 | SAŽETAK | 9 |
| 2.1 | Ulazne smjernice za izradu Okvirne energetske strategije | 9 |
| 2.2 | Sažetak vizije i prioriteta Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine | 9 |
| 3 | OPĆI PODATCI I MAKROEKONOMSKA KRETANJA | 12 |
| 3.1 | Ustrojstvo i opći podaci | 12 |
| 3.2 | Makroekonomska kretanja | 12 |
| 3.2.1 | Bruto domaći proizvod | 12 |
| 3.2.2 | Nezaposlenost | 14 |
| 3.2.3 | Izravna strana ulaganja i investicijska klima | 14 |
| 4 | GLOBALNI ENERGETSKI TRENDOVI | 17 |
| 4.1 | Električna energija | 17 |
| 4.1.1 | Globalni trendovi | 17 |
| 4.1.2 | Europski trendovi | 18 |
| 4.1.3 | Europske energetske politike | 20 |
| 4.1.4 | Dosadašnji rast proizvodnje iz OIE-a | 22 |
| 4.1.5 | Budući scenariji razvoja instalirane snage iz OIE-a | 22 |
| 4.1.6 | Tehnologije obnovljivih izvora energije | 24 |
| 4.1.7 | Trendovi u segmentu veleprodaje i opskrbe električnom energijom | 24 |
| 4.1.8 | Utjecaj trendova na transformaciju sektora i nove poslovne modele | 26 |
| 4.1.9 | Ključne implikacije globalnih trendova na Okvirnu energetska strategiju | 29 |
| 4.2 | Nafta i plin | 30 |
| 4.2.1 | Tržište sirove nafte | 30 |
| 4.2.2 | Tržište prirodnog plina | 32 |
| 4.2.3 | Prerada sirove nafte | 34 |
| 4.2.4 | Trendovi ulaganja i poslovni modeli naftnih kompanija | 35 |
| 4.2.5 | Ključne implikacije globalnih trendova nafte i plina na Okvirnu energetska strategiju | 37 |
| 5 | ENERGETSKI SEKTOR BOSNE I HERCEGOVINE | 38 |
| 5.1 | Presjek regulatorno-institucionalnog okvira | 38 |
| 5.1.1 | Ugovor o osnivanju Energetske zajednice | 38 |
| 5.1.2 | Inicijativa West Balkan 6 (Zapadni Balkan 6) | 42 |
| 5.1.3 | Zakonodavni okvir energetskog sektora | 43 |
| 5.2 | Elektroenergetski sektor | 45 |
| 5.2.1 | Struktura tržišta električne energije | 45 |
| 5.2.2 | Instalirana snaga i proizvodnja električne energije | 46 |
| 5.2.3 | Veleprodajno tržište | 50 |
| 5.2.4 | Prijenos električne energije | 52 |
| 5.2.5 | Distribucija i opskrba | 55 |
| 5.2.6 | Cijene električne energije | 59 |
| 5.2.7 | Indikativni scenariji razvoja proizvodnog miksa u Bosni i Hercegovini | 61 |
| 5.2.8 | Razrada scenarija razvoja proizvodnog miksa Bosne i Hercegovine do 2035. godine | 67 |
| 5.2.9 | Regulatorni i institucionalni okvir | 82 |
| 5.2.10 | Strateške smjernice | 88 |
| 5.3 | Sektor ugljena | 89 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 5.3.1 | Uvod..... | 89 |
| 5.3.2 | Rezerve ugljena | 90 |
| 5.3.3 | Proizvodnja ugljena i učinkovitost rudnika..... | 94 |
| 5.3.4 | Scenariji razvoja sektora rudnika u Bosni i Hercegovini | 100 |
| 5.3.5 | Kumulativni učinci indikativnih scenarija razvoja TE sektora | 102 |
| 5.3.6 | Regulatorni i institucionalni okvir..... | 103 |
| 5.3.7 | Strateške smjernice | 104 |
| 5.4 | Obnovljivi izvori energije..... | 105 |
| 5.4.1 | Uvod..... | 105 |
| 5.4.2 | Sudioništvo energije iz OIE-a u bruto finalnoj potrošnji | 105 |
| 5.4.3 | Regulatorni okvir..... | 116 |
| 5.4.4 | Strateške smjernice | 120 |
| 5.5 | Sektor nafte i naftnih derivata | 121 |
| 5.5.1 | Struktura naftnog tržišta u Bosni i Hercegovini..... | 121 |
| 5.5.2 | Istraživanje i proizvodnja ugljikovodika | 121 |
| 5.5.3 | Potrošnja naftnih derivata | 124 |
| 5.5.4 | Prerada naftnih derivata | 127 |
| 5.5.5 | Program obveznih rezervi naftnih derivata | 129 |
| 5.5.6 | Tržište maloprodaje naftnih derivata | 131 |
| 5.5.7 | Regulatorni i institucionalni okvir..... | 133 |
| 5.5.8 | Strateške smjernice | 138 |
| 5.6 | Sektor plina..... | 139 |
| 5.6.1 | Stanje i trendovi u sektoru plina za širu regiju | 139 |
| 5.6.2 | Struktura tržišta plina u Bosni i Hercegovini | 142 |
| 5.6.3 | Razvoj plinovodne infrastrukture u regiji i u Bosni i Hercegovini..... | 147 |
| 5.6.4 | Regulatorni i institucionalni okvir..... | 151 |
| 5.6.5 | Strateške smjernice | 153 |
| 5.7 | Toplinarstvo | 155 |
| 5.7.1 | Potrošnja i proizvodnja toplinske energije | 155 |
| 5.7.2 | Toplinarska poduzeća u Bosni i Hercegovini..... | 156 |
| 5.7.3 | Opcije razvoja sustava daljinskog grijanja..... | 158 |
| 5.7.4 | Ostali toplinski sustavi | 162 |
| 5.7.5 | Regulatorni i institucionalni okvir..... | 163 |
| 5.7.6 | Strateške smjernice | 164 |
| 5.8 | Energetska učinkovitost | 165 |
| 5.8.1 | Europske direktive i Akcijski planovi | 165 |
| 5.8.2 | Ključni strateški elementi | 167 |
| 5.8.3 | Finalna potrošnja..... | 167 |
| 5.8.4 | Transformacija, prijenos i distribucija | 169 |
| 5.8.5 | Sustavi daljinskog grijanja | 172 |
| 5.8.6 | Međusektorske mjere | 174 |
| 5.8.7 | Regulatorni i institucionalni okvir..... | 176 |
| 5.8.8 | Strateške smjernice | 178 |
| 5.9 | Pregled ključnih koraka za kreiranje Strateške procjene utjecaja na okoliš..... | 180 |
| 5.9.1 | Ocjena potrebe i koraci kreiranja Strateške procjene utjecaja na okoliš | 180 |
| 5.9.2 | Indikativna područja i ciljevi | 180 |
| 5.9.3 | Sugerirane mjere zaštite okoliša u Okvirnoj energetske strategiji | 181 |
| 6 | INDIKATIVNA MAPA STRATEŠKIH SMJERNICA..... | 182 |
| 6.1 | Okvir transformacije energetskog sektora Bosne i Hercegovine | 182 |
| 6.2 | Indikativna mapa strateških smjernica | 182 |
| | Popis skraćenica | 188 |

| | |
|---------------------|-----|
| Popis slika | 191 |
| Popis tablica | 194 |

1 PRISTUP I METODOLOGIJA

1.1 Dodjela institucionalnih nadležnosti u energetsom sektoru Bosne i Hercegovine

Bosna i Hercegovina (BiH) je država koja se sastoji od dva entiteta, Federacije Bosne i Hercegovine (FBiH) i Republike Srpske (RS), te Brčko distrikta Bosne i Hercegovine (BD BiH) kao zasebne upravne jedinice. Nadležne institucije u energetsom sektoru su:

- **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 koncesijsko dobro prostire na području oba 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 provedbu 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. Dodatno, 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;
- **Ministarstvo industrije, energetike i rudarstva Republike Srpske (MIER)** ima ovlasti propisane Zakonom o republičkoj upravi Republike Srpske („Službeni glasnik Republike Srpske”, broj 118/2008, 11/2009, 74/2010, 86/2010 – ispr., 24/2012, 121/2012, 15/2016 i 57/2016) koje, između ostalih, uključuju vođenje energetske politike generalno, planiranje i vođenje energetske strategije, energetsko bilanciranje i dugoročno planiranje, dodjelu koncesija za istraživanje, gradnju i eksploataciju energetskih objekata, geološka istraživanja i eksploataciju prirodnih i tehnogenih mineralnih sirovina, nadzor nad radom javnih poduzeća i ostalih poduzeća s većinskim državnim vlasništvom iz resorne nadležnosti, sudioništvo u izradi i donošenje tehničkih propisa iz resornih nadležnosti i njihovo usklađivanje sa zakonodavstvom EU-a, te druge poslove iz oblasti industrije, energetike, rudarstva i geologije. U okviru MIER-a, organizirani su Resor za elektroenergetiku, Resor za energente i Resor za rudarstvo i geologiju.

1.2 Ključne informacije te pristup izradi Okvirne energetske strategije

Izrada Okvirne energetske strategije je dio projekta koji financira Odjel za međunarodni razvoj (DFID) Vlade Velike Britanije, a predvodi ga PricewaterhouseCoopers u suradnji s ostalim partnerima. Krajnji cilj projekta je izrada Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine na osnovi ažurirane Energetske strategije Republike Srpske, Okvirne energetske strategije Federacije Bosne i Hercegovine te Brčko distrikta Bosne i Hercegovine (u sklopu Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine).

U okviru projekta izradit će se:

- **strateška analiza postojećeg stanja energetskog tržišta;**
- **ažuriranje postojeće energetske strategije Republike Srpske kroz dokument Energetske strategije Republike Srpske;**
- **energetska strategija Federacije Bosne i Hercegovine kroz dokument Okvirne energetske strategije Federacije Bosne i Hercegovine;**
- **energetska strategija Brčko distrikta Bosne i Hercegovine kroz dokument Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine;**
- **metodološko usklađenje Entitetskih dokumenata te izrada Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine.**

Vremenski okvir za izradu Nacrta strateških dokumenata je pet mjeseci. U proces izrade Okvirne energetske strategije uključene su Radne skupine na svim razinama, a koje je svako od nadležnih tijela na projektu imenovalo i ovlastilo za rad na ovom projektu. Razinu Bosne i Hercegovine predstavlja Radna skupina koju predvodi Ministarstvo vanjske trgovine i ekonomskih odnosa (MVTEO); razinu Federacije Bosne i Hercegovine predstavlja Radna skupina koju predvodi Federalno ministarstvo energetike, rudarstva i industrije (FMERI); razinu Republike Srpske predstavlja Radna skupina koju predvodi Ministarstvo industrije, energetike i rudarstva (MIER); te razinu Brčko distrikta Bosne i Hercegovine kojeg predstavlja Radna skupina predvođena od strane JP „Komunalno Brčko” d.o.o.

Tijekom procesa izrade Okvirne energetske strategije periodički su se izvješćivali 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

predstavnicima 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 energetske sustava u Bosni i Hercegovini.

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 energetske sektora na razini entiteta i razini Bosne i Hercegovine. Ovaj zadatak se sastojao od aktivnosti prikupljanja podataka, razgovora s ključnim dionicima, analize šireg regionalnog i europskog energetske 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, plin, toplinarstvo, energetska učinkovitost (EnU), 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 tijekom faze dijagnostike, te sukladno tome daje osvrt na ključne teme. Cilj ovog zadatka je identifikacija ključnih strateških prioriteta i opcija kao podloga za daljnje odlučivanje i provedbu energetske politike na razini entiteta i razini Bosne i Hercegovine koja čini jednu od ključnih sastavnica Okvirne energetske strategije na razini Bosne i Hercegovine.
- Plan razvoja:** ova sastavnica strateškog planiranja stavlja fokus na daljnju i detaljnu razradu specifičnih strateških tema do razine operativnih, tehničkih i legislativnih planova. Ona predstavlja operativnu podlogu za provedbu ulaganja i mjera u energetici. Akcijski plan uključuje definicije pokazatelja za praćenje i evaluaciju energetske politike te ulaganje izabranih od kreatora politike.
- Priprema:** priprema i provođenje Akcijskog plana (detaljni projekt i planiranje).
- Provođenje:** primjena programa definiranog na programskim razinama.
- Praćenje i procjena:** praćenje rezultata i utjecaja programa i usporedba sa strateškim ciljevima definiranim tijekom planiranja.

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

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

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

Slika 1.3.2 Presjek ključnih segmenata energetskog tržišta i lanca vrijednosti



Napomena: 1) Uključeni su i pod-sektori

Izvor: analiza Projektnog tima

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

U dijelu dokumenta koji se odnosi na segment električne energije obrađeni su europski i regionalni trendovi, tematika rudnika ugljena, uređenje tržišta, bilanca uvoza i izvoza električne energije, proizvodnja i proizvodni miks, elektroenergetska infrastruktura odnosno distribucija i prijenos, veleprodajno tržište, trgovina i opskrba te odabrane implikacije na krajnjeg korisnika. Dodatno, u kontekstu tržišta električne energije, obrađuje se i tema obnovljivih izvora energije i toplinarstva, te energetske učinkovitosti kao jedne od temeljnih principa i obveza 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 opskrbu tržišta naftom i naftnim derivatima te implikacije na krajnjeg korisnika.

U segmentu plina, uz globalne, europske i regionalne trendove, dokument daje osvrt na cjelokupno tržište i tržišno uređenje, presjek uvoznih aktivnosti, plan razvoja infrastrukture plina, 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 opskrbe, cjenovne prihvatljivosti te dekarbonizacije, odnosno čiste i održive energije obrađuju ključni energetske segmenti i pitanja.

1.4 Podatci

Tijekom izrade Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine koristili su se:

- 1) javno dostupni podatci (npr. podatci zavoda za statistiku na razini entiteta, Bosne i Hercegovine, te EU-a, internet stranice institucija i privrednih subjekata, regulatorna izvješća, financijska i revizorska izvješća, globalne energetske baze podataka itd.);
- 2) dostavljeni podatci od Radnih skupina na razini Bosne i Hercegovine te entitetskim razinama, uključujući i rezultate operativnih i strateških radionica;
- 3) analize i baze podataka Projektnog tima.

Projektni tim GGF tijekom izrade ove studije nije obavljao revizorske procedure niti je, osim ako nije drugačije navedeno, dobivene financijske i operativne podatke od Radnih skupina ili preuzete iz službenih dokumenata podvrgavao procedurama provjere ili potvrde.

2 SAŽETAK

2.1 Ulazne smjernice za izradu Okvirne energetske strategije

U razdoblju ekonomske nesigurnosti, značajni resursi i fokus trebaju biti usmjereni na identifikaciju izvora i omogućavanje **održivog rasta**. To je moguće jedino uz jasno definirane prioritete, fokus na učinkovitosti i razvoj te dosljednu provedbu. Koherentnost strateških ciljeva i provedbe ima za cilj učinkovito korištenje (oskudnih) resursa, kako financijskih, tako i stručnih (ljudskih), te prirodnih. U skladu s navedenim kontekstom, energetska sustav 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 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 gospodarskih grana. Tu se javljaju dva ključna izazova; potreba za restrukturiranjem ključnih dijelova sektora kao preduvjet za stvaranje veće vrijednosti za krajnje korisnike, te pronalazak novih vrijednosti kroz razvoj novih poslovnih modela.

Proteklo razdoblje je pokazalo da proizvodnja električne energije u Bosni i Hercegovini u pravilu osigurava **sigurnost opskrbe** domaće potražnje, unatoč činjenici da je zbog visokog udjela i promjenljivosti energije iz hidroelektrana ta bilanca osjetljiva. Ipak, kada uzmemo u obzir trendove sve intenzivnije integracije europskih tržišta, možemo konstatirati da sigurnost opskrbe nije značajno narušena ni u scenariju manjeg deficita. Iako aspiracije za razdoblje do 2035. godine stavljaju sigurnost opskrbe visoko na ljestvicu prioriteta, tom cilju je potrebno pristupiti vrlo oprezno uzevši u obzir negativna iskustva nekih europskih zemalja u scenarijima prekapacitiranosti te europske energetske trendove.

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

2.2 Sažetak vizije i prioriteta Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine

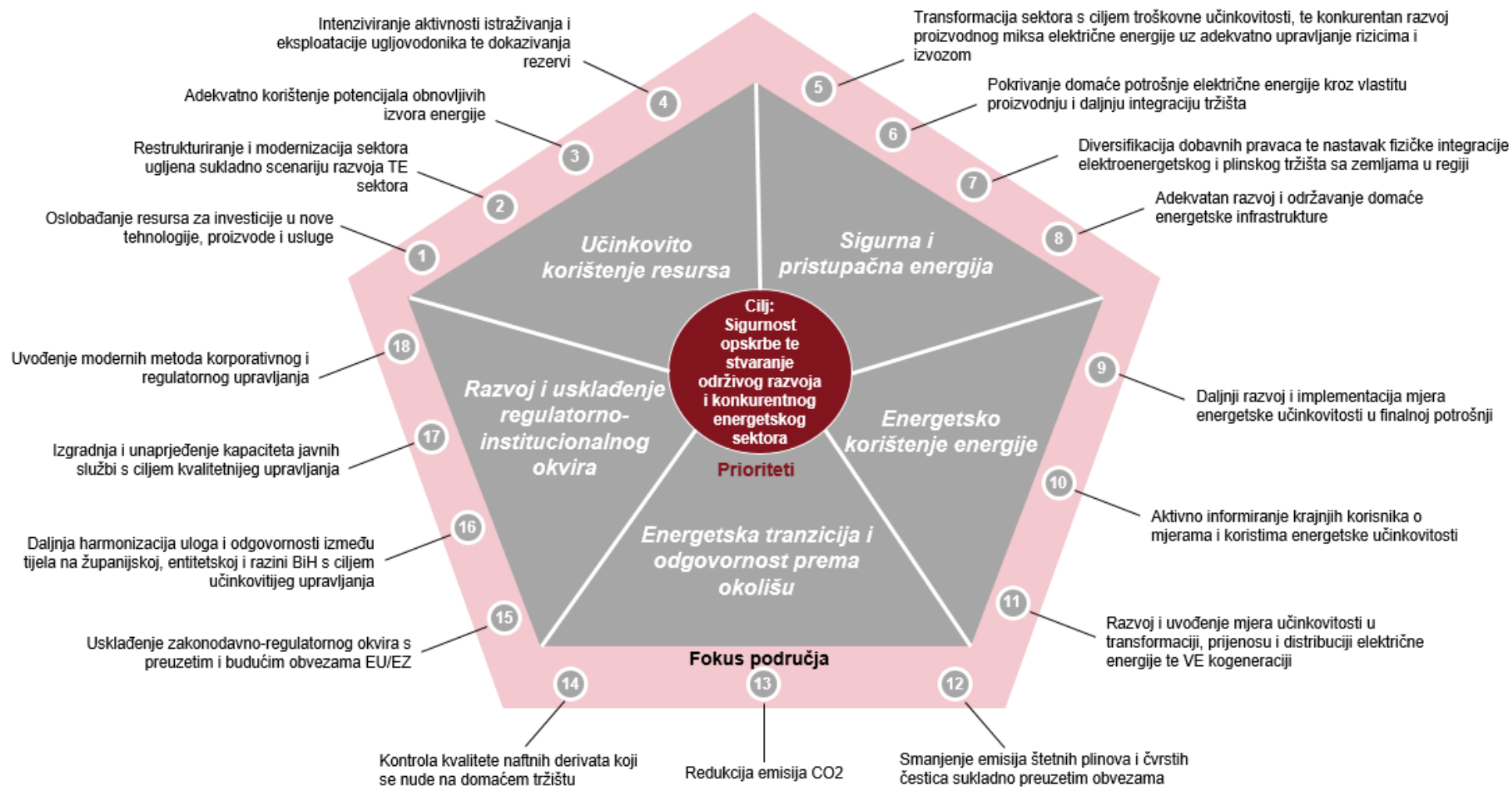
Dugoročna vizija energetike u Bosni i Hercegovini je stvaranje konkurentnog i dugoročno održivog energetskeg sustava, imajući u vidu aspekt sigurnosti opskrbe. Navedenu viziju je potrebno realizirati u okvirima dostupnih kapaciteta, resursa i odgovarajuće dinamike. Jasan smjer razvoja energetike važan je preduvjet za jačanje investicijskih aktivnosti u energetiku, što će posljedično dovesti i do rasta investicijskih aktivnosti i u drugim, povezanim gospodarskim granama te imati širi pozitivan učinak na cjelokupnu ekonomiju. S namjerom postizanja navedene vizije, te ujedno i cilja, definirano je pet ključnih prioriteta te povezanih fokus područja:

Učinkovito korištenje resursa – ugljen je trenutno dominantan prirodni resurs u proizvodnji električne energije i kao takav predstavlja jednu od ključnih osnova energetike. Iako dugoročni razvoj energetskeg sektora 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 ugljena provode učinkovitiije, primjenjujući odgovarajuću tehnologiju i metode rada.

Prirodni potencijali u segmentu nafte i plina danas su potpuno neiskorišteni, stoga bi nastavak istražnih radnji s ciljem dokazivanja komercijalnih rezervi te potencijalnom eksploatacijom svakako doprinio današnjoj bilanci. S druge strane, buduća snažnija orijentacija prema čišćoj 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 mogućosti iskorištenja, imajući u vidu održivost i utjecaj na okoliš, ali i dugoročne ciljeve dekarbonizacije. Budući da učinkovita transformacija obnovljivih izvora energije u električnu energiju podrazumijeva i iskorištavanje novih, inovativnih, tehnologija (koje postaju komercijalno sve dostupnije) važno je stvoriti optimalne uvjete koji će potaknuti korištenje istih. Isto pravilo vrijedi i za ostatak energetskeg sektora u kojem digitalizacija, nove tehnologije i IT sustavi 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 Bosne i Hercegovine. Kada govorimo o energetskoj sigurnosti, važno je razumjeti da Bosna i Hercegovina danas ne može samostalno postići energetska sigurnost u svim segmentima, primarno zbog nepostojanja vlastite proizvodnje nafte i plina. Tu je prije svega važno aktivno upravljati fizičkom integracijom tržišta sa zemljama u okruženju, razumjeti i provesti opcije diversifikacije dobavnih pravaca, te razvijati partnerske odnose s privrednim subjektima koji opskrbljuju domaće tržište. U segmentu nafte i naftnih derivata, potrebno je uspostaviti sustav obveznih rezervi. Isto tako, ne smije se zanemariti i odgovarajuće upravljanje vlastitom energetskom infrastrukturom s ciljem unaprjeđenja kvalitete i sigurnosti opskrbe. Kada govorimo o električnoj energiji, onda u kontekstu Bosne i Hercegovine govorimo o relativno visokom stupnju sigurnosti opskrbe koji je potrebno održavati i u narednom razdoblju balansirajući visok udio vlastite proizvodnje, integraciju s regionalnim tržištima, trendove energetske učinkovitosti i decentralizirane proizvodnje te ciljeve konkurentnosti čišće energije.

Slika 2.2.1 Ilustrativan prikaz strateških prioriteta Bosne i Hercegovine



Izvor: analiza Projektnog tima, Radna skupina Bosne i Hercegovine

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

Uz velike investicijske projekte, Bosna i Hercegovina ima solidan hidroenergetski potencijal, te priliku izgradnje drugih OIE projekata, čime se može stvoriti pozitivan multiplikatorski učinak 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.

Učinkovito korištenje energije – Ključni elementi strategije za energetske učinkovitost predloženi su po uzoru na dugoročnu viziju EU zemalja, te na način da usklade realne interese Bosne i Hercegovine i zahtjeve Direktive 2012/27/EU. Tri su ključne strateške poluge za postizanje ciljeva energetske učinkovitosti, odnosno ušteda u intervalu 45,15 – 56,02 PJ (1,08 – 1,34 Mtoe), ovisno o odabranom scenariju do 2035. godine, što je detaljnije razrađeno u poglavlju energetske učinkovitosti. Poluge se odnose na uštede u finalnoj potrošnji, uštede u procesu transformacije, prijenosa i distribucije električne energije, plina i toplinske energije (učinak na primarnu potrošnju), te kroz stvaranje uvjeta za visoku učinkovitu kogeneraciju te promociju i ekspanziju učinkovitih sustava daljinskog grijanja. Osim navedenih elemenata, bitno je poboljšati zakonski i regulatorni okvir za energetske učinkovitost, definirati financijske mjere i institucionalni okvir za provedbu, kao i provoditi info kampanje, edukacije i osposobljavanja.

Energetska tranzicija i odgovornost prema okolišu – Ciljevi postizanja čišće energije i smanjenje negativnih utjecaja na okoliš visoko su na agendi Bosne i Hercegovine koja je usvojila te kontinuirano provodi razne inicijative koje su izravno i neizravno povezane s očuvanjem okoliša. Konkretno, Bosna i Hercegovina je do 2028. godine preuzela obvezu smanjenja SO₂ za 95 %, NO_x za 62 % i čvrstih čestica za 88 % 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 40 %. Na strani potrošnje, u izradi su i mjere energetske učinkovitosti. Navedene inicijative iziskuju snažne investicijske zahvate, što sa strateškim ciljem sigurnosti opskrbe električne energije povećava kompleksnost tranzicije sektora. Za uspješnu energetske tranziciju potrebno je sustavno i dosljedno provoditi mjere očuvanja okoliša i racionalnijeg korištenja resursa. Konkretno, potrebno je uvođenje mehanizama redovite kontrole i praćenje ostvarenja pojedinih ciljeva. Uz već definirane inicijative i Akcijske planove Bosne i Hercegovine, potrebno je u vidu imati daljnje trendove u Europskoj uniji koji se već provode, a koji će posljedično obuhvatiti Bosnu i Hercegovinu. Sukladno tome, potrebno je konvergirati prema INDC scenarijima za redukciju emisija CO₂ postavljenima na razini Bosne i Hercegovine u odnosu na 1990. godinu uz kontinuiranu reviziju ciljeva sukladno budućim EU politikama, te se pripremati za ulazak u sustav trgovanja emisijama CO₂ koje će troškovno dodatno opteretiti termo sektor u budućem razdoblju. Nastavno za termo sektor, EU je odobrila nove strože standarde smanjenja LCP BREF emisija u 2017. godini koje će isto tako biti potrebno uzeti u obzir kod strateškog planiranja proizvodnog miksa. U segmentu naftnih derivata, potrebno je kontinuirano osigurati kvalitetu uvoznih proizvoda koji se plasiraju na tržište. Energetska tranzicija Bosne i Hercegovine, posebno u segmentu električne energije, predstavlja kompleksan proces u kojem je kroz dosljednu provedbu potrebne konvergirati zadanim ciljevima i obvezama 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 odgovarajući pratiti i energetske strategiju.

Razvoj i usklađenje regulatorno-institucionalnog okvira – Usklađivanje zakonodavstva s pravnom stečevinom Europske unije je kompleksan zadatak, s obzirom na to da podrazumijeva obimne i suštinske promjene te sveobuhvatnu reformu energetskog sektora. Osnovni strateški cilj jeste ubrzano usklađivanje zakonodavstva s „acquisom“, odnosno transponiranje i provedba obveza preuzetih Ugovorom o uspostavi Energetske zajednice. Cilj Bosne i Hercegovine je uskladiti energetske sektor s Trećim energetske paketom, te budućim EU direktivama. Odgovarajuće uređenje tržišta u srednjem i dugom roku potaknut će veću učinkovitost i konkurentnost, te će se ostvariti učinkovitije funkcioniranje administrativnog aparata, a najveće povlastice toga imat će krajnji korisnici. Moderan energetske sektor zahtijeva da svi njegovi dionici aktivno doprinose u njegovu razvoju. Javne službe kroz postavljanje transparentnog i učinkovitog zakonskog okvira te praćenje njegove provedbe, a regulatori kroz transparentnu primjenu poticajnih regulatornih mehanizama koji će odgovarajućom dinamikom poticati regulirane privredne subjekte da unaprjeđuju 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 odgovarajući kapacitirane i kontinuirano graditi svoje kompetencije kako bi mogli pratiti razvoj sektora te pružati odgovarajuću podršku.

3 OPĆI PODATCI I MAKROEKONOMSKA KRETANJA

3.1 Ustrojstvo i opći podatci

Ovo poglavlje daje presjek nekoliko ključnih informacija o ustrojstvu Bosne i Hercegovine te osnovna makroekonomska kretanja. Makroekonomski podatci važan su element u izradi strateških dokumenata, u kontekstu razvoja gospodarstva 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 % teritorija) i Republike Srpske (48,09 % teritorija), te Brčko distrikta Bosne i Hercegovine (0,96 % teritorija). Federacija Bosne i Hercegovine i Republika Srpska su entiteti koji imaju vlastite Ustave u suglasnosti s Ustavom Bosne i Hercegovine.

Tablica 3.1.1 Osnovne informacije

| | FBiH | RS | BD BiH |
|----------------------------------|------------|---|-----------------------------|
| Površina (km²) | 26.109,7 | 24.641 | 493 |
| Stanovništvo | 2.334.348 | 1.415.776 | 93.028 |
| Uređenje | 10 kantona | 64 jedinice lokalne samouprave (7 gradova i 57 općina) | Jedinica lokalne samouprave |
| | 79 općina | | |

Izvor: web-stranica, Federalni zavod za statistiku, Republički zavod za statistiku Republike Srpske

Federacija Bosne i Hercegovine je entitet koji se dijeli na deset kantona (Unsko-sanski, Posavski, Tuzlanski, Zeničko-dobojski, Bosankopodrinjski, Srednjobosanski, Hercegovačko-neretvanski, Zapadno-hercegovački, 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 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.

U Republici Srpskoj, zakonodavnu vlast vrše Narodna skupština Republike Srpske i Vijeće naroda. Zakoni i drugi propisi koje izglasa Narodna skupština, a koji se tiču pitanja vitalnog nacionalnog interesa bilo kojeg od konstitutivnih naroda stupaju na snagu tek nakon usvajanja u Vijeću naroda. Republiku Srpsku predstavlja i njeno državno jedinstvo izražava predsjednik Republike, dok izvršnu vlast vrši Vlada. Sudska vlast pripada sudovima. Zaštitu ustavnosti i zakonodavnosti osigurava Ustavni sud. Kulturni i administrativni centar Republike Srpske je Banja Luka.

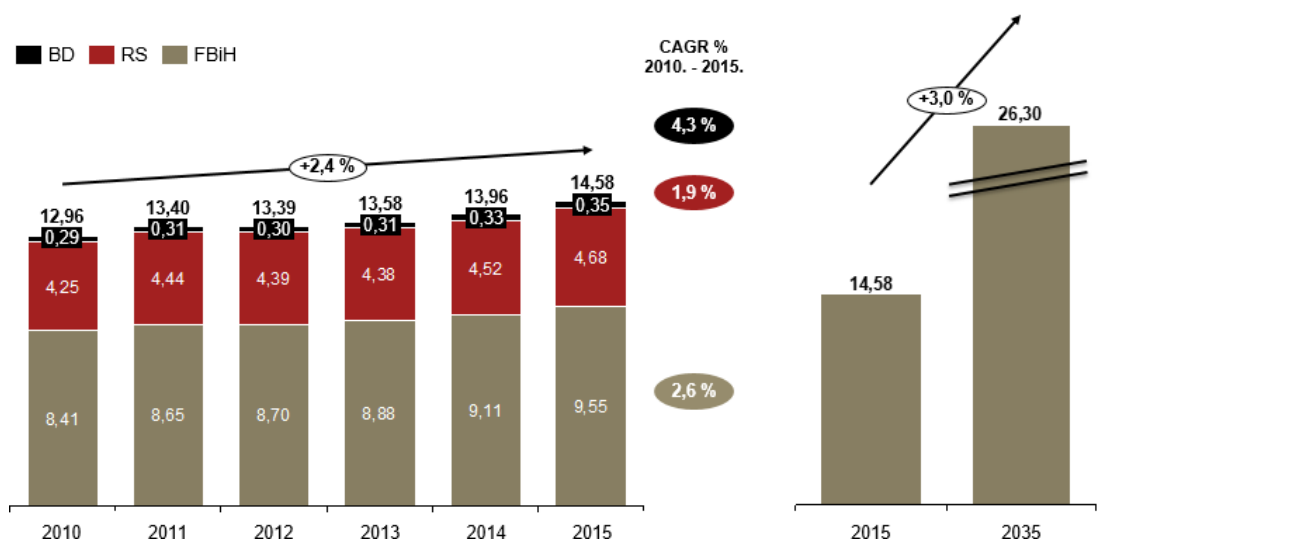
Brčko distrikt Bosne i Hercegovine ima svoju multietničku vladu s izabranom skupštinom, izvršnim odborom, sudstvom i policijskim snagama.

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. BDP Bosne i Hercegovine je u razdoblju od 2010. do 2015. godine ostvarivao stabilan rast od 2,4 % godišnje. U 2015. godini BDP Bosne i Hercegovine iznosio je 14,6 milijardi eura, od čega je isti za Federaciju Bosne i Hercegovine iznosio 9,55 milijardi eura, za Republiku Srpsku 4,68 milijardi eura te za Brčko distrikt Bosne i Hercegovine 0,37 milijardi eura. Također, napravljena je i bazna procjena rasta BDP-a Bosne i Hercegovine do 2035. godine. Rezultati procjene razvoja BDP-a do 2035. godine za Bosnu i Hercegovinu ukazuju na prosječnu godišnju stopu rasta od 3 % u baznom scenariju, što bi dovelo do iznosa BDP-a od 26,3 milijarde eura.

Slika 3.2.1 Povijesno kretanje i procjena stope rasta BDP-a u milijardama EUR, 2010. – 2035. godine



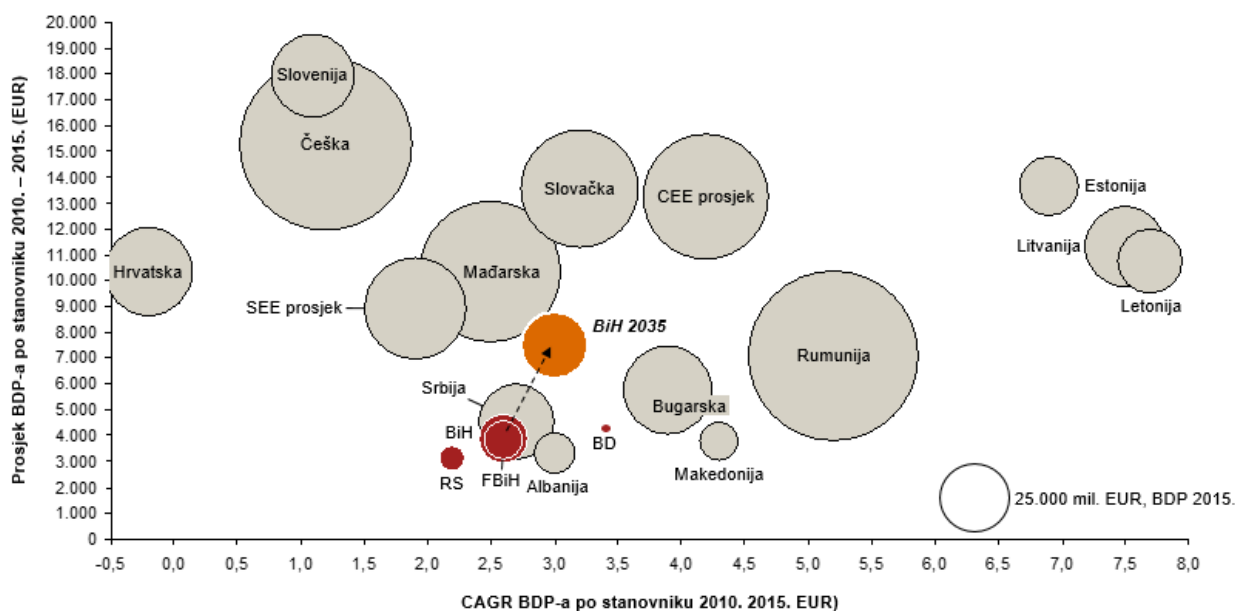
Napomena: prognoza do 2035. godine je konsenzus dugoročne stope rasta BDP-a BiH prema Oxford Economics, Economist intelligence unitu, Dun & Bradstreetu.

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

BDP po stanovniku 2015. godine u Bosni i Hercegovini je iznosio 4,2 tisuće eura, a u razdoblju od 2010. do 2015. godine je zabilježen rast od prosječno 2,6 % godišnje. Federacija Bosne i Hercegovine je za isto razdoblje imala jednaku prosječnu stopu rasta, dok je Brčko distrikt Bosne i Hercegovine ostvarivao rast prosječnom godišnjom stopom od 4,3 %, a Republika Srpska od 1,9 %.

Uspoređujući s ekonomijama jugoistočne Europe, Bosna i Hercegovina ima niži BDP po stanovniku te će joj trebati značajniji rast od 3 % godišnje kako bi do 2035. godine dosegla današnji standard regije jugoistočne Europe (JIE).

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



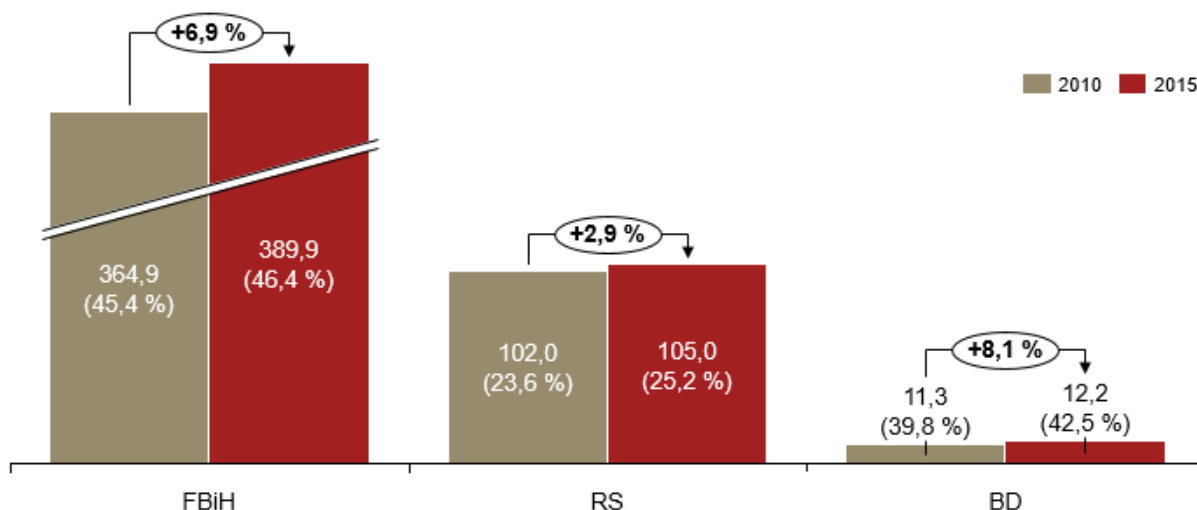
Napomena: prognoza do 2035. godine je konsenzus dugoročne stope rasta BDP-a Bosne i Hercegovine prema Oxford Economics, Economist intelligence unitu, Dun & Bradstreetu.

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 Bosne i Hercegovine 2015, Eurostat, analiza Projektnog tima.

3.2.2 Nezaposlenost

Analizirani su podaci o nezaposlenosti na razini svakog entiteta i Brčko distrikta Bosne i Hercegovine, za razdoblje od 2010. do 2015. godine. Stopa nezaposlenosti, po ILO definiciji, na razini 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). U 2010. godini je broj nezaposlenih na razini Bosne i Hercegovine iznosio 478,2 tisuće dok je u 2015. godini narastao na otprilike 507 tisuća.

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



Napomena: Stopa nezaposlenosti = broj nezaposlenih / radno sposobno stanovništvo

Izvor: „Makroekonomski pokazatelji po kantonima FBiH 2015“, Statistički godišnjak Republike Srpske, drugo izmijenjeno izdanje, 2016, Bilten-statistički podatci Brčko distrikta Bosne i Hercegovine 2015, BHAS

Federacija Bosne i Hercegovine ima znatno veću stopu nezaposlenosti od one na razini Bosne i Hercegovine. U 2010. godini nezaposlenost je iznosila 45,4 %, s ukupnim brojem nezaposlenih ljudi u iznosu od 364,9 tisuća. U 2015. godini broj nezaposlenih se povećao na 390 tisuća, te je tada stopa nezaposlenosti iznosila 46,4 %. Broj nezaposlenih osoba u 2010. godini u Republici Srpskoj je iznosio 102 tisuće, a u 2015. taj isti broj je narastao na 105 tisuća. 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 tisuće u 2010. godini na 12,2 tisuće u 2015. godini. Sukladno tome, registrirane stope nezaposlenosti su bile 39,8 % u 2010. i 42,5 % u 2015. godini.

3.2.3 Izravna strana ulaganja i investicijska klima

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

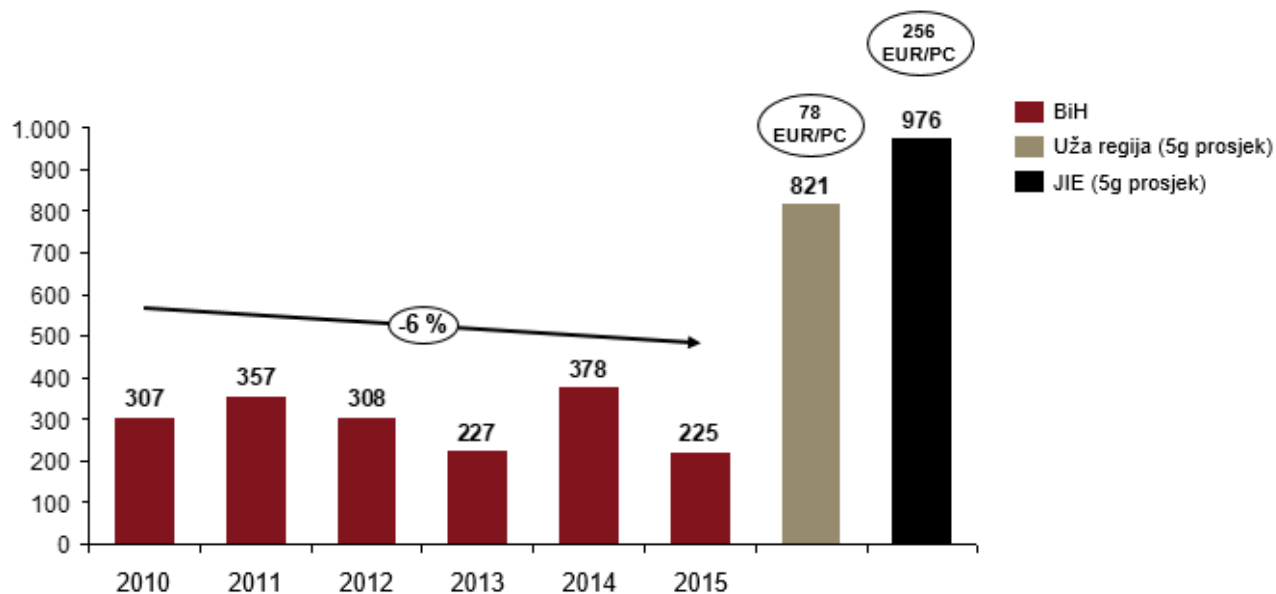
Zbog ograničenog internog financijskog i investicijskog kapaciteta, interes svih zemalja u razvoju je i postizanje povoljnije investicijske klime te boljih uvjeta poslovanja, budući da izravna strana ulaganja imaju pozitivan utjecaj na oporavak i razvoj slabijih ekonomija.

Izravna strana ulaganja svakako pozitivno utječu na gospodarski 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 tijek izravnih stranih ulaganja u Bosnu i Hercegovinu u razdoblju od 2010. do 2015. godine. Vidljivo je da se iznosi ulaganja kreću između 300 i 400 milijuna eura godišnje, izuzev 2013. i 2015. godine kada su ulaganja bila dosta niža.

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

Slika 3.2.4 Prosječna godišnja izravna strana ulaganja u milijunima EUR, 2010. – 2015. godine

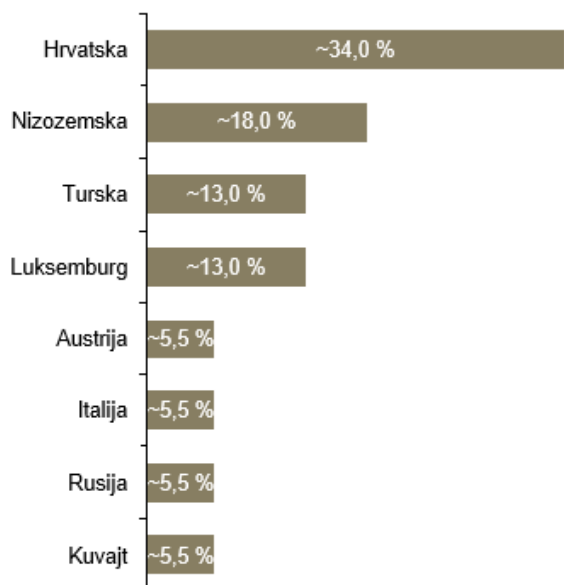


Napomena: Uža regija podrazumijeva: Hrvatsku, Srbiju, Crnu Goru, Makedoniju, Sloveniju; 2) JIE regiju čine Albanija, Bosna i Hercegovina, Bugarska, Hrvatska, Crna Gora, Grčka, Makedonija, Moldavija, Rumunjska, Srbija, Slovenija

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

Prosjek izravnih stranih ulaganja u zemlje bivše Jugoslavije (Bosna i Hercegovina, Hrvatska, Srbija, Crna Gora, Makedonija, Slovenija) za razdoblje 2010. – 2015. godine iznosi 821 milijun eura, a za JIE regiju (Albanija, Bosna i Hercegovina, Bugarska, Hrvatska, Crna Gora, Grčka, Makedonija, Moldavija, Rumunjska, Srbija, Slovenija) iznosi 976 milijuna eura. Od stranih ulagača u Bosnu i Hercegovinu u 2015. godini najviše su uložile Hrvatska i Nizozemska, s udjelom većim od 50 % u ukupnim stranim ulaganjima.

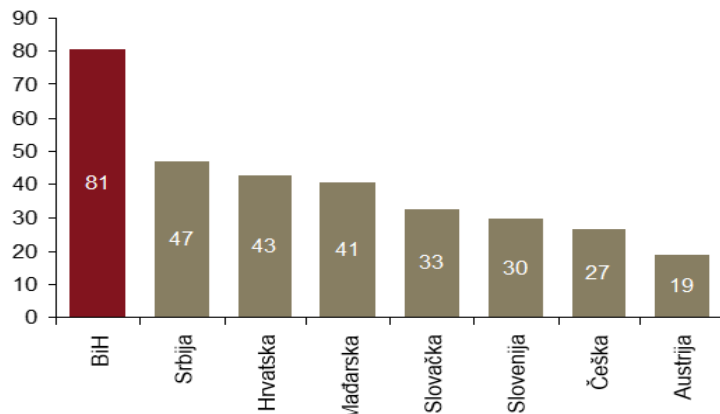
Slika 3.2.5 Struktura zemalja koje su ulagale u Bosnu i Hercegovinu, 2015. godina



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

Prema dokumentu „Doing Business 2017“ Međunarodne banke za obnovu i razvoj (engl. *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, stjecanje kredita, rješavanje likvidnosti i rješavanje postupka dobivanja 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, izravna 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 prepreke. U tablici su navedene i opisane glavne prepreke 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 postupka | <ul style="list-style-type: none"> Kompleksnost i netransparentnost procesa ishođenja potrebnih dozvola i odobrenja Ulagачi nisu u mogućnosti dobiti brzu i kvalitetnu informaciju, posebice na stranom jeziku | <ul style="list-style-type: none"> Definirati jednostavniji proces ishođenja dozvola s ciljem olakšavanja procesa ulagačima |
| Neusklađen i nedovoljno razvijen zakonodavni okvir | <ul style="list-style-type: none"> Različita primjena zakona na različitim razinama Postupak dodjeljivanja statusa „općeg (javnog) interesa“ nije harmoniziran na razini Bosne i Hercegovine Niska usklađenost procedura koje omogućuju prava na korištenje/gradnju na zemljištu na međuentitetskim razinama | <ul style="list-style-type: none"> Unaprijediti zakone na svim razinama te harmonizirati procedure koje olakšavaju mogućnost prava na korištenje zemljišta ili gradnju na istom u Bosni i Hercegovini |
| 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 dobivanje dozvola utječu na trajanje postupka Ponekad trajanje ishođenja sljedećeg odobrenja traje dulje od roka važenja prethodnog | <ul style="list-style-type: none"> Smanjiti kompleksnost postupka te unaprijediti učinkovitost rada institucija Nakon toga procijeniti potrebu za daljnjom izgradnjom kapaciteta Produljiti rok važenja pojedinog odobrenja (dokumenta) kako bi se u tijeku 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 suradnju između institucija BiH i entiteta | <ul style="list-style-type: none"> Uskladiti zakone o koncesijama te unaprijediti suradnju između institucija BiH i entiteta |

Izvor: USAID Nacrt Izvješća o režimu ishođenja dozvola i preprekama za ulaganja u energetske infrastrukturne projekte u BiH, analiza Projektnog tima

4 GLOBALNI ENERGETSKI TRENDOWI

4.1 Električna energija

Globalni energetski 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 nositelji rasta.

4.1.1 Globalni trendovi

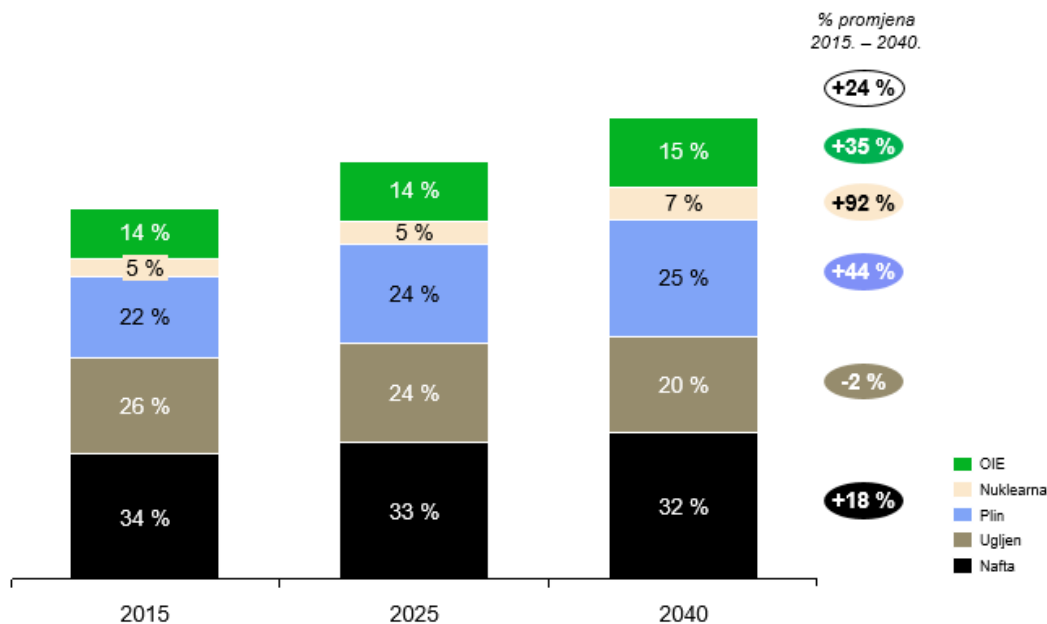
Predviđa se da će globalna potražnja za primarnom energijom do 2040. godine porasti za 24 % u odnosu na 2015. godinu. Međutim, važno je napomenuti da će rast potražnje dolaziti primarno iz Kine i Indije, te zemalja u razvoju, čija industrijalizacija i brzo rastuće ekonomije stvaraju novu potražnju.

U kontekstu same strukture potražnje na globalnoj razini, očit je trend smanjenja udjela nafte i ugljena, koji sa 60 % sudionitva 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 petrokemijskoj industriji. Unatoč tome što će konvencionalna vozila i dalje biti najzastupljenija, zbog raznih sustava 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 ugljena u strukturi primarne potražnje za energijom na 20 %, 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 sudionitvo u potražnji za primarnom energijom povećati na 15 %. Najveći porast očekuje se za kategorije nuklearne energije i plina, čiji će zajednički udjeli u ukupnoj potražnji za primarnom energijom premašiti 30 %.

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



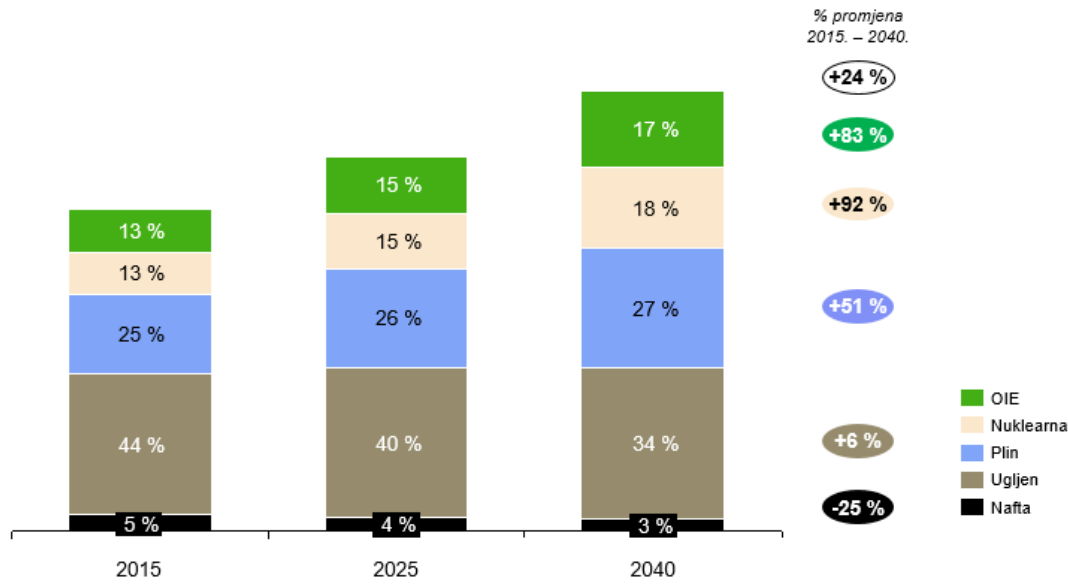
Izvor: ExxonMobil, analiza Projektnog tima

Kada govorimo o trendovima u globalnoj strukturi proizvodnog miksa, oni su konzistentni.

Prirodni plin će u idućih desetak godina dominirati u ukupnom rastu ponude, te će istisnuti ugljen 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 plin, dok će ostatak pokriti nafta i ugljen. Globalnu strukturu miksa karakterizira snažna uloga plina u budućnosti. Stoga je potrebno uzeti u obzir važnost plina i za Bosnu i Hercegovinu, te stvaranje uvjeta kroz modernizaciju i izgradnju plinovoda, kao i nastavak harmonizacije tržišnog i regulatornog okvira sukladno dobrim EU praksama.

Sudionitvo ugljena u globalnom proizvodnom miksu past će na 34 %, dok rast ostvaruju proizvodni kapaciteti koji koriste plin, te nuklearnu energiju kao gorivo.

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



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.

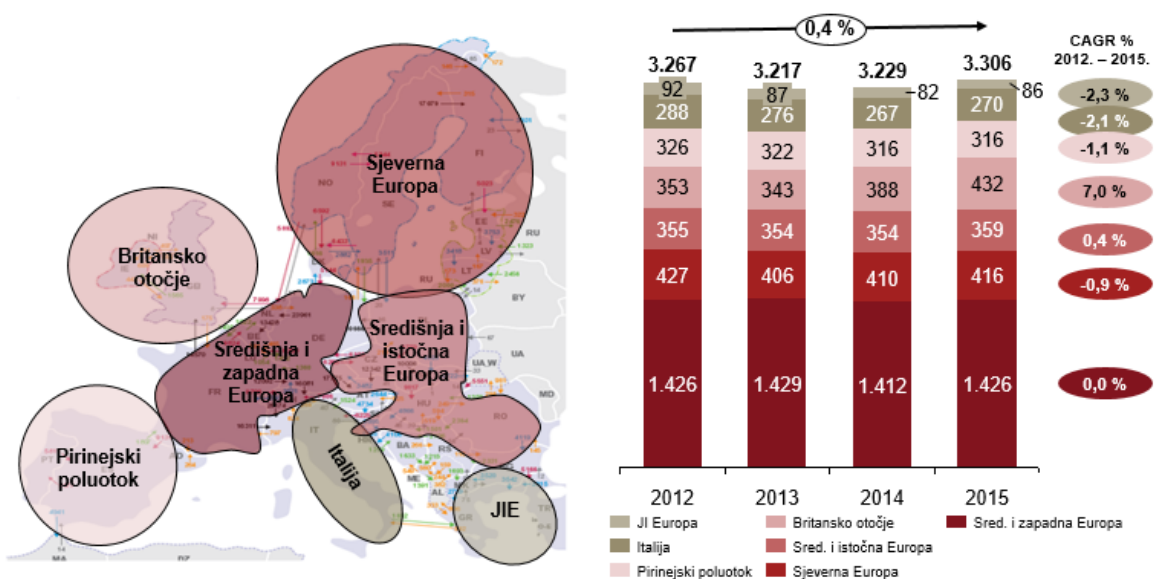
Sektor električne energije u razvijenim (industrializiranim) zemljama svijeta našao se u poziciji da istovremeno mora raditi na aktivnostima optimizacije učinkovitosti, a s druge strane kontinuirano inovirati. Ključni razlozi pokretanja inicijativa optimizacije učinkovitosti dolaze iz stagnacije prihoda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

U SAD-u prema podacima EIA (engl. *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 razdoblje od 1980-ih do 1990-ih godina, kada su stope potražnje za električnom energijom rasle i više od 2 % godišnje.

4.1.2 Europski 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 Europi, koja se već nekoliko godina kreće oko 3.300 TWh godišnje.

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



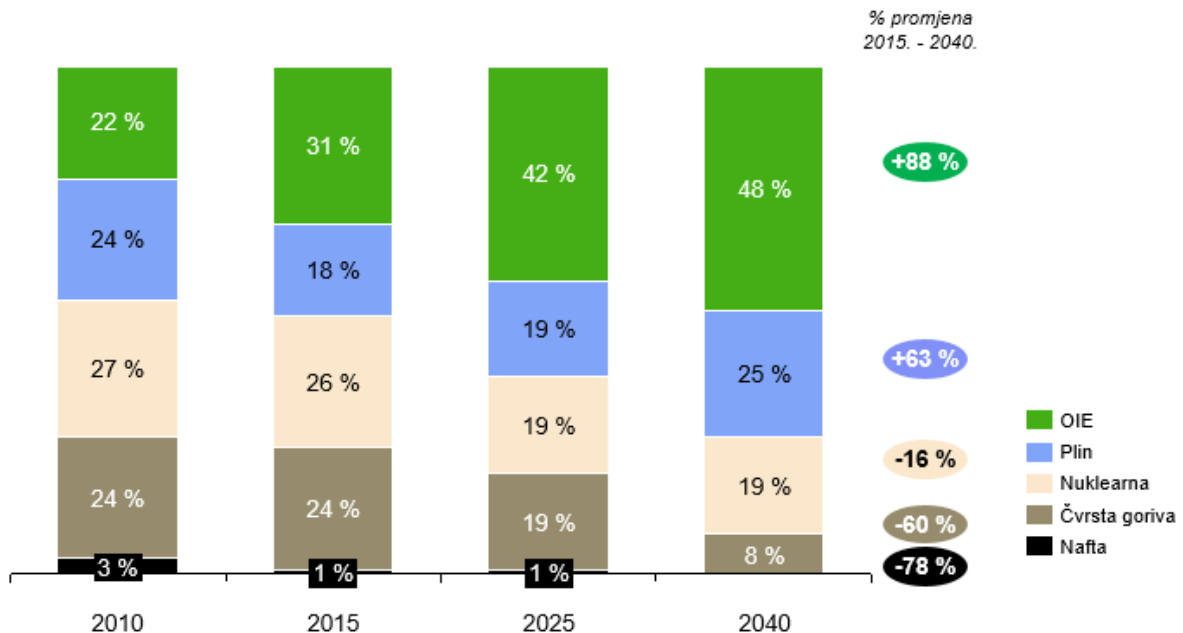
Izvor: ENTSO-E statistički podatci, analiza Projektnog tima

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

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

U kontekstu strukture europskog proizvodnog portfelja, prema podacima iz 2015. godine, dominaciju je imala proizvodnja iz elektrana na konvencionalna goriva (plin i čvrsta goriva) s ~51 % 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 ugljen će imati snažnu dinamiku pada na oko 8 % udjela u 2040. godini, što dolazi od 60 % pada ukupne proizvodnje iz ugljena u razdoblju 2015. – 2040. godine. Uspoređujući kontekst Bosne i Hercegovine i europske trendove, važno je naglasiti da je prema podacima iz 2015. godine udio proizvodnje iz OIE-a u Bosni i Hercegovini bio nešto veći od europskih pokazatelja. Cilj proizvodnog miksa Europe do 2040. godine može predstavljati svojevrsan orijentir za Bosnu i Hercegovinu (te entitete) za razdoblje do 2035. godine, ali pritom uvažavajući domaće specifičnosti.

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

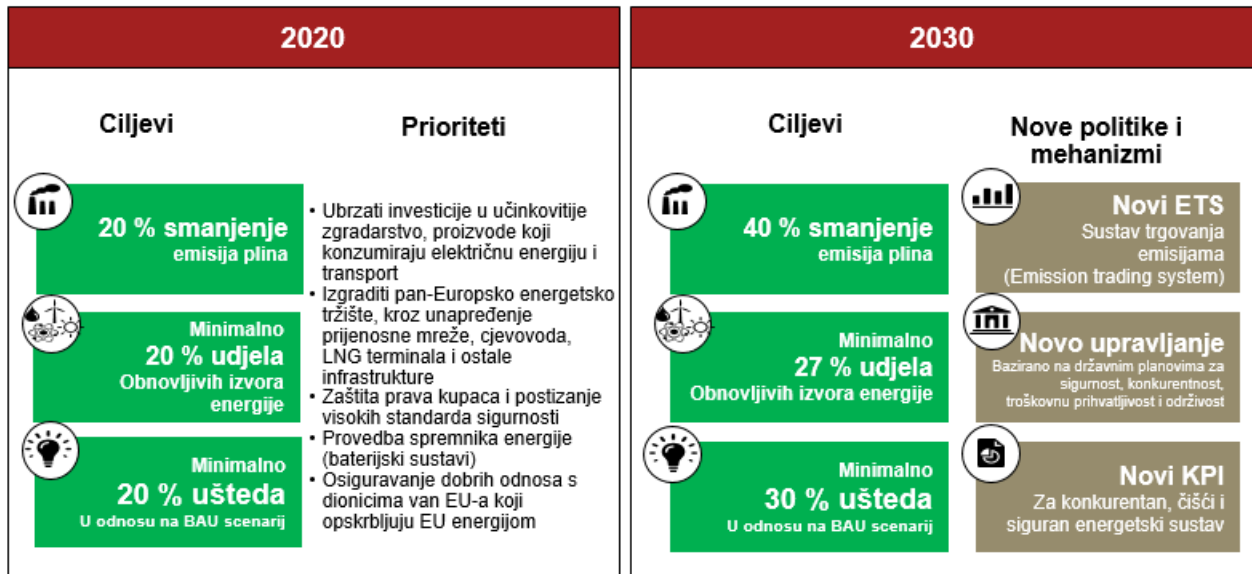


Izvor: European Commission EU Reference Scenario 2016., analiza Projektne tima

4.1.3 Europske energetske politike

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

Slika 4.1.5 Europske energetske politike (primjer)



Napomena: Neki aspekti će biti pravno obvezujući, kao što je smanjenje emisija i redovit pregled tog cilja. Međutim, nacionalni ciljevi neće biti obvezujući prema dogovoru postignutom u Parizu; BAU – engl. „Business as usual“ (da se nastavi postojeće stanje)
Izvor: BP Statistical Review of World Energy June 2015; Climate Action Tracker, 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 razini Europske unije, koji je postavio sljedeće ciljeve za 2020. godinu:

- smanjenje emisija stakleničkih plinova za minimalno 20 % u odnosu na razine iz 1990. godine,
- obvezujući 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 razine do 2020. godine. Iako ova mjera inicijalno nije adresirala cjelokupnu temu energetske učinkovitosti, ona je kasnije kroz direktivu inkorporirana u neobvezujućoj formi.

Europske politike se nastavljaju u istom smjeru kroz „Energy Roadmap 2050“ u aspektu smanjenja emisija stakleničkih plinova, povećanja udjela OIE-a, te mjerama energetske učinkovitosti. Naglasak se stavlja i na nove politike i mehanizme, poput sustava trgovanja emisijama („ETS“), nove paradigme upravljanja sektorom energetike popraćene jasnim indikatorima uspješnosti za konkurentan, čišći i sigurniji energetske sustav. Sukladno EU mapi puta za niskougljičnu ekonomiju do 2050. godine, cilj je EU-a do 2050. smanjiti emisije stakleničkih plinova za 80 % ispod razina iz 1990. godine. Kao međukoraci za ostvarenje vizije do 2050. je smanjenje stakleničkih plinova za 40 % do 2030. i 60 % do 2040. godine, u odnosu na iste razine kao i za cilj do 2050. godine.

Nastavno na energetske-klimatski paket, u 2016. godini Europska komisija je predstavila dokument „Čista energija za sve Europljane“ također poznat kao „Zimski energetske paket“. Cilj novih mjera je očuvanje konkurentnosti Europske unije uslijed tranzicije na čišće oblike energije. Naglasak je stavljen na tri glavna cilja koji uključuju povećanje energetske učinkovitosti, preuzimanje globalnog vodstva u korištenju energije iz obnovljivih izvora i pružanje boljih uvjeta potrošačima. Smjernice Zimskog energetske paketa se odnose na kategorije koje slijede.

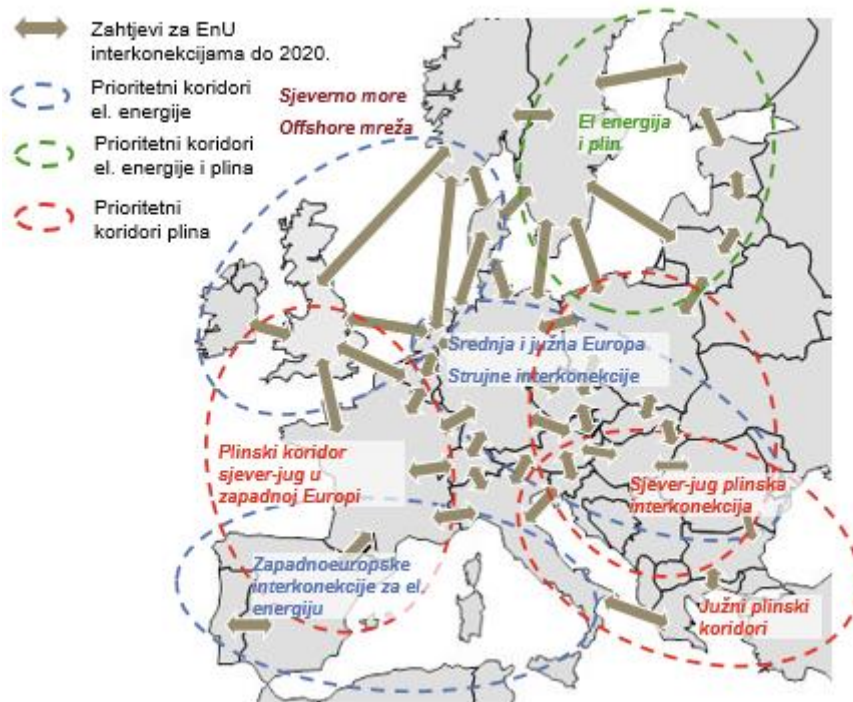
- Energetske učinkovitost:
 - uštede zbog EnU-a na 30 % do 2030. godine
 - produljenje obveze uštede energije nakon 2020., koja je propisana Direktivom o energetske učinkovitosti, gdje se opskrbljivači i distributeri energije obvezuju na godišnje uštede od 1,5 %
 - predlaganje mjera za povećanje energetske učinkovitosti zgrada
 - promoviranje energetske učinkovitosti kroz eko-dizajn i energetske označavanje
- Obnovljivi izvori energije:
 - najmanje 27 % udjela OIE-a do 2030. godine na razini EU-a, koji nije obvezujući na razini pojedinih država članica
 - povećanje udjela OIE-a koji imaju varijabilnu proizvodnju te razvoj veleprodajnog tržišta
 - poticanje ulaganja za razvoj električne mreže do 2030. godine

- finansijsko poticanje korištenja biomase i njezine učinkovite konverzije ili osiguravanja prioriteta pristupa mreži postrojenjima na biomasu
- Pružanje boljih uvjeta potrošačima:
 - provođenje 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
 - provedba mjera energetske učinkovitosti i praćenje provedbe u zgradarstvu kako bi se smanjilo energetska siromaštvo

Uz EU politike čišće energije te energetske učinkovitosti, velik fokus se stavlja i na uspostavu jedinstvenog energetskog tržišta u segmentu električne energije i plina. Kada govorimo u električnoj energiji, od 2004. godine, naponi za integracijom europskog tržišta primarno su se fokusirali na inicijative „market couplinga“, počevši od ključnih, najvećih tržišta pa prema ostatku Europe.

Prema studiji¹ PwC Strategy& (tada Booz&Co), godišnje povlastice i inicijative povezivanja tržišta u domeni „market couplinga“, dakle burzi, iznosili bi između 2 i 4 milijarde eura godišnje u scenariju povezivanja svih europskih tržišta. U 2013. godini, između 58 % i 66 % navedenih povlastica je već bilo realizirano, dominantno inicijativama velikih tržišta na sjeverozapadu Europe i Nordijskoj regiji.

Slika 4.1.6 Ilustrativan prikaz razvoja europske energetske infrastrukture



Izvor: Datamonitor: Power Assets Database 2011, icis.com, Enerlytics – Kraftwerke, analiza Projektnog tima

Međutim „market coupling“ inicijativa omogućuje samo dio ukupnih koristi integracije. Potpuna integracija tržišta omogućila bi kratkoročno i dugoročno trgovanje energijom, obnovljivim izvorima energije, uslugama balansiranja i sigurnosti opskrbe, 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 (engl. *Financial transmission rights*), te naravno političkih konsenzusa. Procjena Europske komisije je da bi puna integracija energetskih tržišta na godišnjoj razini stvarala neto uštede između 15 i 40 milijardi eura do 2030. godine. Na strani rizika, ukoliko se razvoj prijenosne mreže zaustavi na 50 % ciljanog optimuma, oko 15 % neto ušteda bi bilo ugroženo, dok bi scenarij u kojem sve zemlje teže ka postizanju sigurnosti opskrbe unutar svojih granica, ciljane uštede na europskoj razini bile niže za oko 20 %.

Činjenica da je Europa krenula u smjeru ojačavanja integracije energetskog tržišta, treba imati utjecaj i na strategiju Bosne i Hercegovine, prvenstveno u segmentima balansiranja ciljeva sigurnosti opskrbe, 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&)

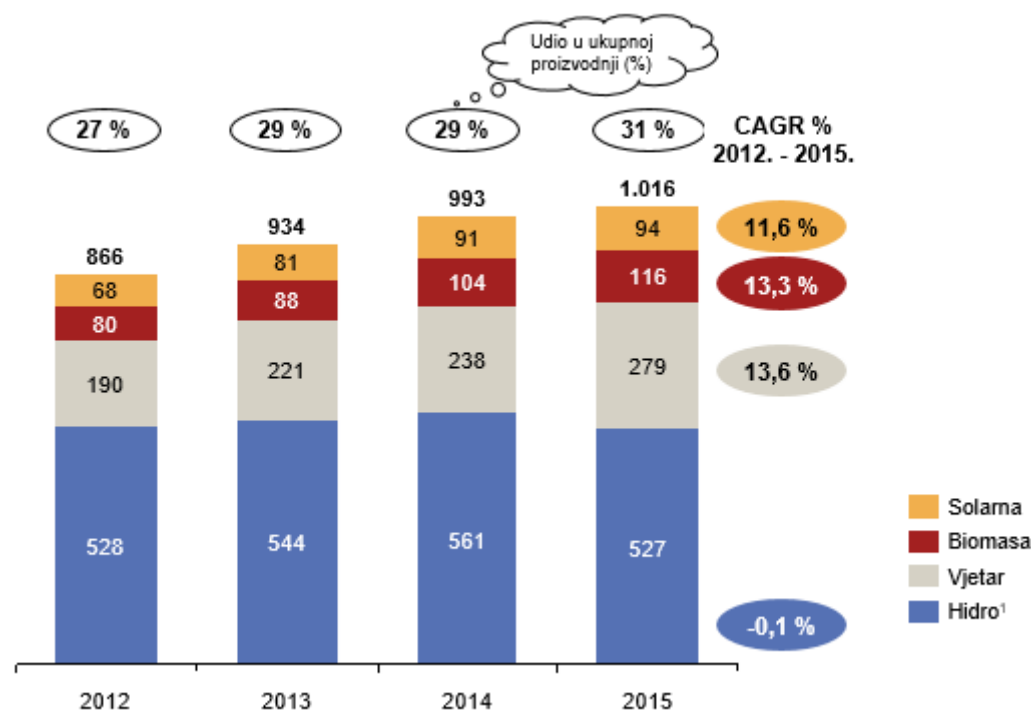
4.1.4 Dosadašnji rast proizvodnje iz OIE-a

U Europi 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 Europe, poput Danske, Norveške, Švedske i Islanda, te Švicarska, Austrija, Portugal i Španjolska.

U 2012. godini udio el. energije proizvedene iz OIE-a u Europi je iznosio 27 % od ukupno proizvedene el. energije, 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. godine



Izvor: ENTSO-E Statistical Report 2015., Acer Market Monitoring Report 2015.

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

Proizvodnja iz hidro potencijala je stabilna već nekoliko godina. Međutim, zbog volatilne hidrologije, količina padalina u pojedinim razdobljima oscilira. U razdoblju 2012. – 2015. godine, vidljive su značajne stope rasta sudionitva tehnologija vjetra, solara te biomase u ukupnoj strukturi OIE-a.

Rast proizvodnje iz vjetroelektrana i elektrana na biomasu 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 razdoblju se očekuje nastavak dosadašnjih trendova u segmentu obnovljivih izvora energije. Prema desetogodišnjem planu razvoja ENTSO-E (engl. *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 Europi (solari, vjetar, biomasa, tokovi rijeka itd.), u obzir su uzeti i obvezujući nacionalni ciljevi potaknuti EU direktivama te mehanizmi poticaja za OIE. S obzirom na visoke cijene izgradnje novih hidro postrojenja, u procjenu su uključeni samo veliki hidro projekti koji su već potvrđeni i u izgradnji.

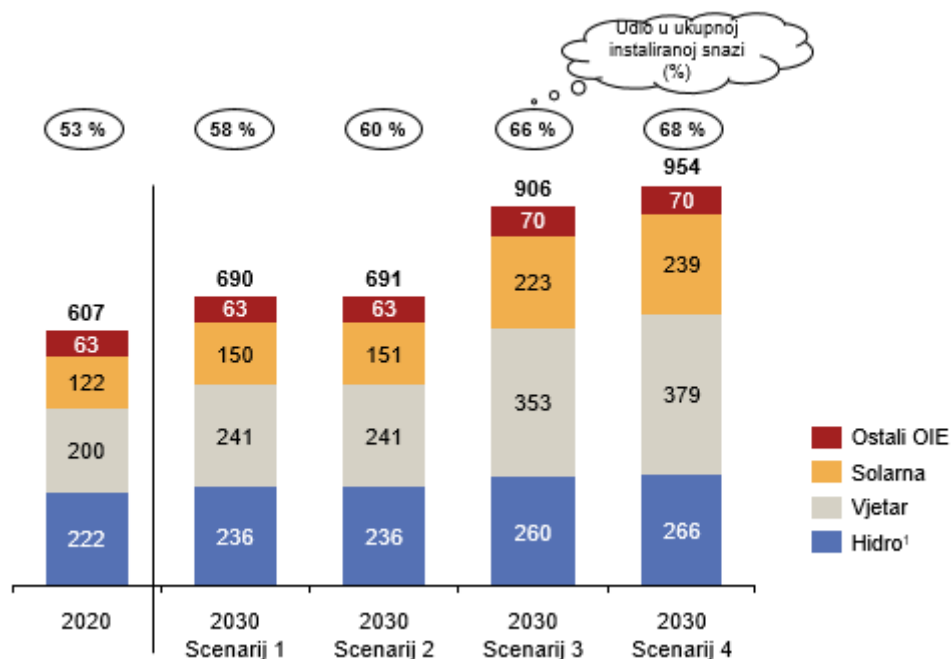
Za razdoblje do 2030. godine razrađena su četiri različita scenarija.

- **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 EU razini, te je uključena pretpostavka sporog ekonomskog napretka.
- **Drugi scenarij (S2)** je scenarij ograničenog napretka, gdje su bolji ekonomski i financijski uvjeti nego u S1, ali i dalje ne osigurava dovoljno potpora za smanjenje emisija CO₂. Pretpostavka je da će u ovom scenariju energetska učinkovitost biti djelomično 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 financijskih sredstava za provođenje postojećih energetskih politika. S obzirom na očekivanu veliku ekspanziju obnovljivih izvora energije, očekuje se da će cijena energije iz OIE-a biti na konkurentnoj razini.
- **Četvrti scenarij (S4)** je scenarij „zelene revolucije“, prema kojem će mnogo ulaganja ići u održivu energiju. Proizvodni miks je određen europskom 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 OIE kapaciteta.

Slika 4.1.8 Projekcije instalirane snage OIE-a u Europi 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 kapaciteti 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 Europi. Sukladno tome, očekuje se i smanjenje emisija CO₂ za 50 % – 80 % u odnosu na razine 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 odnoseći se na izravno 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 Desetogodišnjem planu predviđaju ulaganja 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 neizravno utjecati na smanjenje CO₂ emisija za 8 % do 2030. godine omogućavajući veći ulazak OIE-a u sustav i integraciju u europsko tržište.

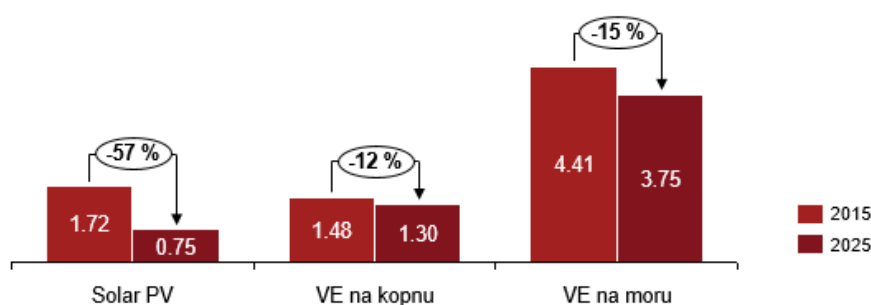
Također, distribuirani izvori energije će zahtijevati dodatnu automatizaciju i izgradnju naprednih mreža u distribucijskom sustavu.

4.1.6 Tehnologije obnovljivih izvora energije

Budućem razvoju OIE-a u prilog ide i snažan trend pada cijena tehnologija za proizvodnju iz obnovljivih izvora. Značajan potencijal za poboljšanje tehnologija imaju vjetroelektrane i solarne elektrane. Samim time bi se smanjili i troškovi ulaganja, 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 4410 eura po kW. Procjena je da će do 2025. 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 vjetroelektrana, kao u npr. turbine, poboljšanu pouzdanost i sustav 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 sustava (BOS – engl. *Balance of System*).

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

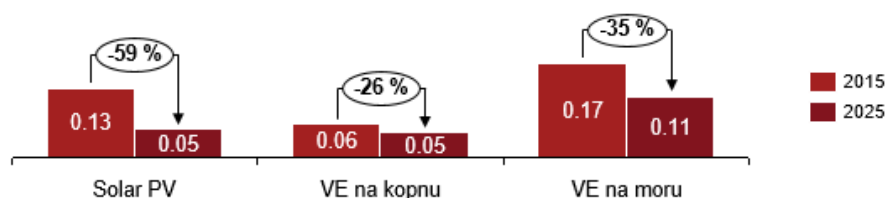


Izvor: IRENA – The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025

S obzirom na to da na povećanje proizvodnje iz solarnih elektrana, a pogotovo iz vjetroelektrana, očekuje se i smanjenje prosječne cijene proizvodnje električne energije iz navedenih elektrana (LCOE – engl. *levelised cost of electricity*). Glavni faktori LCOE su suma svih troškova za životnog vijeka elektrane i ukupna količina proizvedene električne energije tijekom 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-a na kopnu i na moru mogle pasti za 26 % i 35 %.

Slika 4.1.10 Prosječna cijena proizvodnje električne energije u EUR/kWh, 2015. – 2020. godine



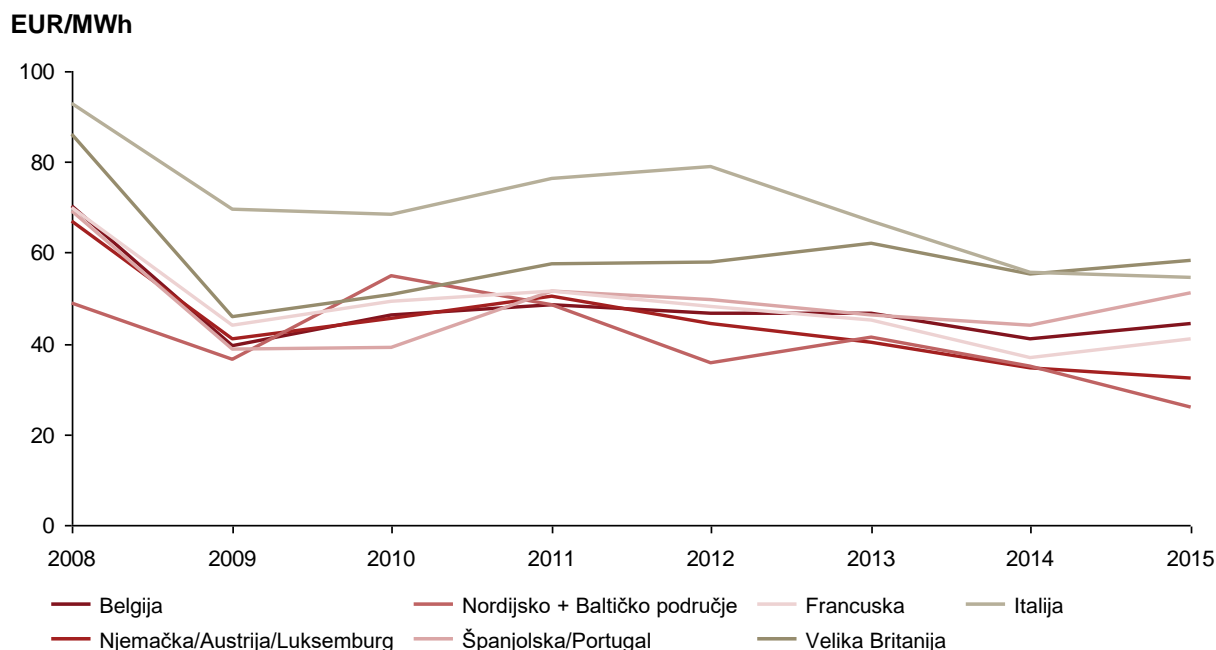
Izvor: IRENA – The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025

4.1.7 Trendovi u segmentu veleprodaje i opskrbe električnom energijom

Europska politika poticaja OIE-a, dodatno stimulirana i pojeftinjenjem tehnologije, uz sve povlastice 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 učinaka aktualnih trendova su i niske veleprodajne cijene električne energije na europskim burzama. 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 burzama, barem u srednjem roku.

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



Izvor: ACER, analiza Projektnog tima

Na „Day ahead“ (dan unaprijed) tržištu 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.

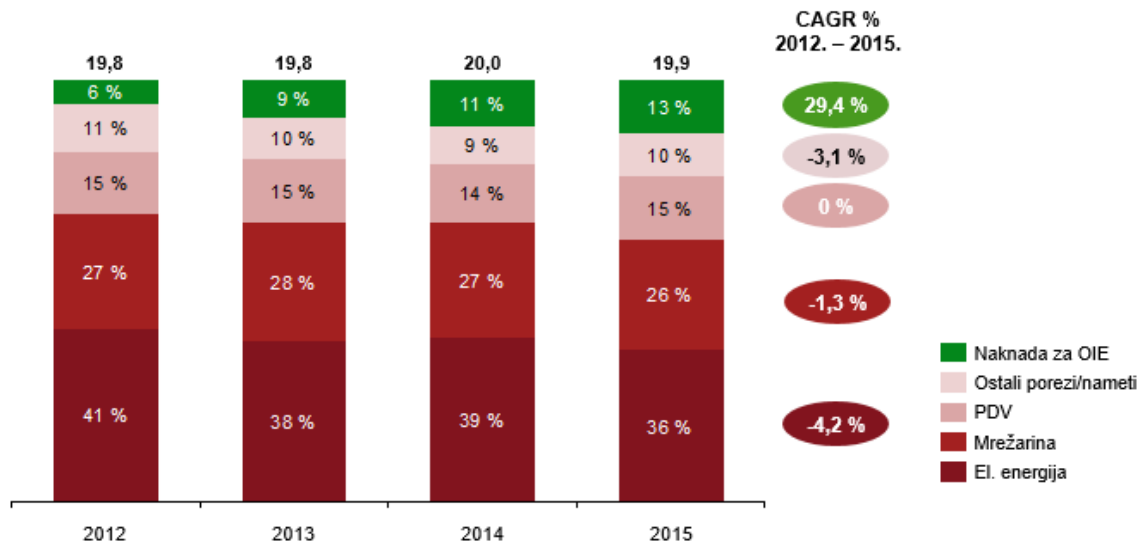
Na unutar-dnevnim tržištima, cijena bi trebala reflektirati ponudu električne energije za kraće vremenske intervale. S povećanjem udjela proizvodnje električne energije iz OIE-a, koji su nepredvidljivi, povećana je i potražnja za fleksibilnim resursima kako bi se prilagodili proizvodnji iz OIE-a i predviđanjem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

Iz perspektive elektroprivreda i trgovaca električnom energijom (engl. *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 stupanj proizvodnje ili čak suficit, ukoliko nemaju troškovno konkurentan portfelj, danas imaju prijetnju gubitka tržišnog udjela zbog nemogućnosti konkuriranja niskim veleprodajnim cijenama, ili pak visoke fiksne troškove zbog niskih iskoristivosti nekonkurentnih blokova elektrana. Poznati su brojni slučajevi državnih i privatnih elektroprivreda u Europi koje je trenutna situacija prisilila na financijske otpise, zatvaranje i/ili konzerviranje elektrana i radikalna restrukturiranja.

S druge strane, analiza ukazuje da pad veleprodajnih cijena nema utjecaja na krajnje korisnike. U razdoblju 2012. – 2015. godine krajnja cijena električne energije u Europi 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 tomu je prvenstveno rast naknada za obnovljive izvore koji se prelijevaju na krajnje korisnike. Iako je to novi namet, očito je da su europske zemlje gotovo konsenzusom prihvatile da su spremne financirati tranziciju na zelenu energiju kao dio strateškog cilja.

Slika 4.1.12 Krajnja cijena električne energije za kućanstva u Europi u EUR cent/kWh, 2012. – 2015. godine



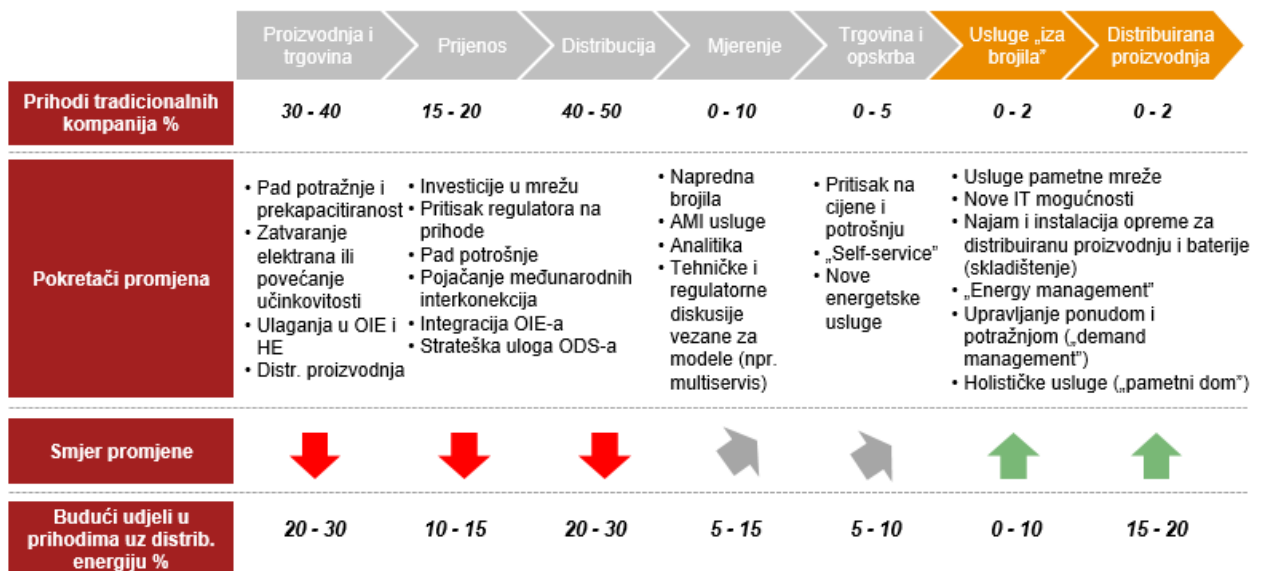
Izvor: ENTSO-E Statistcal Report 2015., ACER Market Monitoring Report 2015, analiza Projektnog tima

4.1.8 Utjecaj trendova na transformaciju sektora i nove poslovne modele

Prema istraživanju PwC konzultantske kuće, preko 70 % predsjednika uprava energetskih subjekata u Europi 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 su trendovi već 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 brojila 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 odgovarajuće povrate na (velike) ulaganja (ROIC, ROI) i imovinu (ROA, RORAB), (ii) promjene strukture tržišta gdje se linearni sustavi zamjenjuju decentraliziranom energijom i proizvodnjom:

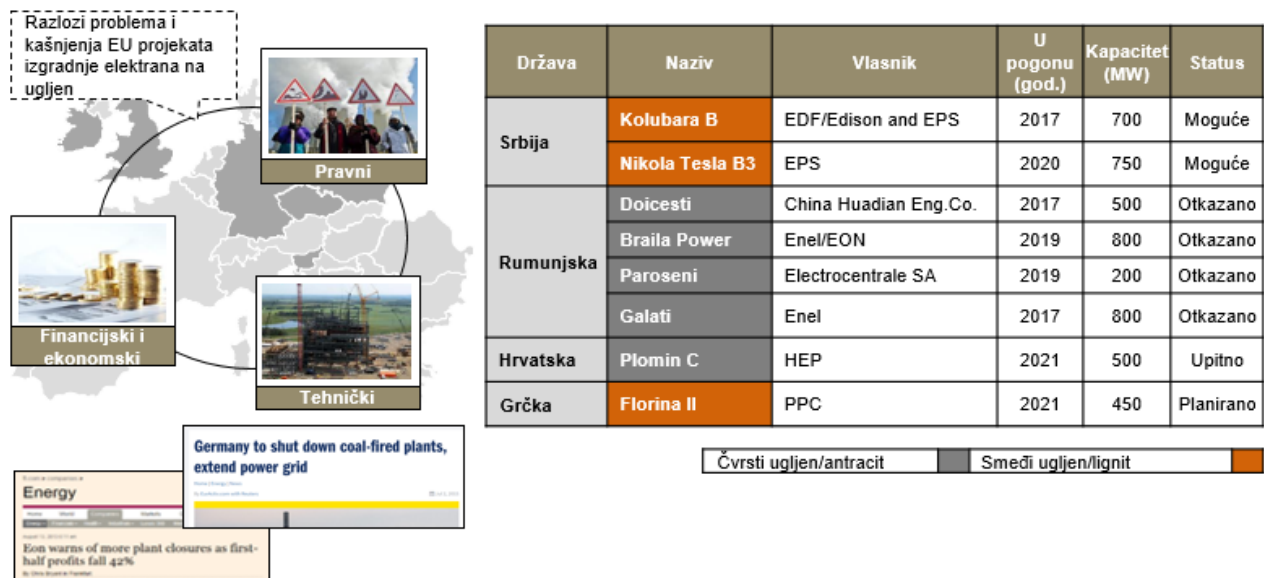
- penetracijom koncepta „prosumera“ koji samostalno namiruju dio svojih potreba za električnom energijom što će biti još izraženije u scenariju izgradnje zgrada gotovo nulte energije (engl. *Nearly Zero Energy Building*) koje troše vrlo malo energije, zadovoljene iz OIE-a;
- sve snažnijim ulaskom malih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

te (iii) osnaživanjem koncepta jedinstvenog europskog tržišta s većim interkonekcijskim kapacitetima i suradnjom, dovele su 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 njihova životnog vijeka, (iv) rade financijske otpise ili pak snose gubitke zbog niskih iskoristivosti 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 domeni 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 Ilustrativan prikaz trendova u domeni investicijskih odluka elektroprivreda

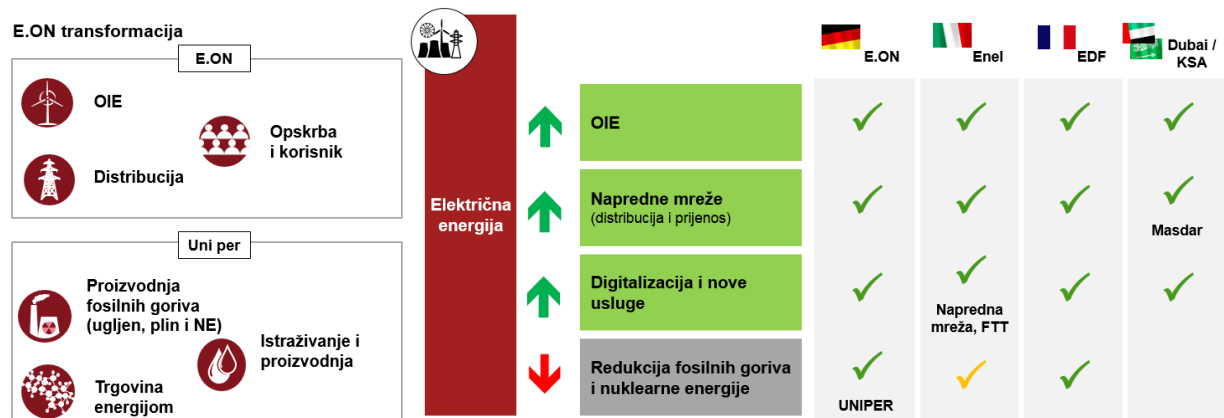


Izvor: Datamonitor: Power Assets Database 2011, icis.com, Enerlytics – Kraftwerke | Invest Essentials | Project Overview, May 2012 | comsar.com, sourcewatch.org, web-stranice elektroprivreda, analiza Projektnog tima

Prema istraživanju Sveučilišta 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 plinova 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, gdje prednjači zapadna Europa. Posebno su interesantni primjeri Njemačkih kompanija E.on i RWE koje su, potaknute radikalnim promjenama na domaćem tržištu, bile primorane provesti veće zahvate restrukturiranja.

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



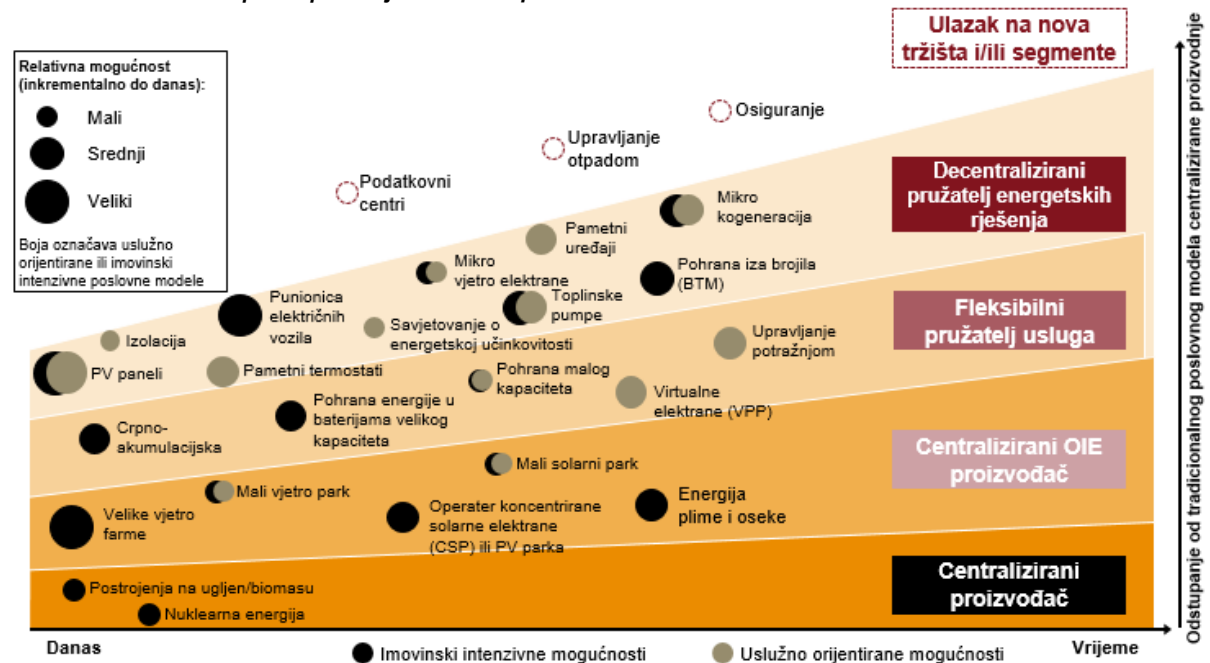
Izvor: analiza Projektnog tima

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 opskrbe. Na taj način se postiglo nekoliko ključnih učinaka: ulagači su dobili veću transparentnost portfelja 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 sustava/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 razvoju istih.

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

Slika 4.1.16 Ilustrativni prikaz potencijala različitih poslovnih modela



Izvor: analiza Projektnog tima

U kontekstu Bosne i Hercegovine, već se danas uočava potreba za pripremom i realizacijom investicijskih aktivnosti u smjeru novih tehnologija poput spremnika/baterija (engl. *storage*) električne energije, hidroagregata, „PSH“ (engl. *pumped storage hydro*) posebice s obzirom na to da na očekivani rast instaliranih kapaciteta vjetroelektrana, izgradnju novih nuklearnih blokova u Mađarskoj koji 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 tercijarnoj.

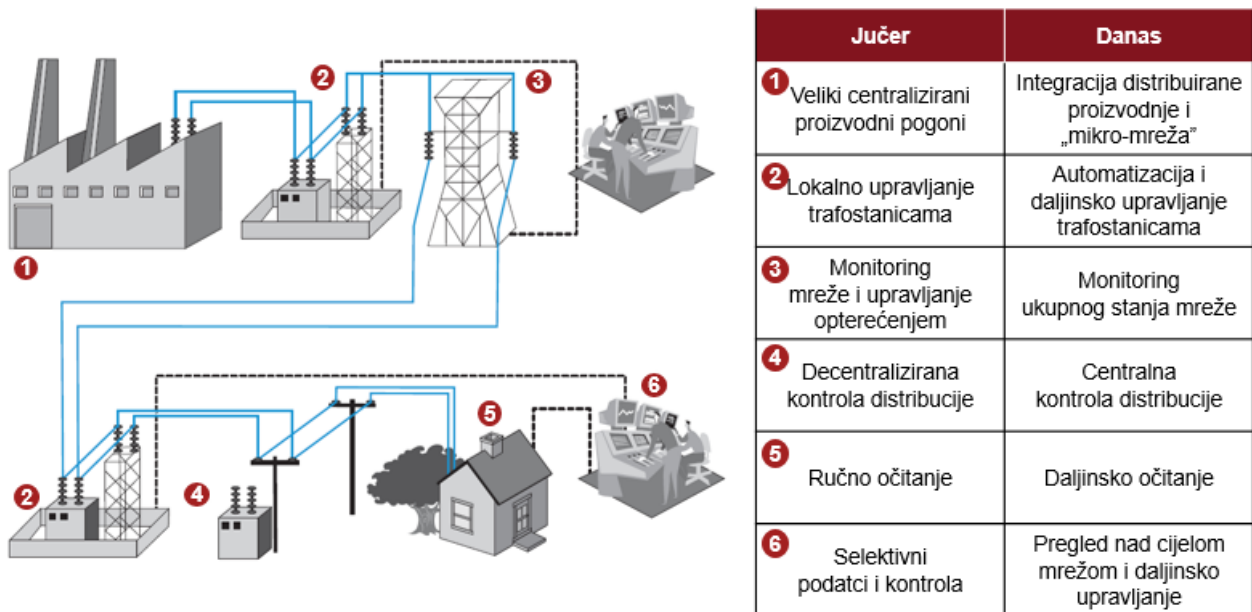
Stoga elektroprivrede, pogotovo one u javnom vlasništvu, te drugi dionici tržišta moraju ubrzano graditi kompetencije i sklapati strateška partnerstva koja će im omogućiti prisutnost u novom spektru lanca vrijednosti.

Potrebno je naglasiti da bi cijeli sektor imao koristi od što skorijeg uvođenja novih procesa odnosa sa korisnicima (njihove retencije i akvizicije), te novih proizvoda i usluga dodane vrijednosti. Uspješna provedba 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 dobivenu vrijednost.

Kako bi se novi poslovni modeli uspješno provodili na tržištu, potrebna je i moderna infrastruktura. Uloga OPS (Operator prijenosnog sustava) i ODS (Operator distribucijskog sustava) kompanija je iz tog aspekta od iznimne važnosti budući da oni predstavljaju „kičmu“ sustava. Napredni proizvodi i usluge zahtijevaju dvosmjernu komunikaciju i agilnu infrastrukturu kakvu pružaju napredne mreže „smart grid“ 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



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 globalnoj razini
- ✓ EU predvodi agendu dekarbonizacije u svijetu kontinuiranom provedbom obvezujućih politika i direktiva
- ✓ dugogodišnja tendencija i ulaganje u uspostavu jedinstvenog europskog energetskog tržišta
- ✓ stagnacija potrošnje u Europi, pad iskoristivosti 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 plin

Nafta i plin su najznačajniji globalni energenti, gdje nafta sačinjava oko 32 %, a prirodni plin 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 makro-ekonomske posljedice.

4.2.1 Tržište sirove nafte

Sirova nafta je ključna sirovina jer se njezinom preradom dobiva niz proizvoda koji se redovito koriste u svakodnevnom životu. Najveći udio ukupne potrošnje nafte u 2015. ima sektor transporta, oko 65 %. Nafta se ujedno koristi u različitim industrijama poput petrokemijske, 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 Dubaija 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 nepredvidivost, poglavito u 2008. i 2014. godini. Cijena nafte pod nazivom „Dated Brent“ zapravo predstavlja cijenu nafte temeljenu na trgovanju fizičkim teretima nafte iz četiriju ležišta u Sjevernom moru (Brent, Forties, Oseberg i Ekofisk) i financijskih 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, nepredvidivost 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 razdoblju od 2000. do 2008. godine potražnja je imala snažniji rast u odnosu na ponudu što je kulminiralo povijesno najvišom cijenom nafte u 2008. godini, u iznosu od 144,3 \$/bbl. Globalna financijska kriza u 2008. godini prouzročila je pad cijene nafte od 77 % (Slika 4.2.1), nakon kojega je OPEC (engl. *Organization of the Petroleum Exporting Countries*) smanjio proizvodnju u cilju stabilizacije cijena. U narednom razdoblju razvitak 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 financijski čimbenici će izgledno nastaviti imati najznačajniji utjecaj na cijenu nafte.

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

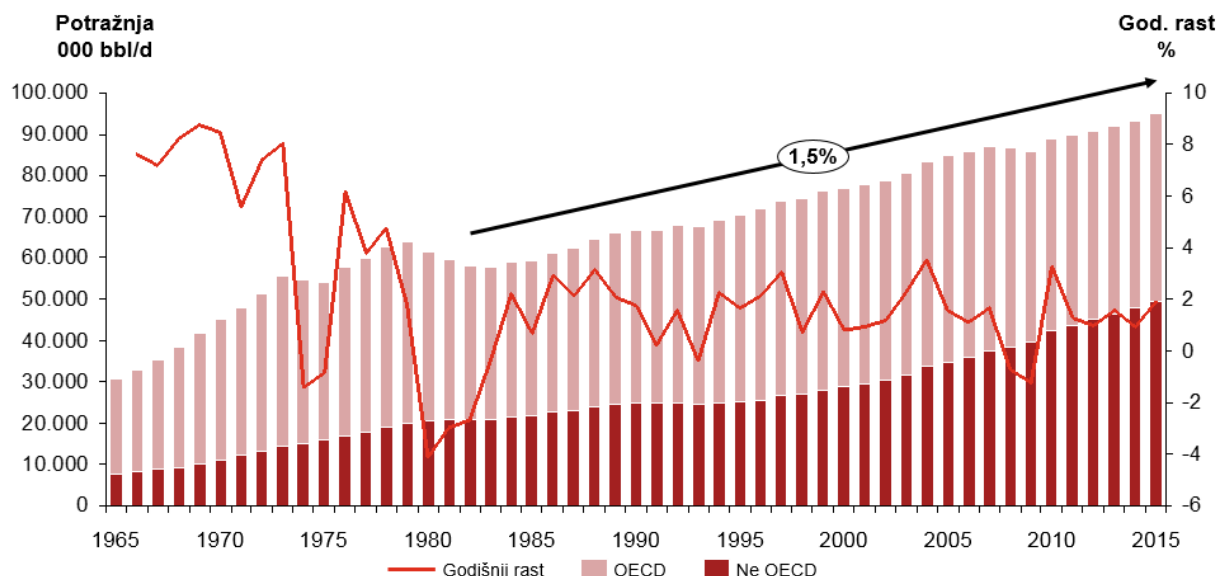


Izvor: Bloomberg

Potražnja sirove nafte, od početka 1980-ih, ostvaruje prosječni porast na godišnjoj razini od oko 1,5 % (Slika 4.2.2). U grafu koji promatramo, 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 Europi zabilježila pad od oko 2 % u odnosu na 2003. godinu, dok je u ostatku svijeta rast potražnje na godišnjoj razini iznad 2 %. Ustaljen rast potražnje za sirovom naftom je nužan za stabilizaciju i povećanje cijena nafte u narednom razdoblju.

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



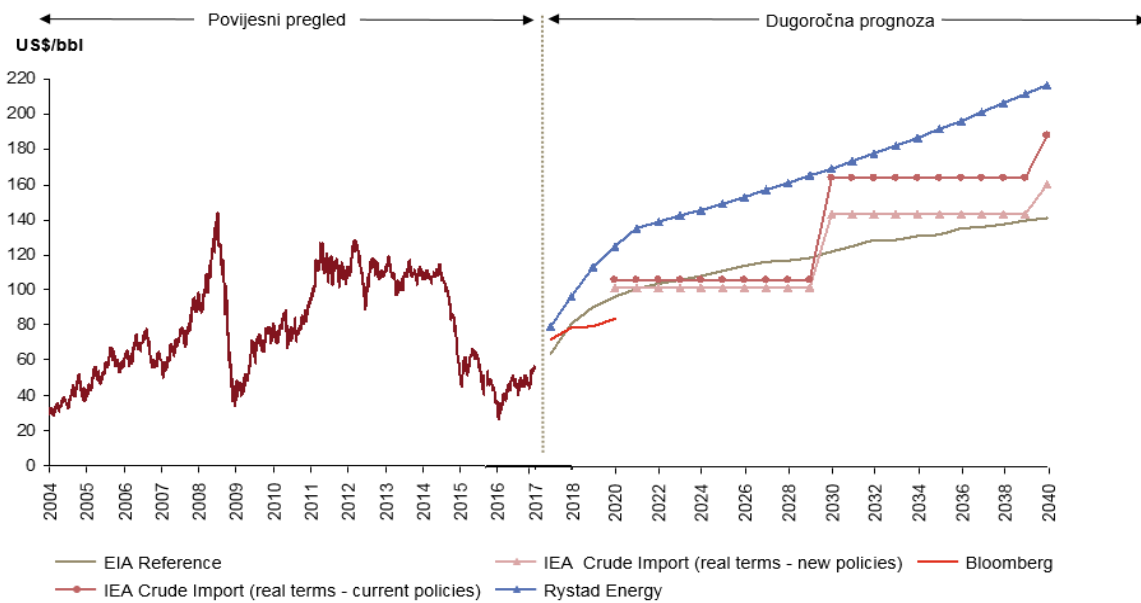
Izvor: BP Statistical Review of World Energy June 2016

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 razdoblju neće imati velikog utjecaja na cijenu nafte zbog velikih količina sirove nafte u skladištima, koje se procjenjuju na 3,1 milijardu barela na globalnoj razini. To je povećanje inventara od 17 % u odnosu na lipanj 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 (engl. *International Energy Agency*), potražnja za sirovom naftom u 2016. godini je narasla za 1,6 milijuna bbl/dan, što je iznad predviđanja ranijih godina koja su predviđala rast oko 1,3 milijuna bbl/dan, ali prema predviđanjima za 2017. godinu očekuje se usporavanje s predviđenim rastom od 1,4 milijuna bbl/dan. Procjene kretanja ponude i potražnje u 2017. predviđaju njihovu konvergenciju što će imati pozitivan 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 razdoblju. Predviđanja Međunarodne energetske agencije (IEA) uzimaju u obzir učinke provedbe novih regulativa (engl. *NPS – new policy scenario*) koje su donesene na konferenciji o klimatskim promjena u Parizu 2015. godine i predviđanja koja se temelje na postojećim regulativama (engl. *CPS – current policy scenario*). Cilj novih regulativa je ograničenje koncentracije stakleničkih plinova na oko 450 ppm, što je procijenjena maksimalna dopustiva koncentracija stakleničkih plinova da bi se globalno zatopljenje zadržalo ispod 2 °C. U 2015. godini potrošnja sirove nafte iznosila je 92,5 milijuna bpd (barela po danu), uz konstantan rast tijekom posljednjih 30 godina od 35 milijuna bpd. Ukoliko se nastavi takav trend, u 2040. se očekuje potrošnja od oko 120 milijuna bpd, dok CPS scenarij predviđa potražnju od 117 milijuna bpd, te NPS scenarij od 103 milijuna 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 narednom desetljeću rasti u odnosu na trenutno razdoblje početkom 2017. godine.

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



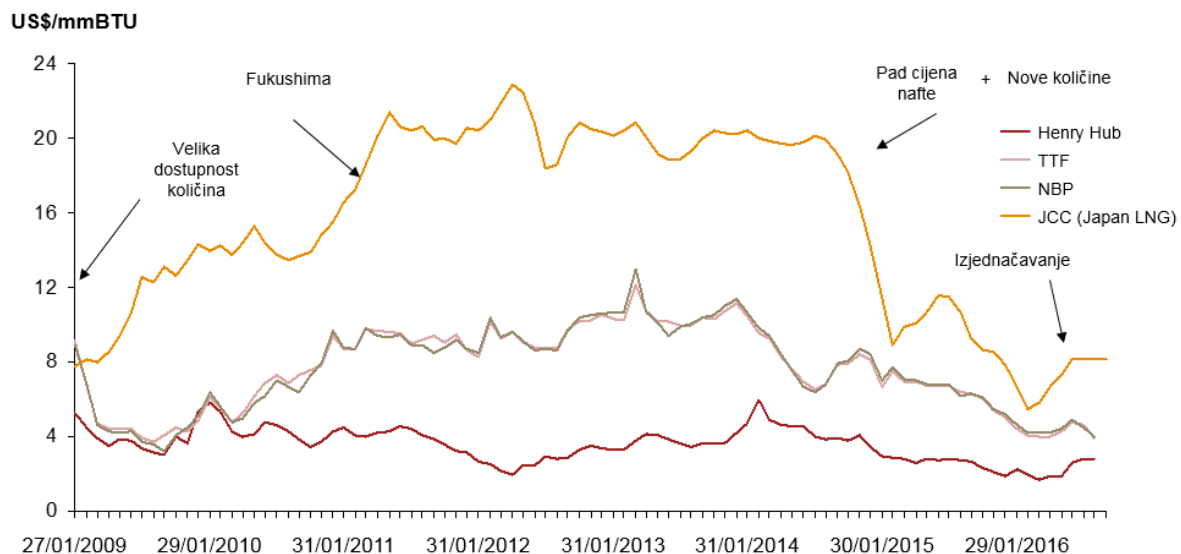
Izvor: EIA-AEO-January 2017, IEA World Energy Outlook 2016, Rystad Energy, Bloomberg CPF at January 2017

4.2.2 Tržište prirodnog plina

Proizvođači prirodnog plina susreću se s vrlo sličnim izazovima kao i proizvođači sirove nafte. Stabilnost u sektoru nafte ključna je i za proizvođače plina. Prema prosječnim mjesečnim cijenama plina na pojedinim tržištima (Slika 4.2.4), može se primijetiti pad cijene plina u odnosu na razine iz 2014. godine. Pad cijene nafte je djelomično uzrokovao navedeni pad, ali kako regionalne burze plinom i utjecaj LNG-a (engl. *liquified natural gas* – ukapljeni prirodni plin) dovode do veće likvidnosti i mogućnosti „spot“ nabave prirodnog plina i polaganu dislokaciju od cijena nafte, taj utjecaj slabi. Istovremeno, dolazak novih količina LNG-a na tržište prirodnog plina dovodi do pritiska na cijene. LNG trenutno sačinjava oko 10 % ukupne potrošnje plina u svijetu s prosječnom godišnjom stopom rasta od 6,6 %, u razdoblju od 2000. do 2014. godine.

Prednost LNG-a je mogućnost prijevoza pomorskim transportom na globalnoj razini. Međutim, plinovodi će i dalje imati značajnu ulogu. Tako su za Europu bitni novi izvori i pravci opskrbe, poput Sjevernog toka 2, TANAP-a, TAP-a, IAP-a. 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 burzi plina u SAD-u, EU-u i Aziji te stvaranje „spot“ tržišta plina. 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 plina, očekuje se daljnje povećanje zastupljenosti LNG-a u budućnosti.

Slika 4.2.4 Prosječna mjesečna cijena plina na odabranim tržištima u US\$/mmBTU, siječnja 2009. – kolovoza 2016. godine

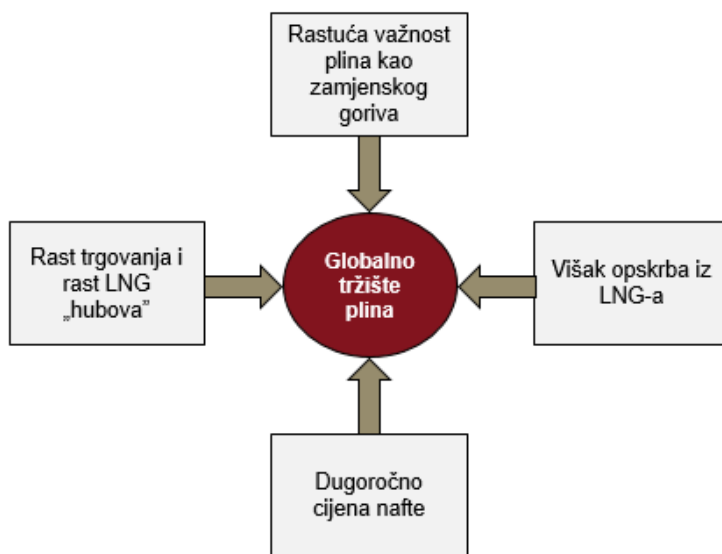


Izvor: Bloomberg

Priradni plin kao niskougljično gorivo potencijalno će dobivati na značaju u narednom razdoblju, kao poveznica između sadašnjosti i niskougljične budućnosti. Postoje višestruki razlozi zbog kojih se smatra da će prirodni plin u narednim desetljećima postati drugi najzastupljeniji izvor energije nakon tekućih goriva. Procjenjuje se da su trenutne potvrđene rezerve prirodnog plina dovoljne za više od 50 godina prema sadašnjoj potrošnji, te također postoji potencijal otkrivanja novih rezervi plina u pojedinim regijama svijeta što osigurava dostatnost u narednim desetljećima. Sigurnost opskrbe je ključna iz više aspekata i jedan je od glavnih preduvjeta za ekonomski razvoj. Prirodni plin omogućuje opskrbu iz više izvora, ali i razvijanje domaće proizvodnje. Trenutno najzastupljeniji način opskrbe plinom je putem plinovoda jer omogućuje učinkovit transport velikih količina plina, ali mali broj dobavnih pravaca smanjuje fleksibilnost kupaca i, u nekim slučajevima, sigurnost opskrbe. Zbog velikog smanjenja volumena plina kada je u tekućem stanju, LNG predstavlja jedan od glavnih načina diversifikacije opskrbe plinom, a rast kapaciteta ukapljivanja, poglavito u Australiji i Sjevernoj Americi, doprinosi proširenju tržišnog natjecanja i diversifikaciji izvora opskrbe. Održivost je jedna od glavnih prednosti prirodnog plina u odnosu na druga fosilna goriva. Prema sadašnjem trendu emisija stakleničkih plinova, cilj sprječavanja povećanja globalnog zatopljenja iznad 2 °C u odnosu na predindustrijsko razdoblje je nedostižan. Povećanjem energetske učinkovitosti i prelaskom s ugljena na prirodni plin, emisije stakleničkih plinova bi se znatno smanjile. Primjerice, elektrane koje koriste plin proizvode upola manje emisija ugljičnog dioksida u odnosu na elektrane koje koriste ugljen. Plin ima potencijal postanka najzastupljenijeg globalnog energenta u narednim desetljećima zbog njegove dostatnosti, mogućnosti osiguranja opskrbe i održivosti korištenja.

Uloga plina važna je za Europu zbog dostizanja ciljeva smanjenja emisija stakleničkih plinova i diversifikacije energetske izvora korištenjem plina umjesto ostalih fosilnih goriva. Zbog predviđenog rasta potražnje prirodnog plina od 20 % do 2035. godine i smanjenja proizvodnje prirodnog plina u Europi od 42 % u istom razdoblju, ovisnost o uvozu će se značajno povećati. Povećanje broja dobavnih pravaca je od posebne važnosti za EU koja trenutno sačinjava oko 13 % svjetske potražnje plina, 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 plina i LNG-a. Svjetski razvoj tržišta LNG-a i jedinstveno tržište u Europi koje omogućuje izgradnju novih interkonekcija plinovoda između EU zemalja otvara mogućnost diversifikacije uvoznih pravaca i povećava sigurnost opskrbe.

Slika 4.2.5 Tržišna dinamika koja oblikuje tržište plina

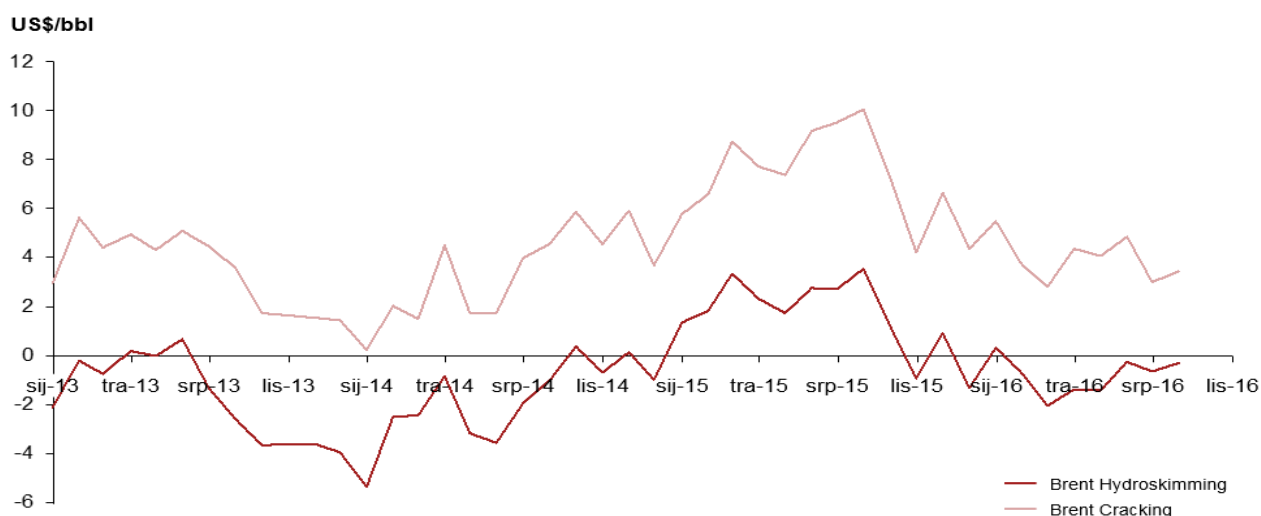


Izvor: analiza Projektnog tima

4.2.3 Prerada sirove nafte

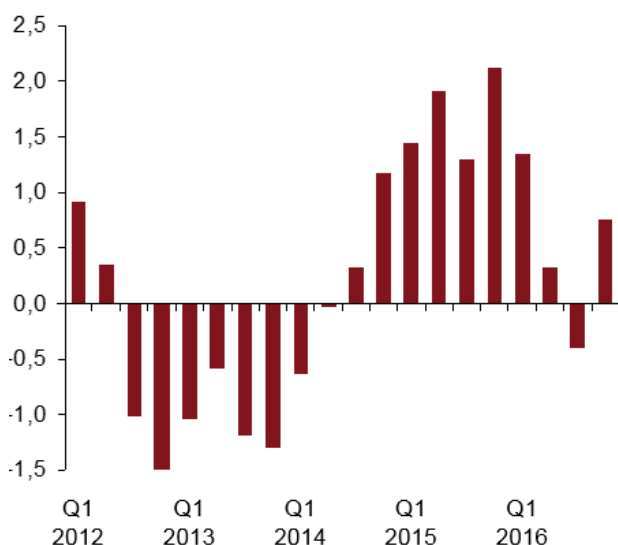
Pad cijena nafte u 2014. godini prouzročio je povećanje rafinerijskih marži (Slika 4.2.6), zbog kojih rafinerije veće kompleksnosti u sjeverozapadnoj Europi poboljšano posluju. Rafinerijske marže u najvećem dijelu ovise o cijeni ulazne sirovine, stupnju modernizacije koja utječe na vrstu proizvedenih 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 iskoristiti 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, siječnja 2013. – kolovoza 2016. godine

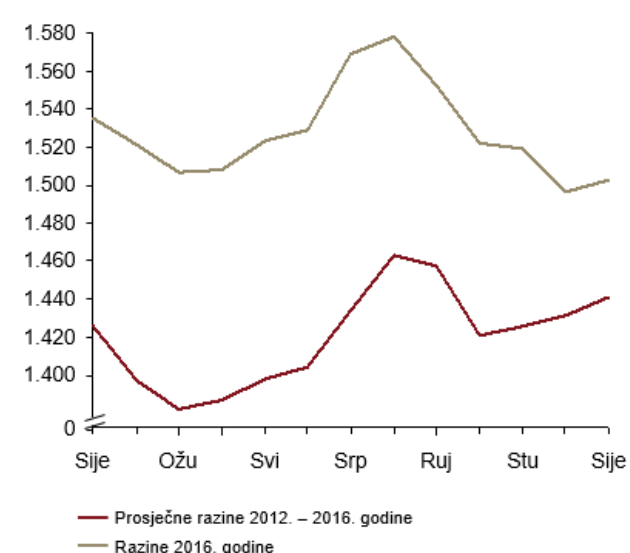


Izvor: IEA, BP, Wood Mackenzie

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



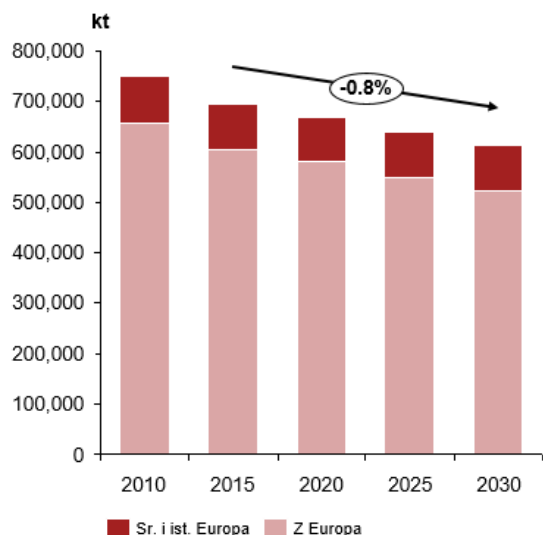
Slika 4.2.8 Količine naftnih derivata u skladištima u zemljama OECD-a u mil. bbl, 2012. – 2016. godine



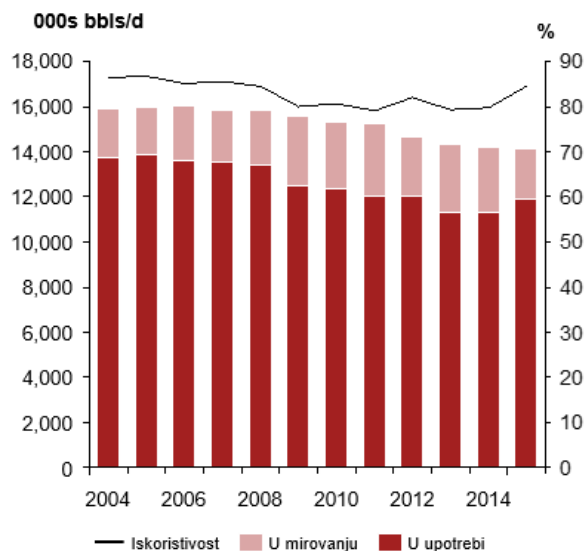
Izvor: EIA, Short-term energy and summer fuels outlook, IEA Oil Market Report 2017

Zbog povećanja učinkovitosti i strategije dekarbonizacije očekuje se pad potražnje za naftnim derivatima u Europi u narednim desetljećima (Slika 4.2.9). Smanjenje potražnje naftnih derivata predvode zemlje zapadne Europe. Povoljnu situaciju za prerađivače odražava rast iskoristivosti kapaciteta rafinerija (Slika 4.2.10), ali također zbog smanjenja potražnje derivata u Europi 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 Europi, 2004. – 2015. godine



Izvor: IEA, BP, Wood Mackenzie

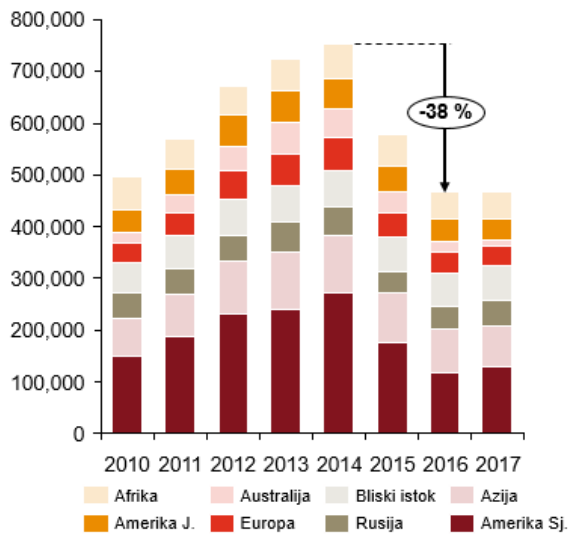
4.2.4 Trendovi ulaganja i poslovni modeli naftnih kompanija

Prethodno navedena nepredvidljivost cijene sirove nafte sugerira da je padom cijene 2014. godine, najvjerojatnije, 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, rezultirali su 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 globalnoj razini od 38 % u 2016. godini u odnosu na 2014. godinu (Slika 4.2.11).

Razina 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 Europi 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 razinama proizvodnje.

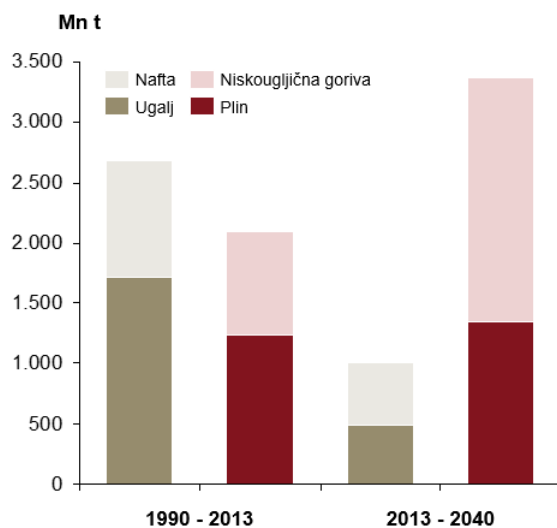
Slika 4.2.11 Globalni Upstream CAPEX po regijama u US\$, 2010. – 2017. godine



Izvor: Rystad Energy

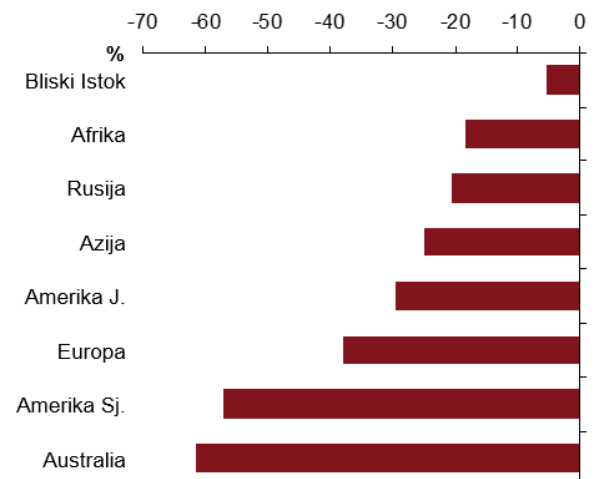
Omjer potrošnje fosilnih i niskougljičnih goriva, najvjerojatnije će se uvelike promijeniti u budućnosti s obzirom na današnjicu, kako bi se smanjile klimatske promjene (Slika 4.2.13). Fosilna goriva, posebice ugljen i nafta, su dosad bili najzastupljeniji primarni energenti. Prema novim regulativama i ciljevima postavljanim u cilju smanjenja globalnog zatopljenja i smanjenja utjecaja na okoliš, prirodni plin i niskougljična goriva će preuzeti ulogu nafte i ugljena u narednim desetljećima. 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

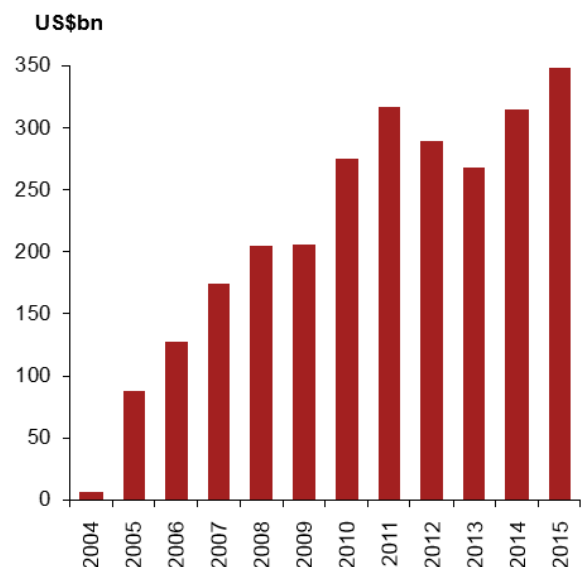


Izvor: IEA

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. godine



Neke od najvećih svjetskih naftnih kompanija su već počele ulagati u čistu energiju. Na taj su način 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 učinkovitost u kasnom životnom ciklusu imovine) |
| Postepena transformacija na „čistu“ proizvodnju | <ul style="list-style-type: none"> „Oil & Gas“ kompanije, zadržavaju fosilni portfelj, 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 ulaganjima u alternativan proizvodni portfelj Zadržavanje poslovnog modela do kraja komercijalne isplativosti | <ul style="list-style-type: none"> Odabrani igrači |

Tablica 4.2.2 Primjeri promjene modela

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

Izvor: analiza Projektnog tima

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

- ✓ industrija istraživanja i prerade nafte se nalazi pred izazovnim razdobljem, 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 provesti strateški okvir u Bosni i Hercegovini na način da maksimalno privlači ulaganja te stimulira aktivnosti istraživanja i proizvodnje ugljikovodika
- ✓ trendovi pada potrošnje i stroži regulatorni uvjeti i u budućnosti će otežavati rad rafinerija, posebice onih s niskim stupnjem modernizacije

5 ENERGETSKI SEKTOR BOSNE I HERCEGOVINE

5.1 Presjek regulatorno-institucionalnog okvira

5.1.1 Ugovor o osnivanju Energetske zajednice

S aspekta međunarodnih obveza 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. listopada 2005. godine, a stupio je na snagu 1. srpnja 2006. godine. Jednoglasnom Odlukom Ministarskog vijeća Energetske zajednice od 24. listopada 2013. godine, Ugovor koji je prvobitno zaključen na razdoblje od deset godina, produžen je za dodatnih deset godina. Ugovor su zaključile Europska unija, s jedne strane, i Albanija, Bosna i Hercegovina, Crna Gora, Kosovo², Makedonija, Moldavija, Srbija, Ukrajina i Gruzija, s druge strane.

U skladu s izraženim interesom, u radu tijela Energetske zajednice sudjeluju: Austrija, Bugarska, Češka, Francuska, Finska, Grčka, Hrvatska, Italija, Cipar, Latvija, Mađarska, Nizozemska, Njemačka, Poljska, Rumunjska, Slovačka, Slovenija, Švedska i Ujedinjeno Kraljevstvo. Ovih 19 tzv. zemalja sudionica iz Europske unije izravno sudjeluju u radu tijela Energetske zajednice, a njihove pozicije prilikom glasovanja izražava Europska komisija. Status promatrača 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 privući investiranje u plinsku mrežu, proizvodnju električne energije, prijenosnu i distributivnu mrežu, kako bi sve ugovorne strane imale pristup stabilnoj i neprekidnoj opskrbi 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 danih tržišta ovih proizvoda;
- c) pojačali sigurnost opskrbe jedinstvenog regulatornog prostora osiguravanjem stabilnog ambijenta za ulaganja u kojem se mogu razvijati veze s kaspiskim, sjevernoafričkim i bliskoistočnim rezervama plina te eksploatirati domaći izvor energije, poput prirodnog plina, nafte i hidroenergije;
- d) poboljšali situaciju u pogledu okoliša u vezi s mrežnom energijom i uz to vezanu energetske učinkovitost, te povećali korištenje obnovljive energije, i utvrdili uvjete za trgovinu energijom u okviru jednog jedinstvenog regulatornog prostora;
- e) razvili tržišnu konkurenciju mrežne energije na široj geografskoj razini te koristili ekonomiju obima.

Kako bi se ispunili ovi zadatci, ugovorne strane su obvezne postepeno preuzimati dijelove pravne stečevine, „acquisa“, na način da u svoje zakonodavstvo transponiraju zahtjeve i pravila odgovarajućih direktiva i uredbi Europske unije u područjima električne energije, plina, zaštite okoliša, konkurencije, obnovljivih izvora energije, energetske učinkovitosti, 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 plina 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 opskrbljivača i odvajanje mrežnih aktivnosti koje su prirodni monopol pa se reguliraju (prijenos, distribucija) od djelatnosti gdje je moguća konkurencija (proizvodnja, opskrba). Usvajanje energetske „acquisa“ se zahtijeva i Sporazumom o stabilizaciji i pridruživanju.

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

² U skladu sa Rezolucijom UN-a, BiH nije priznala Kosovo

Tablica 5.1.1 Obvezujuće direktive i uredbe za Bosnu i Hercegovinu

| Električna energija | | |
|---|-----------------|---|
| Pravni akt | Datum donošenja | Rok provedbe |
| 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 Europskog parlamenta i Vijeća | lipanj 2013. | 24. prosinca 2015. |
| Uredba Komisije (EU) br. 838/2010/EU od 23. rujna 2010. o utvrđivanju smjernica koje se odnose na mehanizam naknade između operatora prijenosnih sustava i zajednički regulatorni pristup naplati prijenosa | rujan 2010. | 1. siječnja 2014. |
| Direktiva 2009/72/EZ Europskog parlamenta i Vijeća od 13. srpnja 2009. o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije i stavljanju van snage Direktive 2003/54/EZ | srpanj 2009. | 1. siječnja 2015., osim za član 9(1) gdje je rok: 1. lipnja 2016., član 9(4) : 1. lipnja 2017. i član 11: 1. siječnja 2017. |
| Direktiva 2005/89/EZ Europskog parlamenta i Vijeća o mjerama zaštite sigurnosti opskrbe električnom energijom i ulaganja u infrastrukturu | siječanj 2006. | 31. prosinca 2009. |
| Uredba (EZ) br. 714/2009 Europskog parlamenta i Vijeća o uvjetima za pristup mreži za prekograničnu razmjenu električne energije i stavljanju van snage Uredbe (EZ) br. 1228/2003 | srpanj 2009. | 1. siječnja 2015. |
| Plin | | |
| Pravni akt | Datum donošenja | Rok provedbe |
| Direktiva 2009/73/EZ Europskog parlamenta i Vijeća o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište prirodnog plina i stavljanju van snage Direktive 2003/55/EZ | srpanj 2009. | 1. siječnja 2015., osim član 9(1): 1. lipnja 2016., član 9(4): 1. lipnja 2017. i član 11: 1. siječnja 2017. |
| Direktiva Vijeća 2004/67/EZ o mjerama zaštite sigurnosti opskrbe prirodnim plinom ³ | travanj 2004. | 31. prosinca 2009. |
| Uredba (EZ) br. 715/2009 Europskog parlamenta i Vijeća o uvjetima za pristup mrežama za transport prirodnog plina i stavljanju van snage Uredbe (EZ) br. 1775/2005 | srpanj 2009. | siječanj 2017. |
| Obnovljivi izvori | | |
| Pravni akt | Datum donošenja | Rok provedbe |
| Direktiva 2009/28/EZ Europskog 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 | travanj 2009. | 1. siječnja 2014. |
| Energetska učinkovitost | | |
| Pravni akt | Datum donošenja | Rok provedbe |
| Direktiva 2012/27/EU Europskog parlamenta i Vijeća o energetske učinkovitosti, izmjeni Direktiva 2009/125/EZ i 2010/30/EU i stavljanju van snage Direktiva 2004/8/EZ i 2006/32/EZ | listopad 2012. | 15. listopada 2017. |
| Direktiva 2010/31/EU Europskog parlamenta i Vijeća o energetske učinkovitosti zgrada | svibanj 2010. | 30. rujna 2012. |

³ U EZ-u, u proceduri je provedba nove Regulative (EU) br. 994/2010 Europskog parlamenta i Savjeta koja stavlja van snage Direktivu Vijeća 2004/67/EZ

| | | |
|---|------------------------|---------------------|
| Direktiva 2010/30/EU Europskog parlamenta i Vijeća o označavanju potrošnje energije i ostalih resursa proizvoda vezanih s energijom uz pomoć oznaka i standardiziranih informacija o proizvodu | svibanj 2010. | 31. prosinca 2011. |
| Direktiva 2006/32/EZ Europskog parlamenta i Vijeća o energetske učinkovitosti u krajnjoj potrošnji i energetske uslugama te o stavljanju van snage Direktive Vijeća 93/76/EEZ | travanj 2006. | 31. prosinca 2011. |
| Nafta | | |
| Pravni akt | Datum donošenja | Rok provedbe |
| Direktiva Vijeća 2009/119/EZ o obvezi država članica da održavaju minimalne zalihe sirove nafte i/ili naftnih derivata | rujan 2009. | 1. siječnja 2023. |
| Infrastruktura | | |
| Pravni akt | Datum donošenja | Rok provedbe |
| Uredba (EU) br. 347/2013 Europskog parlamenta i Vijeća o smjernicama za transeuropsku 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 | travanj 2013. | 31. prosinca 2016. |
| Statistika | | |
| Pravni akt | Datum donošenja | Rok provedbe |
| Uredba Komisije (EU) br. 431/2014 o izmjeni Uredbe (EZ) br. 1099/2008 Europskog parlamenta i Vijeća o energetske statistici s obzirom na provedbu godišnjih statistika o potrošnji energije u domaćinstvima | travanj 2014. | 31. prosinca 2016. |
| Uredba Komisije (EU) br. 147/2013 o izmjeni Uredbe (EZ) br. 1099/2008 Europskog parlamenta i Vijeća o energetske statistici s obzirom na provedbu ažuriranja mjesečne i godišnje energetske statistike | veljača 2013. | 31. prosinca 2013. |
| Direktiva 2008/92/EZ Europskog parlamenta i Vijeća o postupku Zajednice za poboljšanje transparentnosti cijena plina i električne energije koje se zaračunavaju industrijskim krajnjim korisnicima | listopad 2008. | 31. prosinca 2013. |
| Uredba (EZ) br. 1099/2008 Europskog parlamenta i Vijeća o energetske statistici | listopad 2008. | 31. prosinca 2013. |
| Konkurencija | | |
| Pravni akt | Datum donošenja | Rok provedbe |
| 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, • zlouporaba dominantne pozicije, • pružanje državne pomoći koja uzrokuje ili prijeti poremećajem konkurencije. | | siječanj 2017. |
| Zaštita okoliša | | |
| Pravni akt | Datum donošenja | Rok provedbe |
| Direktiva (EU) 2016/802 Europskog parlamenta i Vijeća o smanjenju sadržaja sumpora u određenim tekućim gorivima i Provedbena odluka Komisije (EU) 2015/253 od 16. veljače 2015. o utvrđivanju pravila uzorkovanja i izvješćivanja u skladu s Direktivom Vijeća 1999/32/EZ za sadržaj sumpora u brodskim gorivima | svibanj 2016. | 30. lipnja 2018. |

| | | |
|--|----------------|--------------------|
| Direktiva 2011/92/EU Europskog parlamenta i Vijeća o procjeni učinaka određenih javnih i privatnih projekata na okoliš, izmijenjena Direktivom 2014/52/EU | prosinac 2011. | 1. siječnja 2019. |
| Direktiva 2010/75/EU Europskog parlamenta i Vijeća o industrijskim emisijama (integrirano sprečavanje i kontrola zagađenja) – samo Poglavlje III, Aneks V i član 72(3)-(4) | studeni 2010. | 1. siječnja 2018. |
| Direktiva 2004/35/EU Europskog parlamenta i Vijeća o odgovornosti za okoliš u pogledu sprečavanja i otklanjanja štete u okolišu, izmijenjena Direktivom 2006/21/EZ, Direktivom 2009/31/EZ i Direktivom 2013/30/EU | travanj 2004. | 1. siječnja 2021. |
| Direktiva 2001/80/EZ Europskog parlamenta i Vijeća o ograničenju emisija određenih zagađivača zraka iz velikih uređaja za loženje | listopad 2001. | 31. prosinca 2017. |
| Direktiva 2001/42/EU Europskog parlamenta i Vijeća o procjeni učinaka određenih planova i programa na okoliš | lipanj 2001. | 31. svibnja 2018. |
| Član 4(2) Direktive Vijeća 79/409/EEZ o zaštiti ptica | travanj 1979. | 1. srpnja 2006. |

Izvor: analiza Projektnog tima

S obzirom na intenzitet i obim učinaka koje reforma energetskog sektora ima na cjelokupno društvo, nužno je da svi sudionici razumiju promjene 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 provedba „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 obveza. U momentu izrade ovog dokumenta, protiv Bosne i Hercegovine je otvoreno pet postupaka. Postupci su pokrenuti zbog: izostanka transponiranja zahtjeva iz Trećeg energetskog paketa i obavještavanja Energetske zajednice o poduzetim mjerama, neispunjavanje obveza iz Direktive 2006/32/EZ o energetske učinkovitosti u krajnjoj potrošnji i energetskim uslugama, izostanka transponiranja i provedbe obveze koje se odnose na smanjenje emisije sumpor dioksida (SO₂) pri sagorijevanju teških loživih ulja i tečnih naftnih goriva, neispunjavanje obveza Bosne i Hercegovine da donese odgovarajuću legislativu u sektoru prirodnog plina, te izostanka provedbe pravila za državnu pomoć.

Usklađivanje zakonodavstva Bosne i Hercegovine s pravnom stečevinom Europske unije je kompleksan zadatak, s obzirom da podrazumijeva obimne i suštinske promjene i sveobuhvatnu reformu energetskog sektora. Osnovni strateški cilj Bosne i Hercegovine jeste ubrzano usklađivanje zakonodavstva s „acquisom“, odnosno transponiranje i provedba obveza preuzetih Ugovorom o uspostavi Energetske zajednice.

U kontekstu strateških i operativnih aktivnosti, u narednom razdoblju se predlaže dubinsko snimanje usklađenosti zakonodavstva na razini entiteta s razinom Bosne i Hercegovine, te s pravnom stečevinom Europske unije. Navedene aktivnosti su potrebne za izradu Akcijskih 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, Kosovo⁴, Makedonija, Crna Gora i Srbija obvezale su se da će provesti „soft“ mjere kao preduvjet za razvoj regionalnog elektroenergetskog tržišta, i to: razvoj spot tržišta, prekogranično balansiranje, regionalnu alokaciju kapaciteta i unakrsne mjere. Predstavnici operatora prijenosnog sustava, regulatornih komisija i ministarstava nadležnih za energiju zemalja zapadnog Balkana potpisale su Memorandum o razumijevanju u travnju 2016. godine. U Memorandumu o razumijevanju, postavljena su opća načela suradnje i konkretni koraci koje će poduzeti za razvijanje regionalnog tržišta električne energije. U lipnju 2016. godine, Europska 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 Europske unije, čime će se poduprijeti regionalno tržište energije,
- organiziraju odgovarajuću korporativnu strukturu i tehničku infrastrukturu kako bi se osigurala provedba različitih procesa,
- uspostave zakonski okvir i modele koji će omogućiti trgovanje energijom,
- zaključe odgovarajuće regionalne sporazume o međudržavnoj trgovini energijom.

Prema Izvješću 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 balansnog tržišta, što je provedeno u potpunosti,
- deregulacija cijena energije za opskrbljivače i postepeno ukidanje reguliranja cijena, te osiguravanje neovisnosti regulatornih tijela, gdje je status provedbe mjera više od 50 %.

Međutim, napredak nije postignut u sljedećim oblastima:

razvoj spot tržišta (uklanjanje zakonskih i ugovornih prepreka za uspostavljanje organiziranog tržišta električne energije, uključivanje na burzu ili stvaranje vlastite burze, osiguranje likvidnosti na lokalnom tržištu, spajanje tržišta za dan unaprijed s barem jednom susjednom zemljom),

- vlasničko razdvajanje operatora prijenosnog sustava i certificiranje.

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

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

Nedovoljan napredak je postignut u pogledu:

- detaljne procjene mogućnosti za razvoj novih sustava 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 sudioništvo u OIE projektima.

Vijeće ministara Bosne i Hercegovine je u ožujku 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 provedba „unakrsnih“ mjera, i pripadajuće aktivnosti biti realizirane od strane nadležnih domaćih aktera. Nosioci aktivnosti su MVTEO, DERK i NOS BiH. U Mapi puta su jasno naznačene aktivnosti čijom će se realizacijom primijeniti predviđene mjere i ostvariti zacrtani ciljevi, te institucije zadužene za provedbu aktivnosti. Rok za provođenje aktivnosti iz Mape puta je lipanj 2018. godine.

⁴ U skladu s Rezolucijom UN-a, BiH nije priznala Kosovo

5.1.3 Zakonodavni okvir energetskog sektora

U nastavku se nalazi pregled osnovnih zakona kojima se normira energetski sektor u Bosni i Hercegovini. Na osnovi ovih zakona donijeti 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 operatoru sustava 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 Neovisnog operatora sustava za prijenosni sustav 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 plina 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 („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj 9/10)
7. Zakon o korištenju obnovljivih izvora energije i učinkovite 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 učinkovitosti 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 razini Federacije Bosne i Hercegovine („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj 2/06, 72/07, 32/08, 4/10, 13/10 i 45/10)

Republika Srpska

1. Zakon o energetici („Službeni glasnik Republike Srpske“, broj 49/09)
2. Zakon o električnoj energiji („Službeni glasnik Republike Srpske“, broj 8/08 -prečišćeni tekst, 34/09, 92/09 i 01/11)
3. Zakon o gasu („Službeni glasnik Republike Srpske“, broj 22/18)
4. Zakon o cjevovodnom transportu gasovitih i tečnih ugljovodnika i distribuciji gasovitih ugljovodnika („Službeni glasnik Republike Srpske“, broj 52/12)
5. Zakon o nafti i derivatima nafte („Službeni glasnik Republike Srpske“, broj 36/09 i 102/12)
6. Zakon o geološkim istraživanjima („Službeni glasnik Republike Srpske“, broj 110/13)
7. Zakon o rudarstvu („Službeni glasnik Republike Srpske“, broj 59/12)
8. Zakon o naknadama za korištenje prirodnih resursa u svrhu proizvodnje električne energije („Službeni glasnik Republike Srpske“, broj 52/14)
9. Zakon o obnovljivim izvorima energije i efikasnoj kogeneraciji („Službeni glasnik Republike Srpske“, broj 39/13, 108/13 i 79/15)
10. Zakon o energetske efikasnosti („Službeni glasnik Republike Srpske“, broj 59/13)
11. Zakon o privrednim društvima („Službeni glasnik Republike Srpske“, broj 127/08, 58/09, 100/11 i 67/13)

12. Zakon o javnim poduzećima („Službeni glasnik Republike Srpske”, broj 75/04 i 78/11)
13. Zakon o koncesijama („Službeni glasnik Republike Srpske”, broj 59/13)
14. Zakon o javno privatnom partnerstvu („Službeni glasnik Republike Srpske”, broj 59/09)
15. Zakon o uređenju prostora i građenju („Službeni glasnik Republike Srpske”, broj 40/13, 106/15 i 3/16)

Brčko distrikt Bosne i Hercegovine

1. Zakon o električnoj energiji Brčko distrikta („Službeni glasnik Brčko distrikta Bosne i Hercegovine”, broj 36/04, 28/07, 61/10 i 4/13)
2. Zakon o opštim uslovima za isporuku električne energije („Službeni glasnik Brčko distrikta Bosne i Hercegovine”, broj 36/04, 3/06, 28/07, 25/08, 4/13)
3. Zakon o tarifnom sistemu za prodaju električne energije („Službeni glasnik Brčko distrikta Bosne i Hercegovine”, broj 37/04, 28/07, 4/13)
4. Zakon o komunalnim djelatnostima („Službeni glasnik Brčko distrikta Bosne i Hercegovine”, broj 30/04, 24/07, 9/13)
5. Zakon o preduzećima Brčko distrikta Bosne i Hercegovine („Službeni glasnik Brčko distrikta Bosne i Hercegovine”, broj 11/01, 10/02, 14/02, 01/03, 08/03, 4/04, 19/07, 34/07, 49/11)
6. Zakon o javnim preduzećima Brčko distrikta Bosne i Hercegovine („Službeni glasnik Brčko distrikta Bosne i Hercegovine”, broj 15/06, 5/07, 19/07, 1/08, 24/08, 17/16)
7. Zakon o koncesijama („Službeni glasnik Brčko distrikta Bosne i Hercegovine”, broj 41/06, 19/07, 2/08)
8. Zakon o javno privatnom partnerstvu („Službeni glasnik Brčko distrikta Bosne i Hercegovine”, broj 7/10)

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), gdje je u EP BiH proizvedeno ~7,2 TWh, ERS-u ~5,8 TWh, te EP HZHB-u ~1,5TWh (Slika 5.2.1).

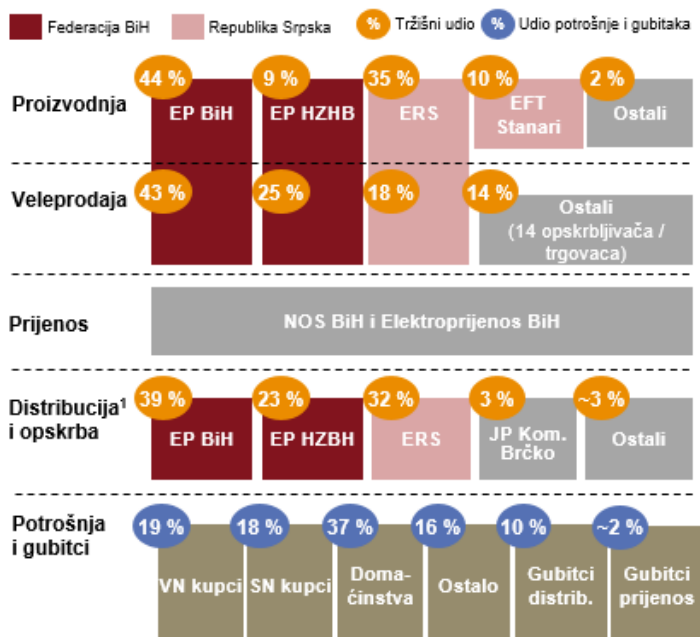
ERS je organiziran kao mješoviti holding, te u svom vlasništvu ima 2 termoelektrane i pripadajuće rudnike ugljena, 5 hidroelektrana te 4 male hidroelektrane. Proizvodnja el. energije se u Republici Srpskoj također odvija i u postrojenjima koja koriste OIE (16 malih HE i 38 solarnih elektrana), čija je ukupna snaga 44,5 MW. Privredno društvo Alumina proizvodi el. energiju za vlastite potrebe. U 2016. godini je s radom počela TE Stanari koja je proizvela ~1,5 TWh električne energije, dok se prema daljnjim planovima očekuje proizvodnja od 2 TWh godišnje. U Federaciji Bosne i Hercegovine, EP BiH proizvodi energiju iz 2 termoelektrane, 3 hidroelektrane te 7 malih hidroelektrana. S druge strane, u okviru EP HZHB-a se proizvodnja odvija iz 7 hidroelektrana. Osim navedenih objekata, u Federaciji Bosne i Hercegovine se el. energija proizvodi i u privatnim postrojenjima, njih 109, te u 3 industrijske elektrane iz 2015. U 2016. godini, registriran je 161 proizvodni objekt u vlasništvu 117 kvalificiranih proizvođača.

Trgovina se uglavnom odvijala putem bilateralnih ugovora, u obimu od ~7,8 TWh. U prekograničnoj trgovini Bosne i Hercegovine je izvezeno ~5,3 TWh u 2016. (više za 53 % u odnosu na 2015.), gdje 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. prekogranični uvoz el. energije u Bosni i Hercegovini 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 Bosne i Hercegovine, s ~6.330 km prijenose mreže u četiri operativna područja (Banja Luka, Sarajevo, Tuzla i Mostar) je zadužen za prijenos, održavanje i izgradnju, dok NOS BiH upravlja radom VN mreže, balansira tržište električne energije, utvrđuje plan razvoja proizvodnje i revidira razvoj prijenosne mreže. Distribuciju električne energije u Republici Srpskoj izvršava 5 operatora distribucijskog sustava koji su dio mješovitog ERS holdinga, dok se u Federaciji Bosne i Hercegovine distribucija odvija integrirano kroz EP BiH i EP HZHB. U Brčko distriktu Bosne i Hercegovine, distribuciju obavlja JP Komunalno Brčko. Osim za distribuciju, JP Komunalno Brčko posjeduje i licenciju za obavljanje djelatnosti trgovine te opskrbe električnom energijom na teritoriju Bosne i Hercegovine. Zbog niskih cijena, naročito za kategoriju domaćinstva, elektroprivrede i dalje ne gube značajno svoj tržišni dio. Kupci se i dalje dominantno opskrbljuju od elektroprivreda, koje osim tržišnog opskrbljivanja imaju i obvezu javnog opskrbljivača i pružatelja univerzalne usluge

Broj kupaca električne energije u 2016. godini je iznosio oko 1,5 milijuna, od čega ih je 552,6 tisuća na prostoru Republike Srpske, 943,65 tisuća na prostoru Federacije Bosne i Hercegovine i 35,5 tisuća u Brčko distriktu Bosne i Hercegovine. U maloprodaji su za 2016. na razini Bosne i Hercegovine registrirane prve promjene opskrbljivača kod 56 kupaca na distributivnoj mreži skupa s 2 kupca na prijenosnoj mreži koji su nabavili 321,77 GWh (~2,8 %) od opskrbljivača koji nemaju obvezu javne opskrbe.

Slika 5.2.1 Struktura tržišta el. energije u Bosni i Hercegovini, 2016. godina



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

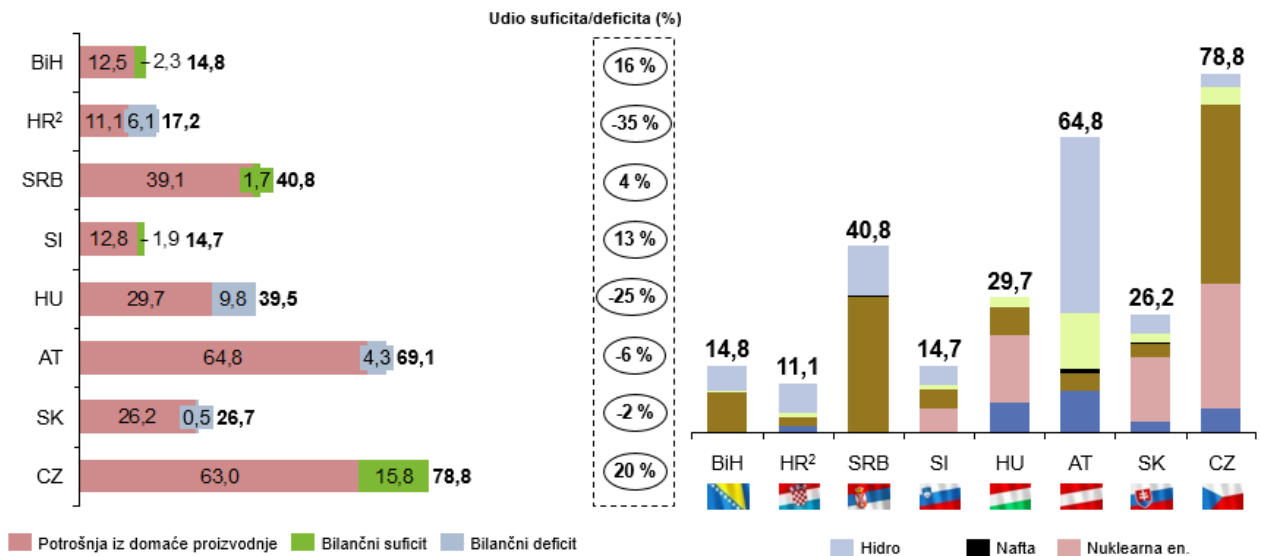
Izvor: DERK Izvješće o radu 2016., NOS BiH, Elektroprijenos BiH, FERK Izvješće o radu 2015., analiza Projektnog tima

5.2.2 Instalirana snaga i proizvodnja električne energije

Promatrajući ostvarenu prosječnu proizvodnju el. energije i prosječne bilančne veličine zemalja u regiji za razdoblje 2010.–2015. godine (Slika 5.2.2 i Slika 5.2.3), vidljivo je da zemlje koje ostvaruju bilančni suficit, između ostaloga i Bosna i Hercegovina, uglavnom sadrže visoki udio ugljena u domaćem proizvodnom miks. Također, bilančni 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 100-tno zadovoljenje vlastitih 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 portfelj hidroelektrana, kao na primjer Hrvatska i Austrija.

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

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

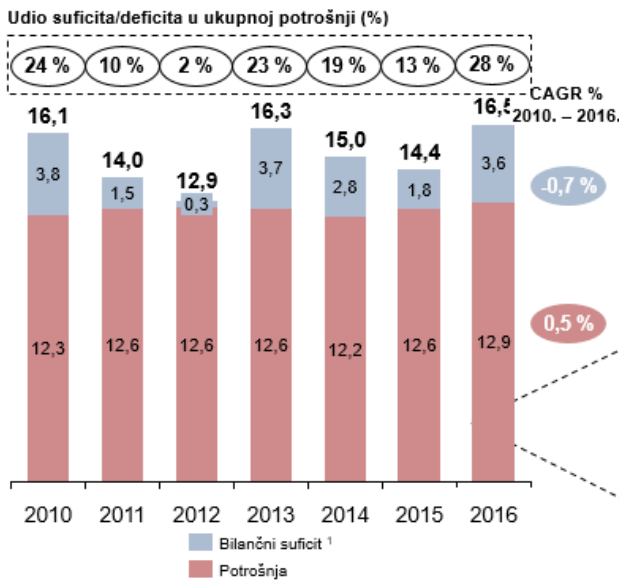


Napomena: 1) Bilančni suficit / deficit je razlika proizvodnje i potrošnje u zemlji 2) Za Hrvatsku je 50 % proizvodnje nuklearne elektrane Krško definirano kao uvoz

Izvor: DERK Izvješće o poslovanju 2010. – 2015., ENTSO-E Statistical Report 2015, analiza Projektnog tima

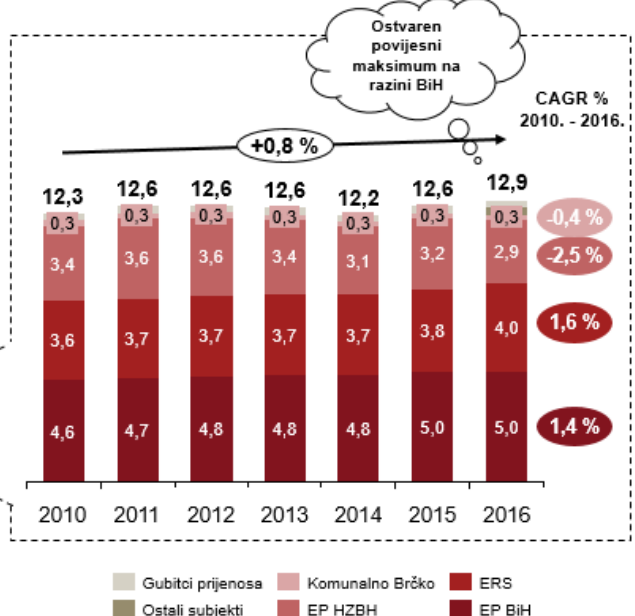
Ostvareni bilančni suficit u Bosni i Hercegovini ima nepredvidiv karakter zbog utjecaja hidrologije, a koji nije pod utjecajem veće domaće potrošnje (Slika 5.2.4 i Slika 5.2.5). Suficit električne energije se na razini Bosne i Hercegovine kretao od 2 % u 2012. godini do 28 % u 2016. godini. Potrošnja el. energije u Bosni i Hercegovini je prosječno godišnje rasla 0,8 % za razdoblje 2010. – 2016. godine, dok se na razini 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 od -2,5 %, dok je JP Komunalno Brčko imalo blagi pad potrošnje od prosječno -0,4 % godišnje. Na razini Bosne i Hercegovine je u 2016. ostvaren povijesni maksimum domaće potrošnje koji je iznosio 12,9 TWh. Najveći broj potrošača el. energije za 2016. godinu je u sklopu EP BiH s potrošnjom od ~5 TWh, zatim ERS ~4 TWh, EP HZHB 2,9 TWh te na posljetku JP Komunalnog Brčko od 0,3 TWh. Također, u 2016. su zabilježeni i ostali potrošači koji se nisu opskrbljivali od pružatelja univerzalne usluge, već putem ostalih opskrbljivača u iznosu od ~322 GWh, odnosno 2,8 % od ukupno preuzete energije krajnjih kupaca u Bosni i Hercegovini.

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



Napomena: Bilančni suficit je razlika proizvodnje i potrošnje u zemlji
Izvor: DERK Izvješće o poslovanju 2010. – 2016., analiza Projektnog tima

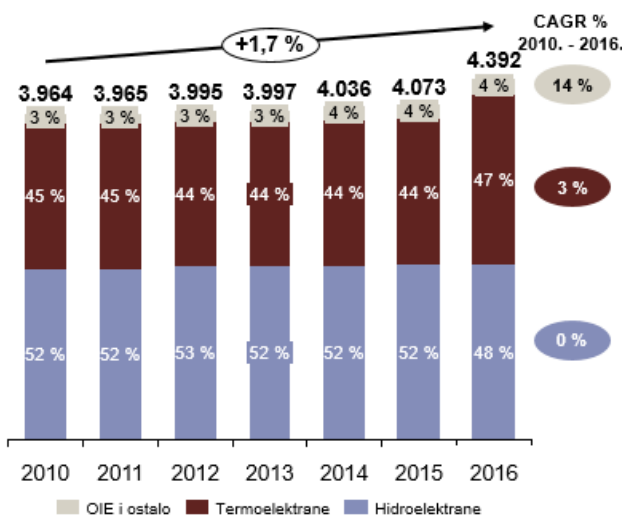
Slika 5.2.5 Potrošnja el. energije u Bosni i Hercegovini, po područjima, u TWh, 2010. – 2016. godine



Izvor: DERK Izvješće o poslovanju 2010. – 2016., analiza Projektnog tima

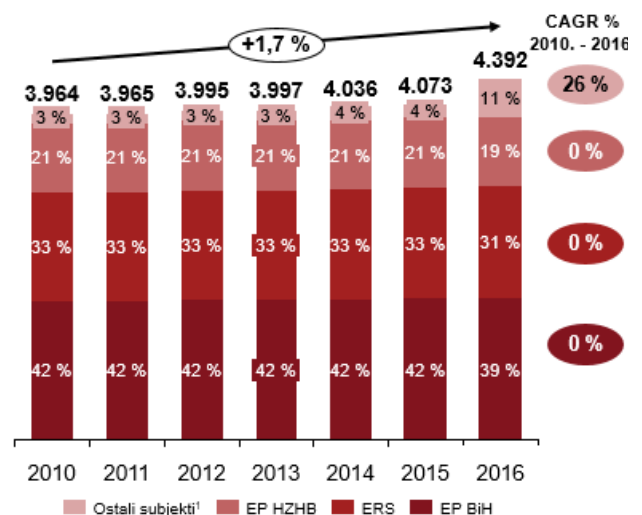
Struktura instaliranih kapaciteta proizvodnje el. energije u razdoblju od 2010. do 2015. godine nije doživjela značajnije promjene na razini Bosne i Hercegovine, s obzirom na to da se u oba entiteta i dalje gotovo sva proizvodnja odvija iz termo i hidroelektrana. Glavni porast povećanja instaliranih kapaciteta u 2016. godini je ulazak TE Stanari na području Republike Srpske. Bitno je naglasiti kako su zabilježene pozitivne stope rasta instaliranih kapaciteta iz obnovljivih izvora energije i ostalih postrojenja u oba entiteta. Ipak, OIE u sustavu poticaja i dalje imaju dosta nizak relativni udio na razini Bosne i Hercegovine, ~4 % (Slika 5.2.6). Gledajući po elektroprivredama, najviše instaliranih kapaciteta ima EP BiH, zatim ERS i EP HZHB. U 2016. godini je, zbog ulaska TE Stanari koja je u privatnom vlasništvu, došlo manje preraspodjele relativnih udjela u instaliranim kapacitetima po elektroprivredama (Slika 5.2.11).

Slika 5.2.6 Instalirani kapaciteti u Bosni i Hercegovini, po izvoru u MW, 2010. – 2016. godine



Izvor: RERS Izvještaj o radu 2010. – 2015., FERK Izvješće o radu 2010. – 2015., DERK Izvješće o radu 2016., Operator za OIE i EK registar projekata, analiza Projektnog tima

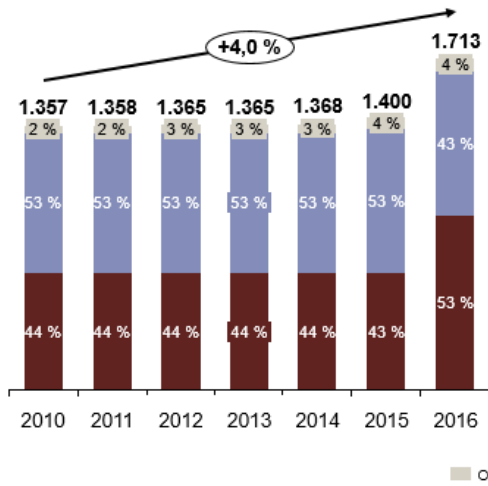
Slika 5.2.7 Instalirani kapaciteti na razini Bosne i Hercegovine, po elektroprivredi u MW, 2010. – 2016. godine



Napomena: Pod „ostali subjekti“ se ubrajaju privatnici u oba entiteta, male i ostale elektrane i TE Stanari
Izvor: RERS Izvještaj o radu 2010. – 2015., FERK Izvješće o radu 2010. – 2015., DERK Izvješće o radu 2016., Operator za OIE i EK registar projekata, analiza Projektnog tima

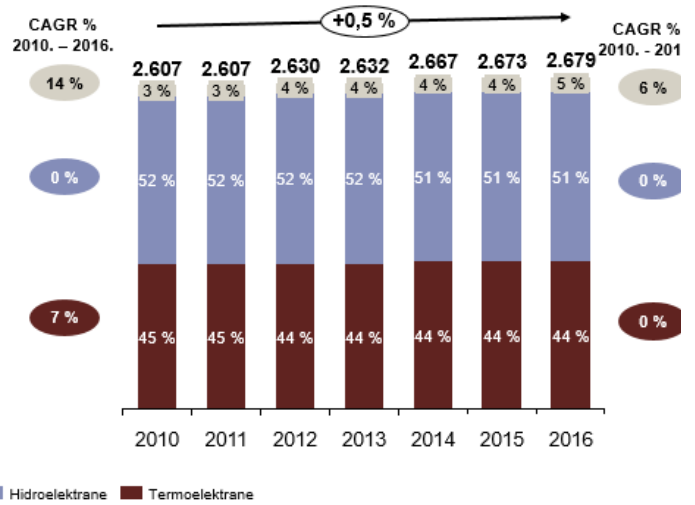
Nadalje, u nastavku je dan prikaz instaliranih kapaciteta u pojedinom entitetu.

Slika 5.2.8 Instalirani kapaciteti u Republici Srpskoj, po izvoru u MW, 2010. – 2016. godine



Izvor: RERS Izvještaj o radu 2010. – 2015., DERK Izvješće o radu 2016., analiza Projektnog tima

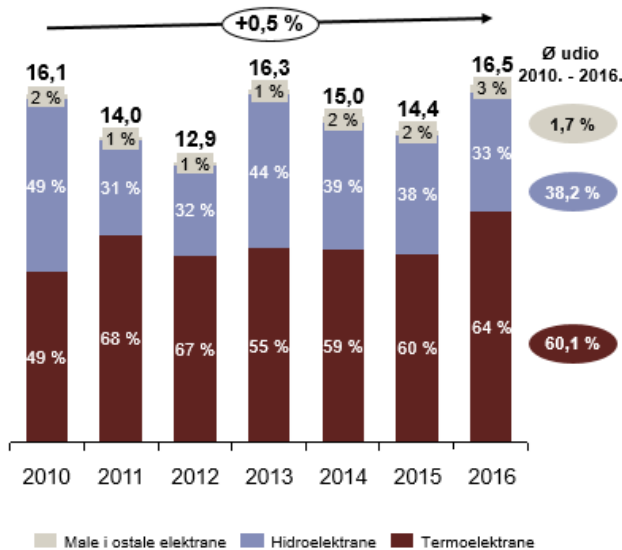
Slika 5.2.9 Instalirani kapaciteti u Federaciji Bosne i Hercegovine, po izvoru u MW, 2010. – 2016. godine



Izvor: FERK Izvješće o radu, 2010. – 2015., DERK Izvješće o radu 2016., Operator za OIE i EK registar projekata, analiza Projektnog tima

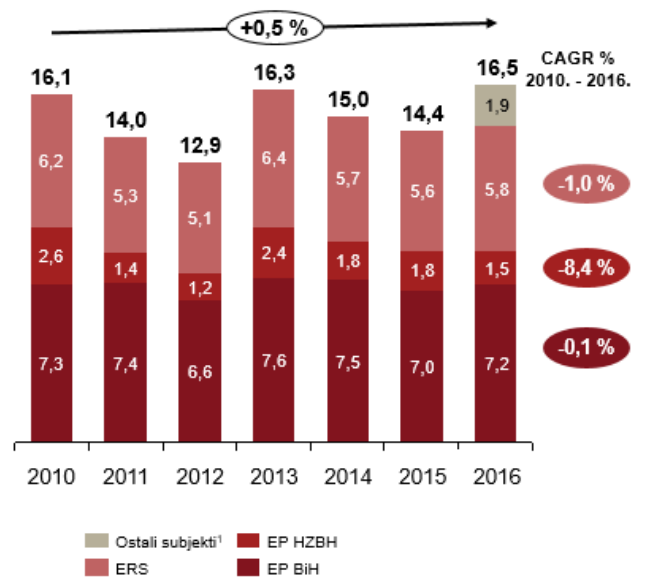
U razdoblju 2010. – 2016. godine, u Bosni i Hercegovini su termoelektrane na ugljen u prosjeku imale sudioništvo od ~60 % u ukupnoj proizvodnji el. energije. Hidroelektrane su, ovisno o hidrologiji, imale sudioništvo ~32 % – 49 %, dok je u prosjeku njihov udio iznosio ~38 % (Slika 5.2.10). Najveću proizvodnju je ostvarila EP BiH u iznosu 6,6 TWh – 7,6 TWh, zatim Elektroprivreda Republike Srpske u iznosu 5,1 TWh – 6,4 TWh, a najmanji udio EP HZHB u iznosu 1,2 TWh – 2,6 TWh proizvodnje el. energije u analiziranom razdoblju. U 2016. su na tržištu djelovali ostali subjekti izvan domene elektroprivreda – TE Stanari u sklopu Republike Srpske (1.565 GWh), hidroelektrane (35 GWh), te male i ostale hidroelektrane (307 GWh) na području Bosne i Hercegovine (Slika 5.2.11).

Slika 5.2.10 Proizvodnja električne energije u Bosni i Hercegovini, po izvoru u TWh, 2010. – 2016. godine



Izvor: DERK Izvješće o radu 2014., 2015. i 2016. godina

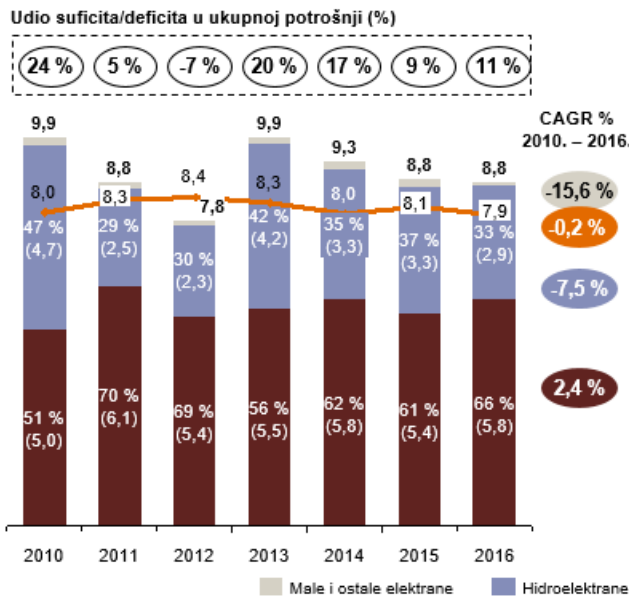
Slika 5.2.11 Proizvodnja električne energije u Bosni i Hercegovini, po subjektima u TWh, 2010. – 2016. godine



Napomena: 1) Pod kategoriju ostali subjekti u 2016. spadaju TE Stanari (1.565 GWh), hidroelektrane (35 GWh) te male i ostale elektrane izvan domene elektroprivreda (307 GWh)
Izvor: DERK Izvješće o radu 2014., 2015. i 2016. godina

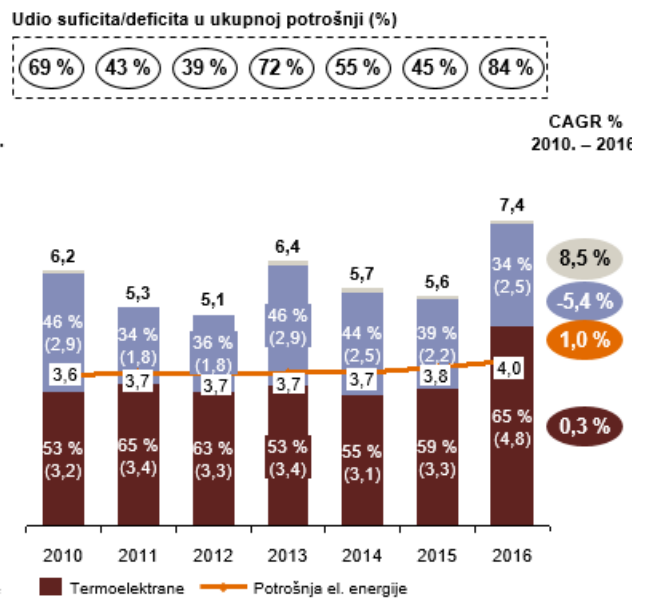
Iako međusobno oba entiteta imaju vrlo slične strukture portfelja, gdje većina proizvodnje dolazi iz termo sektora, Republika Srpska ostvaruje veći suficit od Federacije Bosne i Hercegovine, dok Federacija Bosne i Hercegovine ostvaruje veću ukupnu proizvodnju. Proizvodnja iz TE-a na ugljen u 2016. za Republiku Srpsku je iznosila 4,8 TWh (65 % ukupne proizvodnje), dok je proizvodnja el. energije iz hidro sektora iznosila 2,5 TWh tj. 34 % ukupne proizvodnje. Veći udio termo sektora u ukupnoj proizvodnji se pripisuje ulaskom TE Stanari, koja je doprinijela u promjeni trendova u odnosu na ranija razdoblja za Republiku Srpsku. U Federaciji Bosne i Hercegovine je proizvodnja iz TE-a na ugljen u 2016. godini iznosila 5,8 TWh (66 % ukupne proizvodnje), dok je proizvodnja el. energije iz hidro sektora iznosila 2,9 TWh, tj. 33 % ukupne proizvodnje (Slika 5.2.12 i Slika 5.2.13). Na navedenim slikama, Brčko distrikt Bosne i Hercegovine nije eksplicitno prikazan kao potrošač električne energije.

Slika 5.2.12 Proizvodnja i potrošnja el. energije u Federaciji Bosne i Hercegovine u TWh, 2010. – 2016. godine



Napomena: U Federaciju Bosne i Hercegovine ulaze EP BiH i EP HZHB. Male i ostale elektrane klasificirane su pod kategoriju „ostali subjekti“ u DERK Izvješću o radu 2016., kao i gubitci prijenosa nisu eksplicitno prikazani. Zbog novog načina prikaza podjele u DERK Izvješću 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 gubitci u prijenosu. Izvor: DERK Izvješće o radu 2014., 2015., 2016., analiza Projektnog tima

Slika 5.2.13 Proizvodnja i potrošnja el. energije u Republici Srpskoj u TWh, 2010. – 2016. godine



Napomena: Pridružena je TE Stanari u sklopu proizvodnje. Male i ostale elektrane klasificirane su pod kategoriju „ostali subjekti“ u DERK Izvješću o radu 2016., kao i gubitci prijenosa nisu eksplicitno prikazani. Izvor: DERK Izvješće o radu 2014., 2015., 2016., analiza Projektnog tima

Pregledom proizvodnog portfelja većih objekata (Tablica 5.2.1), Bosna i Hercegovina trenutno ima solidan udio hidroelektrana u proizvodnom miks. Početkom rada TE Stanari se dodatno povećao termo portfelj, no potrebno je naglasiti kako TE Stanari po Ugovoru o koncesiji nema obvezu opskrbe domaćeg konzuma. Kao strateški izazov za iduće razdoblje, potrebno je definirati razvoj termo portfelja s obzirom na očekivani rast potrošnje i snižavanje sati rada ili predviđene dekomisije pojedinih starijih blokova u entitetima. U pogledu izgradnje hidroelektrana i elektrana na ostale OIE-e, 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 prepreka na razini svih administrativnih nivoa u Bosni i Hercegovini.

Tablica 5.2.1 Pregled postojećih proizvodnih objekata po subjektima bez malih i ostalih elektrana u Bosni i Hercegovini, 2016. godina

| Poduzeće | Objekt | Vrsta | Inst. snaga (MW) | Proizvodnja 2016. (GWh) | Očekivani prestanak rada TE |
|-------------|--------------------|---------------|------------------|-------------------------|---|
| EP BiH | TE Tuzla | Lignit/mrki | 715 | 3.687 | 2021(G3), 2022-23(G4), 2022-30(G5), >2035(G6) |
| | TE Kakanj | Lignit/mrki | 450 | 2.094 | 2023-24(G5), 2024-27(G6), >2035(G7) |
| | HE Jablanica | Akumulacija | 180 | 748 | - |
| | HE Salakovac | Akumulacija | 210 | 379 | - |
| | HE Grabovica | Akumulacija | 114 | 268 | - |
| EP HZHB | HE Rama | Akumulacija | 180 | 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 Peč Mlini | Protočna | 30 | 45 | - |
| EFT Stanari | TE Stanari | Lignit | 300 | 1.566 | - |
| ERS | TE Ugljevik | Mrki | 300 | 1.751 | >2035 |
| | TE Gacko | Lignit | 300 | 1.521 | 2024 ili 2031 |
| | HE Višegrad | Akumulacija | 315 | 1.078 | - |
| | HE Dubrovnik G2 | Protočna | 126 | 717 | - |
| | HE Trebinje I i II | Akumulacija | 188 | 451 | - |
| | HE Bočac | Akumulacija | 110 | 251 | - |

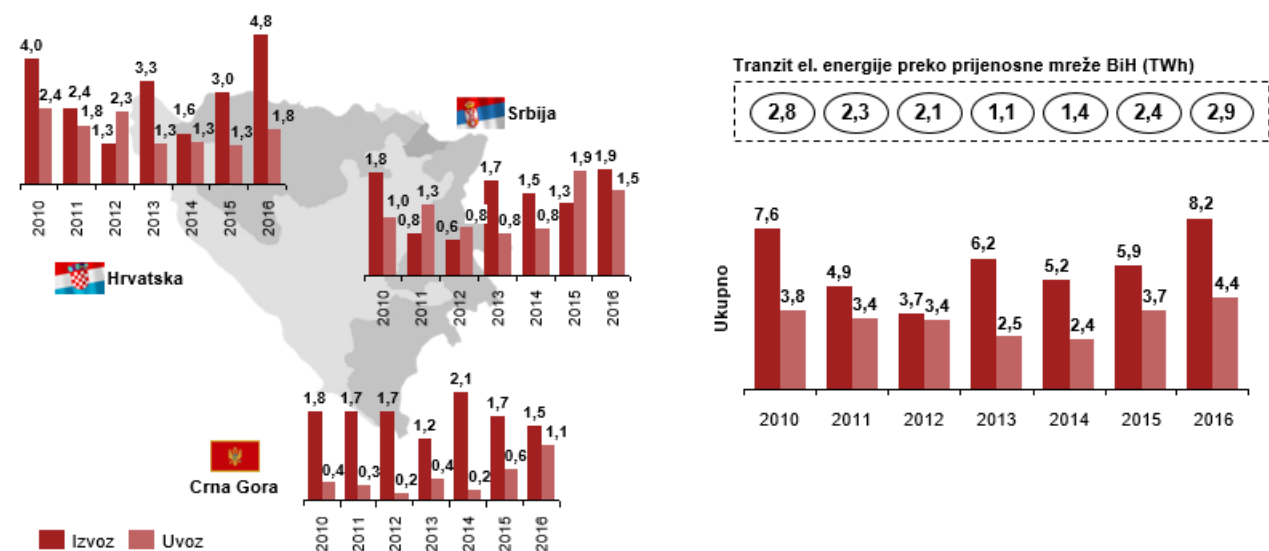
Izvor: DERK, NOS BiH Indikativni plan proizvodnje 2017. – 2026., EP HZHB, EP BiH, ERS, RERS, analiza Projektnog tima

5.2.3 Veleprodajno tržište

5.2.3.1 Trenutno stanje

U segmentu prekogranične trgovine, u razdoblju od 2010. do 2016. godine, Bosna i Hercegovina je ostvarivala saldo u smjeru izvoza. Iznos izvoza je varirao razmjerno oscilaciji proizvodnje tijekom navedenog razdoblja. U 2016. godini je aukciju za dodjelu količina za prekogranične kapacitete s Hrvatskom i Crnom Gorom organizirao Ured za koordinirane aukcije u JIE-u (SEE CAO), a aukcije sa Srbijom su organizirane između dva operatora – NOS-a BiH i EMS-a. Najveći obujam prekogranične razmjene je uglavnom realiziran s Hrvatskom, otprilike 50 % ukupne razmjene, gdje se postizala i najviša cijena. Primjerice, 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 5.2.14).

Slika 5.2.14 Prekogranična trgovina električne energije, uključujući i registrirani tranzit u Bosni i Hercegovini u TWh, 2010. – 2016. godine

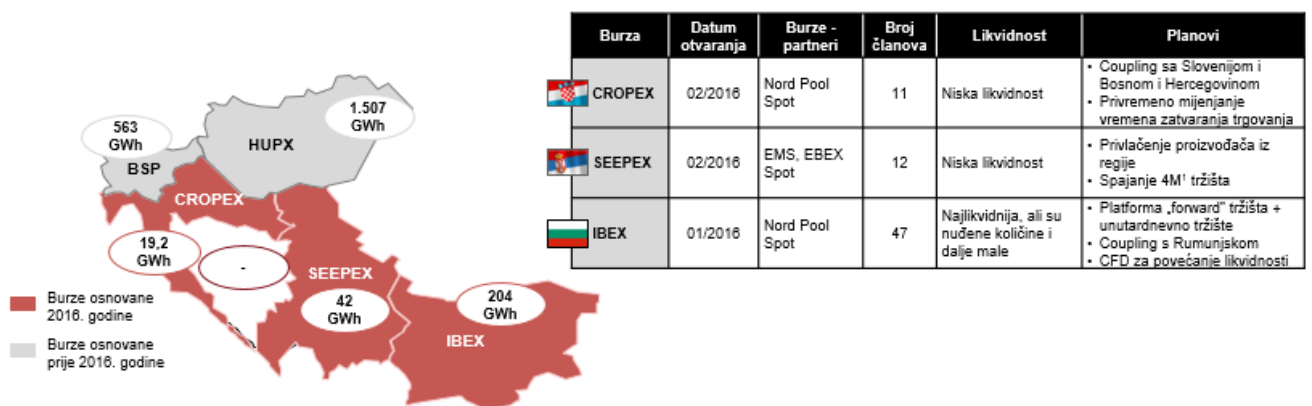


Izvor: DERK Izvješće o radu 2010. – 2016. godine

S obzirom na to da Bosna i Hercegovina još nema razvijenu burzu 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 to da na razvoj burzi 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 burza (CROPEX, SEEPEX, IBEX) je unijeti transparentnost i likvidnost na balkansko tržište električne energije pružajući transparentne cijene. Daljnji planovi burzi su usmjereni k spajanju s ostalim tržištima kako bi se na taj način povećala likvidnost i kao posljedica smanjile oscilacije cijena.

Glavne prednosti burze električne energije su: sigurnost naplate i transparentnost, uspostava referentne cijene električne energije, povezivanje s drugim tržištima i povećanje važnosti uloge unutar dnevnog tržišta u budućnosti. U regiji se u ožujku 2016. najvećim količinama trgovalo na HUPX (Mađarska) burzi kao referentnoj platformi za formiranje cijena električne energije za regiju te slovenskoj BSP burzi. (Slika 5.2.15)

Slika 5.2.15 Količine na burzi za dan unaprijed u GWh, 1. ožujka – 1. travnja 2016. godine

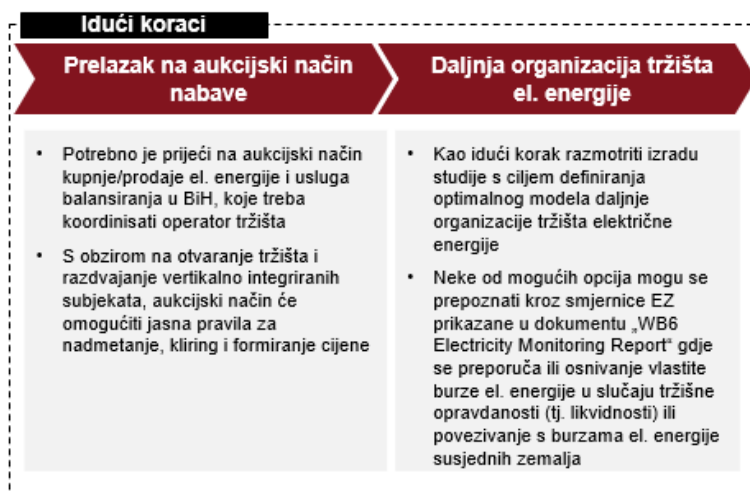


1) Market coupling 4 države (Češka, Slovačka, Mađarska i Rumunjska)
 Izvor: ICIS, BSP South Pool, CROPEX, IBEX, SEEBEX

5.2.3.2 Smjernice za razvoj veleprodajnog tržišta

Kao što je već spomenuto u prethodnom poglavlju, veleprodajno tržište u Bosni i Hercegovini nije u potpunosti institucionalizirano, već je uređeno kroz bilateralne transakcije između 27 licenciranih opskrbljivača/trgovaca (kompanija), od kojih je aktivno u 2016. godini bilo 17 subjekata (7.861,52 GWh). NOS BiH evidentira sve transakcije vezane za količine, ali ne i cijene. Od 2016. se primjenjuje balansno tržište, gdje se balansne usluge nabavljaju putem godišnjih, mjesečnih ili dnevnih tendera. Kako bi dostigla iduću razinu zrelosti i razvijenosti veleprodajnog tržišta, Bosna i Hercegovina treba provesti aukcijske modele za kupnju/prodaju el. energije te usluge balansiranja. Radi daljnje organizacije veleprodajnog tržišta el. energije u Bosni i Hercegovini potrebno je razmotriti da se izradi studije s ciljem definiranja optimalnog modela daljnje organizacije tržišta električne energije. Na taj način će se ostvariti daljnje unaprjeđenje transparentnosti pri izvršavanju transakcija kao i formiranje cijene električne energije, po uzoru na dobre prakse u Europi i u skladu sa smjernicama Energetske zajednice⁵ (Slika 5.2.16).

Slika 5.2.16 Smjernice razvoja veleprodajnog tržišta



Izvor: DERK, WB – Electricity Auctions – An overview of Efficient Practices, analiza Projektnog tima

⁵ Energy Community Secretariat, WB6 Electricity Monitoring Report, December 2016

5.2.4 Prijenos električne energije

„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 sustava. Od 2005. godine, NOS BiH upravlja sustavom za prijenos električne energije i balansnim tržištem. Rad obje tvrtke je reguliran od DERK-a. S obzirom na to da na trenutno stanje organizacijske uređenosti, Bosna i Hercegovina bi trebala preuzeti jedan od standardnih europskih modela uspostave operatora prijenosnog sustava. U Europi većina koristi model s vlasničkim razdvajanjem (OU) ili model neovisnog operatora prijenosa (ITO). (Slika 5.2.17) Trenutno je u fazi usvajanja novi nacrt Zakona o regulatoru električne energije i plina, prijenosu i tržištu električne energije, kojim bi se trebao, između ostaloga, definirati model uspostave operatora prijenosnog sustava. Potrebno je prioritizirati daljnje aktivnosti oko usvajanja Zakona i njegovo provedbi u praksi.

Slika 5.2.17 Pregled modela razdvajanja TSO-a za električnu energiju

| Vrsta modela | Prikaz | Kratak opis (odabir) | Pregled TSO modela u Europi (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 | |
| Neovisni operator prijenosa <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 Neovisnost 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 | |
| Neovisni operator sustava <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 „Elektroprijenos Bosne i Hercegovine“, ukupna duljina dalekovoda iznosi 6.321 km. Prema Dugoročnom planu razvoja prijenosne mreže „Elektroprijenos Bosne i Hercegovine“ i Indikativnog plana razvoja proizvodnje izrađenog od NOS-a BiH, se planiraju potrebe za novim interkonekcijama u EES-u 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 5.2.2 i Slika 5.2.18). Bitno je napomenuti da daljnje planove razvoja novih objekata u prijenosnom sustavu treba razvijati prema dinamici novih proizvodnih objekata, analizi tijeka snage i kriterijima sigurnosti, što je i bila dosadašnja praksa „Elektroprijenos 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 Europe Dio Transbalkanskog koridora (PECI projekt¹) |
| 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, NOS-a BiH i Elektroprijenos Bosne i Hercegovine o pokretanju inicijative prema EU fondovima | 2022. | <ul style="list-style-type: none"> Ovaj projekt doprinosi povećanju prekograničnog prijenosnog kapaciteta Integracija tržišta i OIE-a 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 s 220 kV na 400 kV <ul style="list-style-type: none"> Integracija tržišta i OIE-a između HR i BiH te veća fleksibilnost mreže |
| 4 | - | Izgradnja DV 110 kV | BA (Srebrenica) | RS (Ljubovija) | Planirano na osnovi bilateralnog sporazuma Srbije i Bosne i Hercegovine | 2019. | <ul style="list-style-type: none"> Projekt nije uvršten na liste projekata od značaja Izgradnjom bi se riješili problemi u mrežama Bosne i Hercegovine i Srbije |

Napomena: 1) Project of Energy Community Interest – odnosi se na projekte koji se nalaze na listi za 2016. godinu, a koje je potpomogla Europska energetska zajednica

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

Slika 5.2.18 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 | 6.321 |

Trenutno stanje – trafostanice

| Vrsta TS | Broj TS | Instalirana snaga (MVA) |
|-------------|---------|-------------------------|
| TS 400/x kV | 10 | 8.087,5 |
| 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 | 238 | 5.590,5 |
| SN/x | 31 | 169,0 |

Trenutno stanje – interkonektivni vodovi

| Nazivni napon | Broj interkonekcija | Dužina u BiH (km) |
|---------------|---------------------|-------------------|
| 400 kV | 4 | 147,8 |
| 220 kV | 10 | 271,5 |
| 110 kV | 23 | 370,9 |

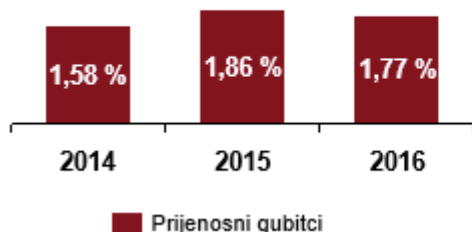
Trenutno stanje – interkonektivni vodovi prema susjednim zemljama

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

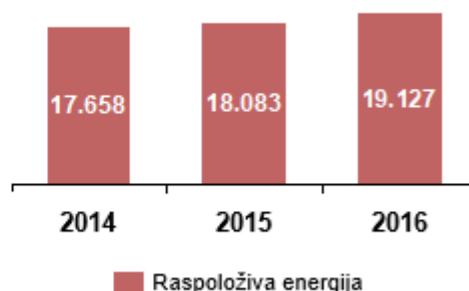
Izvor: ENTSO-E TYNDP 2016 Project Sheets, DERK Izvješće o radu 2015., Elektroprijenos Bosne i Hercegovine

Gubitci u prijenosnoj mreži su na vrlo zadovoljavajućim razinama, u 2016. godini su iznosili 1,77 %, što je u rangu razvijenih europskih elektroenergetskih sustava. U odnosu na raspoloživu energiju na prijenosnoj mreži, koja je u 2016. godini bila veća u odnosu na 2015. godinu, ostvareni su manji gubitci (Slika 5.2.19; Slika 5.2.20). Raspoloživost sustava na osnovi neisporučene energije je u zadnje 3 godine na razini od oko 99,98 %.

Slika 5.2.19 Gubitci u prijenosnoj mreži u %, 2014. – 2016. godine



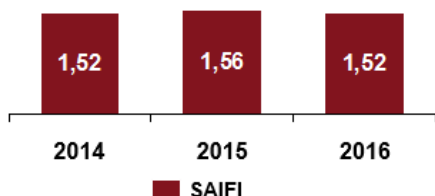
Slika 5.2.20 Raspoloživa energija u prijenosnoj mreži u GWh, 2014. – 2016. godine



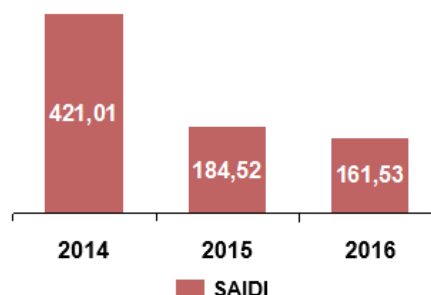
Izvor: Elektroprijenos Bosne i Hercegovine

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 istoj razini, dok je SAIDI pokazatelj najveći bio u 2014. godini, čemu su uzrok bile poplave te godine.

Slika 5.2.21 SAIFI pokazatelj na prijenosnoj mreži u broju prekida po kupcu, 2014. – 2016. godine



Slika 5.2.22 SAIDI pokazatelj na prijenosnoj mreži u minutama, 2014. – 2016. godine



Izvor: Elektroprijenos Bosne i Hercegovine

Prema procjenama Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže 2017. – 2026., ukupna potrebna sredstva za investiranje u razvoj prijenosne mreže iznose 825,44 milijuna KM (~419,8 milijuna EUR). Za izgradnju novih objekata je potrebno uložiti 206,12 milijuna KM (~104,83 milijuna EUR), dok će za izgradnju novih interkonektivnih vodova biti potrebno 89,99 milijuna KM (~45,77 milijuna EUR). Sredstva u iznosu od 529,33 milijuna KM (~269,22 milijuna EUR) namijenjena su za: uz izgradnju novih, planira se i rekonstrukcija/sanacija i proširenje postojećih objekata i dalekovoda. Dodatno, na razini cijele Bosne i Hercegovine planirana je i ugradnja prigušnica s ciljem rješavanja pojave visokih napona na 400 kV i 220 kV razinama. Dodatno, planirana je i obnova TK i SCADA sustava 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 „Elektroprijenos BiH“, a potvrdio NOS BiH. 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 „Elektroprijenos BiH“ po kojem se investiranje u prijenosnu mrežu na području dva entiteta mora realizirati poštujući kapital odnos u „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 osnovi procjene istovremenog maksimalnog opterećenja prijenosne mreže koristeći kriterij sigurnosti (n-1), analizu naponskih prilika u prijenosnoj mreži na osnovi 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 ulaganja.

5.2.5 Distribucija i opskrba

Jedan od ciljeva dokumenta je i daljnje poticanje modernizacije distribucijskog sustava 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 energetske paketa
2. Unaprjeđenje regulatornih mehanizama s ciljem poticanja učinkovitosti i kvalitete te odnosa prema tržišnim dionicima
3. Smanjivanje gubitaka u mreži i povećanje kvalitete opskrbe
4. Fleksibilni i tehnološki moderni ODS-ovi kao osnova za modernizaciju energetske sektora

5.2.5.1 Pregled statusa izdvajanja elektrodistribucijske djelatnosti

Na razini Bosne i Hercegovine su potrebni daljnji koraci u usklađenju tržišta električne energije sa zakonima o električnoj energiji u Federaciji Bosne i Hercegovine i Republici Srpskoj, te s Direktivom 2009/72/EC o zajedničkim pravilima za unutarnje tržište električne energije. Sve elektroprivredne djelatnosti u EP HZHB-u su organizacijski razdvojene pa tako i elektrodistribucijska djelatnost i opskrba, dok računovodstveno izdvajanje nije u potpunosti realizirano u JP EP BiH jedino je razdvojena računovodstvena djelatnost. JP Komunalno Brčko je trenutno u postupku računovodstvenog razdvajanja. Za razliku od ostalih elektroprivreda, ERS-a ima razdvojene sve djelatnosti, osim opskrbe koja je potpuno integrirana u elektrodistribucijski subjekt. Ključni prioritet je pravno, funkcijsko i računovodstveno izdvajanje djelatnosti iz vertikalno integriranih elektroprivreda te komunalnih poduzeća, s glavnim fokusom na JP EP BiH i EP HZHB. Također, potrebno je stvoriti legislativni okvir za početak procesa izdvajanja djelatnosti opskrbe od mrežne djelatnosti, koje su danas potpuno integrirane u elektrodistribucijskim subjektima. Sukladno Direktivi EZ-a, Brčko distrikt Bosne i Hercegovine, kao lokalna zajednica s manje od 100 tisuća stanovnika, nema obvezu provesti puni spektar izdvajanja djelatnosti opskrbe od distribucije (Tablica 5.2.3).

Tablica 5.2.3 Status izdvajanja elektrodistribucijske djelatnosti u Bosni i Hercegovini

| | JP EP BiH | EP HZHB | MH ERS ¹ | Komunalno Brčko |
|---|-----------------------|------------|---------------------|------------------------|
| Tip subjekta | Vertikalno integriran | | | Distribucija i opskrba |
| Djelatnost distribucije u okviru EP-a | DA | DA | DA | Komunalno poduzeće |
| Status/organizacija djelatnosti distribucije | | | | |
| Pravno izdvojena | X | X | ✓ | X |
| Organizacijski/funkcijsko izdvojena | X | ✓ | ✓ | X |
| Računovodstveno izdvojena | ✓ | Djelomično | ✓ | X |
| Izdvojena opskrba od mrežne djelatnosti | X | X | X | n/a |
| Potrebno usklađivanje s EU direktivama | DA | DA | DA | DA |

1) Sami MH ERS kao holding ima dozvolu za trgovinu i opskrbu električnom energijom za razliku od distribucijskih poduzeća. Dakle, holding za razliku od distribucijskih poduzeća ima mogućnost opskrbljivati kvalificirane kupce
Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine i Republike Srpske, DERK Izvješće o radu 2016., analiza Projektnog tima

5.2.5.2 Regulatorni model

Standardni regulatorni modeli za distribuciju električne energije su prihodovni ili cjenovni „cap“ model. Međutim, europski regulatori stavljaju sve veći fokus na razvoj i kvalitetu 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 | Rumunjska | 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 mlrd. 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 % |
| Regulatorno razdoblje | 5 | 5 | 4 | 5 | 5 | 1 |
| Revidiranje uvjeta | Ne | U slučaju promjene tržišnih ili ekon. uvjeta | Ne | Moguća prilagodba cijena | Da | Ne |
| Zahtjevi za kvalitetom | Da | Da | Ne | Da | Da | Ne |
| Opravidnost investicija | Ex-post evaluacija kroz „benchmark“ | Ne | Ex-post evaluacija za sljedeće reg. razdoblje | Penalizacija neadekvatnih investicija | Ne | Ne |
| Ostalo | R&D financirala (strana država „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 koju traže regulatora, te ex-post evaluacija ulaganja distributera kroz komparativnu usporedbu tj. „benchmark“, ili čak penalizacija suboptimalnih ulaganja. Dodatno, u određenim zemljama regulator zahtjeva od distributera i dodatan fokus na unaprjeđenje operativnog poslovanja – npr. u Rumunjskoj 50 % – 70 % gubitaka se prenosi na kupce, dok ostatak gubitaka snosi ODS (Tablica 5.2.4). S obzirom na to da na prikazane europske prakse, u narednom se razdoblju može očekivati dodatno sazrijevanje regulatora i novi pritisci na poslovanje i rezultat. Sukladno tome, na slici niže dan je pregled budućih očekivanih promjena u metodologiji formiranja tarifa koji će svakako stvoriti nove pritiske na operatore distribucijskog sustava i tražiti njihovu veću kvalitetu i učinkovitosti. 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 5.2.23).

Slika 5.2.23 Potencijalne promjene u metodologiji tarifiranja

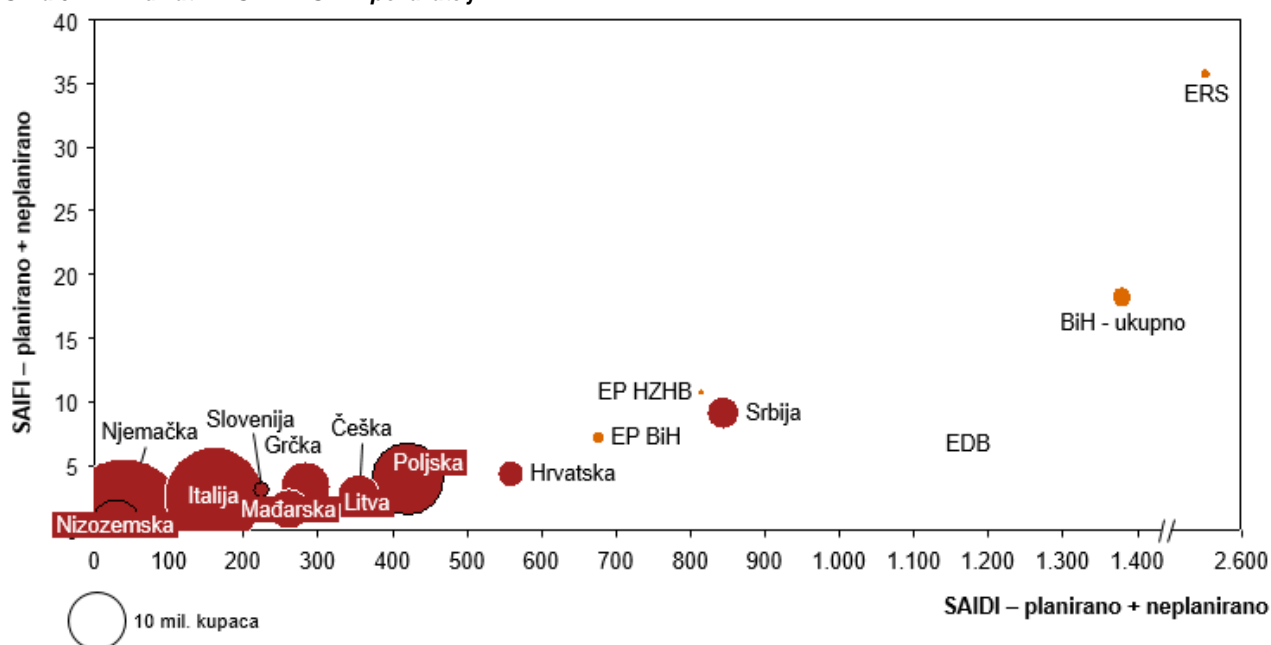


Izvor: analiza Projektnog tima

5.2.5.3 Indikativni SAIFI i SAIDI pokazatelji, te gubitci u distribucijskoj mreži

Uspoređujući distribucijsku mrežu Bosne i Hercegovine s ostalim zemljama Europe, vidljivo je da postoji mogućnost dodatnog unaprjeđenja stanja u elektroprivredama u Bosni i Hercegovini, posebice u segmentu upravljanja kvalitetom opskrbe, te smanjenju distributivnih gubitaka u pojedinim područjima i uvođenju „pametnih“ mreža.

Slika 5.2.24 Indikativni SAIDI i SAIFI pokazatelji



Napomena: Pokazatelji za elektroprivrede EP BiH, EP HZHB i ERS su za 2015. godinu, 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 Izvješće o radu 2015., RERS Izvještaj o radu 2015., podatke dostavio Brčko distrikt Bosne i Hercegovine

Pouzdanost napajanja je jedan od elemenata kvalitete opskrbe. Dva najčešća pokazatelja koja se koriste za procjenu pouzdanosti napajanja elektroenergetskog subjekta su SAIDI (engl. *System Average Interruption Duration Index*) i SAIFI (engl. *System Average Interruption Frequency*). SAIDI označava prosječno trajanje prekida napajanja po kupcu na razini sustava u tijeku godine i izražava se u minutama ili satima po kupcu. SAIFI označava prosječan broj prekida napajanja po kupcu tijekom godine, a izražava se kao broj prekida po kupcu. Za EP BiH, EP HZHB i ostale usporedne elektroprivrede iz drugih zemalja su prikupljeni podatci za SAIDI i SAIFI pokazatelje za sve naponske razine distribucijske mreže, te su u obzir uzeti planirani i neplanirani prekidi.

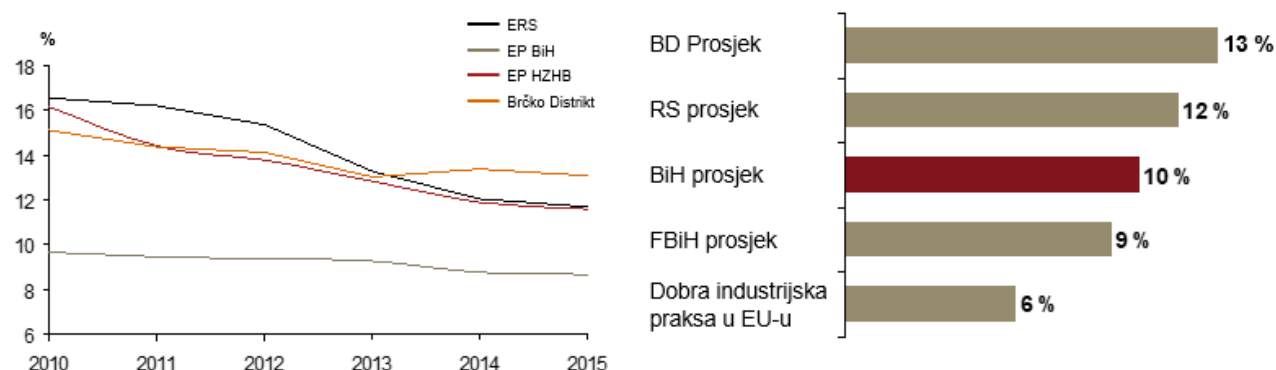
U 2015. godini je prosječno trajanje prekida napajanja po kupcu (SAIDI) za sve elektroprivrede u Bosni i Hercegovini bilo 1.381,8 minuta (EP BiH – 677 minuta, EP HZHB – 817 minuta, ERS – 2.554 minute, EDB – 1.135 minuta). S druge strane, broj prekida po kupcu (SAIFI) je za Bosnu i Hercegovinu prosječno iznosio 18,2 (EP BiH – 7,2; EP HZHB – 10,7; ERS – 35,8; EDB – 6,6). Uspoređujući pokazatelje sa zemljama u regiji i ostatku Bosne i Hercegovine ima veće iznose za SAIDI i SAIFI pokazatelje, te postoji velik prostor za poboljšanje (Slika 5.2.24).

Osim broja i trajanja prekida, analizirani su i gubitci električne energije u distribucijskoj mreži za sve naponske razine. Uzimajući u obzir sve elektroprivrede u Bosni i Hercegovini, u 2015. godini je prosjek gubitaka električne energije iznosio 10 %. Primjerice, EP BiH ima gubitke čiji je iznos ispod 9 %, dok EP HZHB i ERS imaju distributivne gubitke od oko 11,6 %, a u Brčko distriktu Bosne i Hercegovine se kreću oko 13 %.

Unatoč pozitivnom trendu smanjivanja gubitaka, Bosna i Hercegovina i dalje ostvaruje značajne gubitke u svojoj mreži u odnosu na ostale zemlje Europe. Iako su precizni kvantitativni ciljevi i dinamika dijela Akcijskih planova, prijedlog je da se kroz ovaj dokument definira ambicija smanjenja distributivnih gubitaka na 9,5 % do 2020. godine te na 6,5 % do 2035. godine. Ključni mehanizmi za ostvarivanje tih ciljeva su sljedeći:

- rekonstrukcija postojeće mreže, modernizacija starih transformatora i tipizacija,
- optimiranje dizajna nove mreže te prelazak na 20 kV naponsku razinu,
- primjena suvremenih sustava mjerenja energije (AMR) te automatizacija mreža,
- smanjenje komercijalnih (netehničkih) gubitaka.

Slika 5.2.25 Usporedba distributivnih gubitaka u Bosni i Hercegovini s ostalim zemljama, 2015. godina



Izvor: ERS godišnji izvještaj 2015., EP BiH, EP HZHB, JP Komunalno Brčko, Eurostat

5.2.5.4 Transformacija operatora distribucijskog sustava

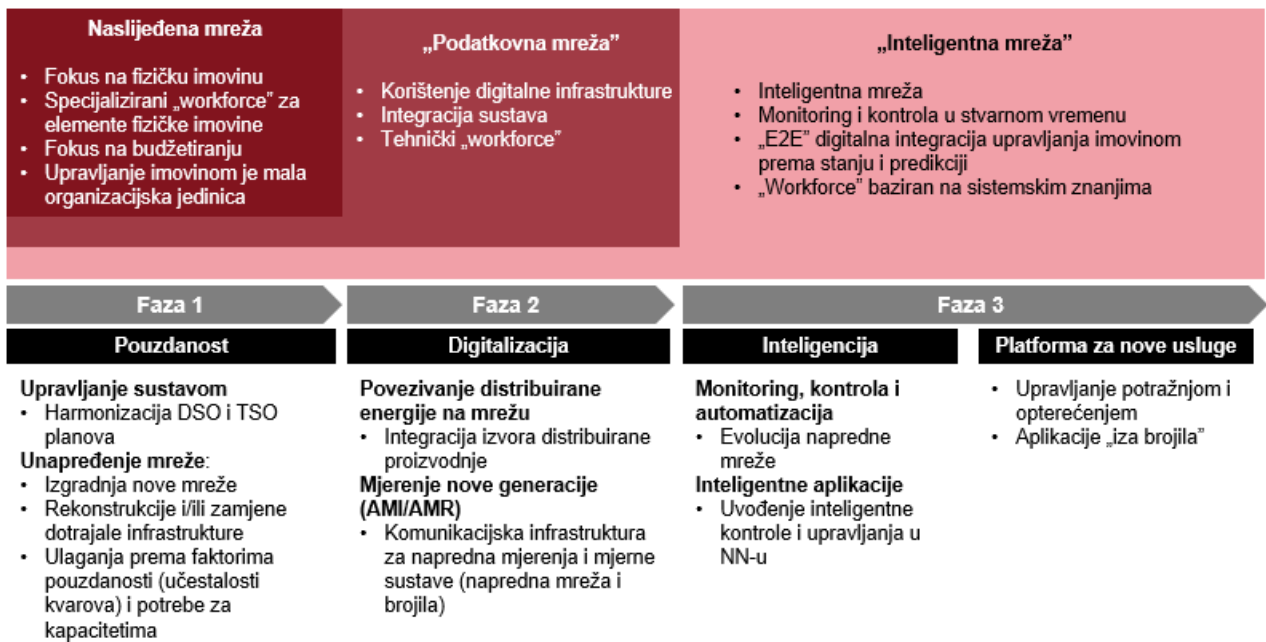
U srednjem roku potrebno je staviti naglasak na razvoj moderne infrastrukture te uvođenje novih tehnologija kod operatora distribucijskog sustava.

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 (engl. *asset management*). U toj, prvoj fazi, pouzdanost je ključan indikator uspješnosti te ključni kriterij investicijskih odluka, a učinkovitost sustava i agilnost procesa sekundarni.

Druga faza razvoja ODS-ova, je faza u koju sada ulaze ODS kompanije u Bosni i Hercegovini. Intenziviraju se aktivnosti digitalizacije infrastrukture i napredne mreže, provedbe pametnih brojila, tehničke i IT integracije te prilagodbe terenskih aktivnosti i procesa, primarno u domeni održavanja, kvarova te upravljanja mrežom (engl. *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 ponovno 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 učinkovitost rada uz veću kvalitetu opskrbe. S druge strane, sve se veći fokus stavlja na izgradnju moderne funkcije upravljanja imovinom koja ima zadatak učinkovito 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 bržih i većih povrata na ulaganju budući da se paradigma upravljanja mrežom temeljito mijenja – iz linearnih sustava u decentralizirane sustave. Ipak, dinamika provedbe novih tehnologija poput naprednih brojila, iako donosi operativne uštede, treba biti planirana na način da balansira između modernizacije cjelokupnog sustava te financijskih mogućnosti i opravdanosti za ulagača. Budući da se i ODS mora intenzivno mijenjati u skladu s velikom transformacijom cijelog elektroenergetskog sektora, važno je nametnuti stav da je moderan, učinkovit i kvalitetan ODS, uz operatora prijenosa, stup elektroenergetskog sustava, 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 provodi se i na niskonaponskim razinama, što će omogućiti puno učinkovitije digitalno upravljanje mrežom s preciznijim i bržim izlascima na teren. Takvi će alati i metode 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 5.2.26).

Slika 5.2.26 Implikacije digitalnih mreža na strateško pozicioniranje na tržištu

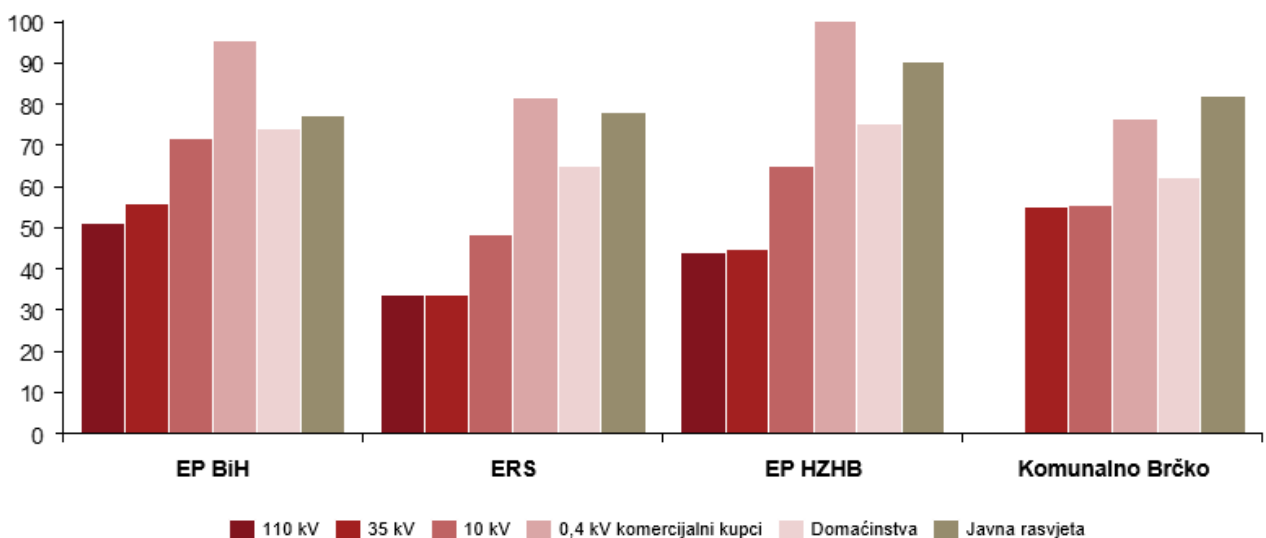


Izvor: analiza Projektnog tima

5.2.6 Cijene električne energije

U cijeloj Bosni i Hercegovini, najveću cijenu električne energije plaćaju komercijalni kupci na naponskoj razini od 0,4 kV, dok najnižu cijenu plaćaju kupci na 110 kV i 35 kV naponskim razinama (Slika 5.2.27). Razine cijena električne energije u Bosni i Hercegovini općenito su, već dugi niz godina, jako niske u odnosu na cijene u ostatku regije. Međutim, u zadnjih nekoliko godina postoji tendencija blagog porasta cijena, dok cijene el. energije u široj regiji⁶ bilježe blagi pad. Pritom je važno napomenuti da trend kretanja cijena ovisi o kategoriji kupaca. Tako je prosječna cijena el. energije za kupce koje opskrbljuju javni opskrbljivači iznosila u 2016. godini 13,15 feninga/kWh (~67,2 EUR/MWh), što je smanjenje od 2,7 % u odnosu na prethodnu godinu, do je prosječna cijena za domaćinstva iznosila 13,98 feninga/kWh (~71,5 EUR/MWh), što je 1,5 % više u odnosu na prethodnu godinu. Kod svih ostalih kupaca, zabilježeno je smanjenje prosječne prodajne cijene za 5,8 %.

Slika 5.2.27 Prosječna cijena električne energije u elektroprivredama u EUR/MWh, 2016. godina



Napomena: Cijene su izražene bez PDV-a

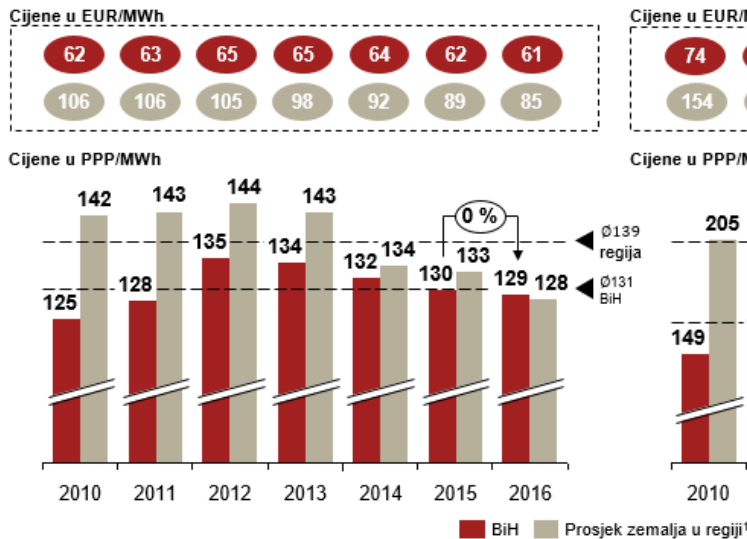
Izvor: DERK Izvješće o radu 2016.

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.

⁶ Šira regija se odnosi na sljedeće zemlje: Austriju, Slovačku, Mađarsku, Češku, Sloveniju, Hrvatsku i Srbiju

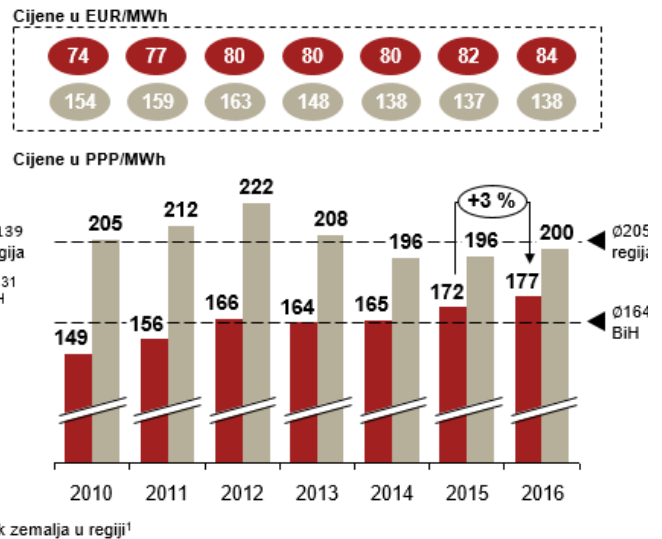
Ukoliko se cijene električne energije preračunaju prema kriteriju pariteta kupovne moći (engl. PPP – *Power Purchase Parity*) tj. životnog standarda pojedine zemlje, vidljivo je kako postoji svojevrsno konvergiranje i smanjenje jaza cijena između Bosne i Hercegovine i regije (Slika 5.2.28).

Slika 5.2.28 Cijene električne energije za industriju u široj regiji, bez PDV-a i nameta u PPP-u 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

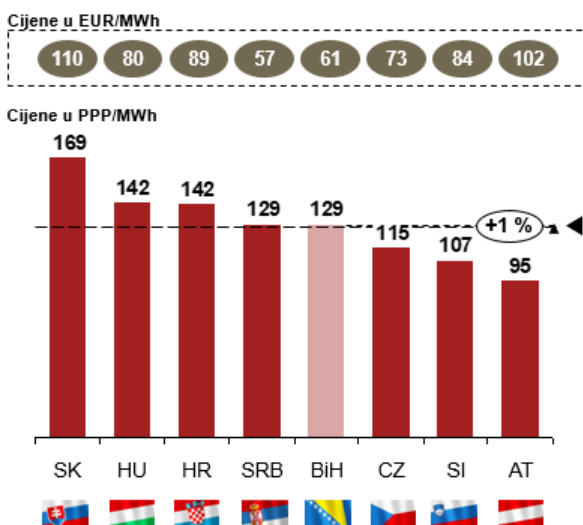
Slika 5.2.29 Cijene električne energije za kućanstva u široj regiji, ukupna cijena u PPP-u i EUR/MWh, 2010. – 2016. godine



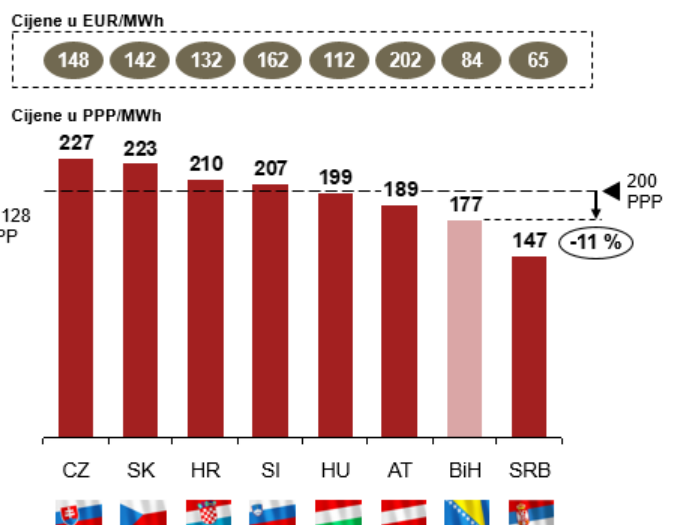
Napomena: Za kućanstva je uzeta kategorija kupaca DC: 2.500 kWh < potrošnja < 5.000 kWh
Izvor: Eurostat, analiza Projektnog tima

Cijene el. energije za kućanstva 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 to isto razdoblje, prosječna cijena el. energije za kućanstva 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 razinama (Slika 5.2.29).

Promatrajući cijene za 2016. godinu po pojedinim zemljama, industrijski potrošači imaju cijene koje su u rangu s prosjekom šire regije, dok su cijene za kućanstva u Bosni i Hercegovini niže od prosjeka za 11 %, gdje je jedino Srbija imala niže cijene od Bosne i Hercegovine (Slika 5.2.30 i Slika 5.2.31). U narednom razdoblju je potrebno raditi na kontinuiranom unaprjeđenju učinkovitosti proizvodnih objekata i konkurentnosti cijena proizvodnog miksa na liberaliziranom tržištu.



Slika 5.2.30 Cijene električne energije za industriju u široj regiji, bez PDV-a i nameta u PPP-u i EUR/MWh, 2016. godina



Slika 5.2.31 Cijene električne energije za kućanstva u široj regiji, ukupna cijena u PPP-u i EUR/MWh, 2016. godina

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

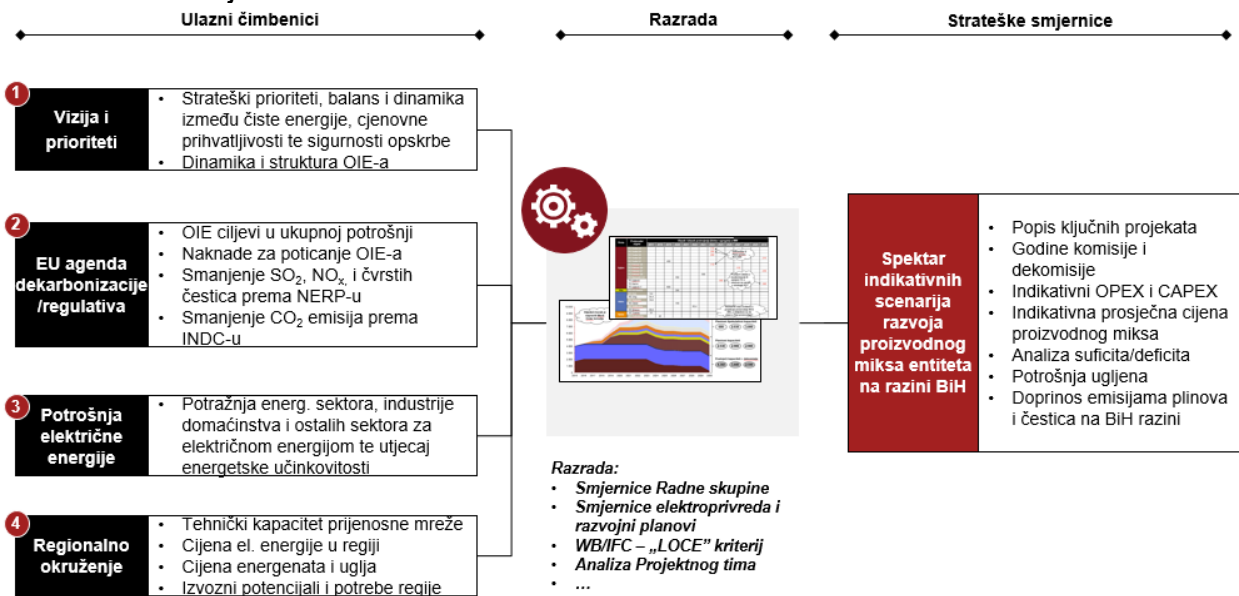
Napomena: Za kućanstva je uzeta kategorija kupaca
 DC: 2.500 kWh < potrošnja < 5.000 kWh
 Izvor: Eurostat, analiza Projektnog tima

5.2.7 Indikativni scenariji razvoja proizvodnog miksa u Bosni i Hercegovini

5.2.7.1 Strateški okvir za razvoj proizvodnog miksa

Strateški okvir razvoja proizvodnog miksa entiteta na razini Bosne i Hercegovine se bazira na četiri osnovna elementa: viziji i prioritetima Bosne i Hercegovine te entiteta, EU regulativi i agendi dekarbonizacije, kretanju potrošnje el. energije, te razvoju regionalnog okruženja. Na temelju ključnih čimbenika i iteracija s radnim skupinama, stvoren je okvir unutar kojeg su razrađivani indikativni scenariji razvoja proizvodnog miksa električne energije u Bosni i Hercegovini (Slika 5.2.32). U samoj razradi scenarija koristio se kriterij najnižeg troška proizvodnje električne energije. Kao sljedeći korak preporučuje se daljnja izrada novog proizvodnog miksa, koji će razrađivati elektroprivreda.

Slika 5.2.32 Strateške smjernice



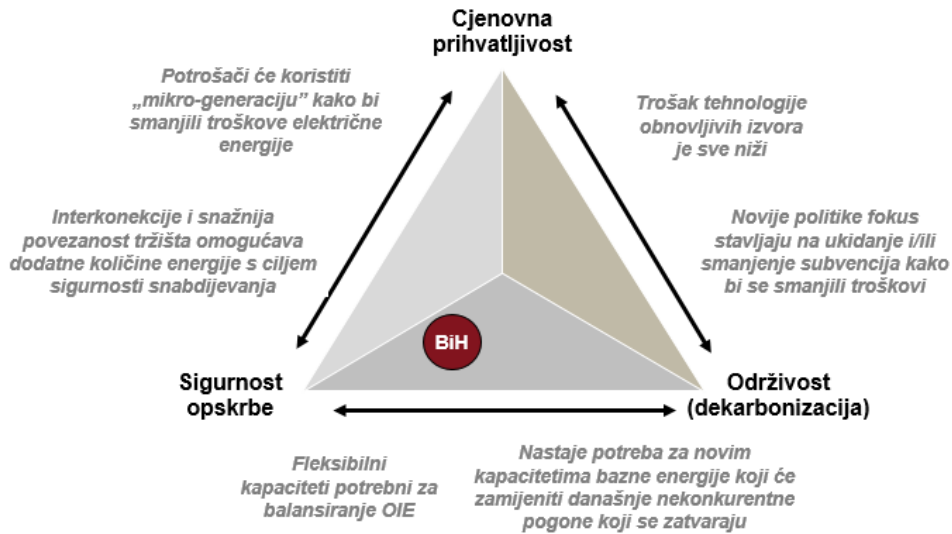
Izvor: analiza Projektnog tima

5.2.7.2 Vizija i prioriteti

Strategiju razvoja proizvodnog miksa na razini Bosne i Hercegovine treba odgovarajući pozicionirati u okviru ključnih strateških ciljeva energetske trileme, tj. sigurnosti opskrbe, cjenovne prihvatljivost ili održivosti (dekarbonizacije).

Iako povijesni podatci ukazuju da intenzitet bilančnog suficita uvelike zavisi o hidrologiji, u pravilu se ostvarivala visoka sigurnost opskrbe domaćeg konzuma. Cilj za naredno razdoblje je zadržavanje sigurnosti opskrbe domaćom proizvodnjom električne energije, međutim taj cilj je potrebno uskladiti s ciljevima konkurentnosti te novih okolišnih standarda.

Slika 5.2.33 Ilustrativan prikaz Bosne i Hercegovine u sklopu energetske trileme danas



Izvor: analiza Projektnog tima

Dodatno, scenarije koji imaju i blagi trend smanjenja stope suficita električne energije nije potrebno negativno karakterizirati. Bosna i Hercegovina je na putu pune integracije u jedinstveno EU energetska tržište, što znači da osim domaće proizvodnje električne energije, sigurnost opskrbe pozitivno doprinosi i jasan trend integracije energetskih tržišta, zbog čega je važno, uz fizičku integraciju, kontinuirano ulagati u znanja i kompetencije trgovanja električnom energijom. Ipak, budući da energetske projekte diktira i samo tržište, postizanje snažnijeg suficita ne treba ograničavati bez razloga, imajući u vidu komponentu cjenovne konkurentnosti za krajnje korisnike te obveze smanjenja negativnih utjecaja na okoliš.

Prosječna cijena proizvodnog miksa u Bosni i Hercegovini je danas relativno konkurentna uzimajući u obzir trend niskih veleprodajnih cijena u okruženju u prethodnih nekoliko godina (daljnji trendovi i dinamika neizvjesni). Međutim, za buduće razdoblje je iznimno važno uzeti u obzir sve očekivane pritiske na cjenovnu konkurentnost poput; nisko konkurentne proizvodne cijene ugljena, troškova naknada za CO₂ koji će imati i daljnju tendencije rasta, naknada za OIE, usporevanje potrošnje električne energije te potencijalni scenarij agresivnije izgradnje većih proizvodnih (termo) kapaciteta. Uz sve navedeno, zadržavanje današnjih razina prosječne proizvodne cijene u srednjem roku smatrat će se dobrim rezultatom.

Unatoč činjenici da (javne) elektroprivrede u BiH imaju obvezu javne opskrbe, što zahtijeva određenu razinu sigurnosti i stabilnosti proizvodnje, iz svega navedenog javlja se potreba za opreznijim donošenjem odluka o pokretanju velikih kapitalnih ulaganja. Iako bi one neminovno dovele do snažnijeg suficita, stvorile bi i rizik dugoročno niže konkurentnosti sustava. Iz tog razloga je potrebno buduće velike investicijske odluke promatrati i kroz prizmu upravljanja rizicima. Dodatno, realizacija pojedinih projekata treba biti bazirana na tržišnim principima kao glavnom faktoru, te bez elemenata državne pomoći koja može utjecati na održivost i opravdanost samih projekata. Ukoliko realizacija pojedinih projekata bude obustavljena zbog nemogućnosti dostizanja tržišne konkurentnosti, tada bi, prema potrebi, do većeg izražaja došla uloga (integriranog) regionalnog energetskog tržišta, te njegova uloga u zadovoljavanju dijela domaće potražnje za električnom energijom.

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

Važno je naglasiti da je u svim scenarijima, za postizanje dugoročne održivosti, potrebno staviti veliki fokus na restrukturiranje sektora rudnika čiju je dinamiku i smjer potrebno uskladiti s odabranom strategijom razvoja termo sektora.

Nastavno na obveze ali i potencijal daljnjeg smanjenja negativnih utjecaja na okoliš, Bosna i Hercegovina mora ubrzati tranziciju svog (elektro)energetskog sektora prema obnovljivim izvorima energije. Prelazak na čišću energiju zahtijeva stvaranje poticajnog okvira za snažnije iskorištavanje svih oblika OIE-a, te investiranja u novu tehnologiju.

Tablica 5.2.5 Ilustrativna vizija strateških ciljeva u Bosni i Hercegovini

| Strateški prioriteti | Implikacije | Ciljevi energetske politike do 2035. u Bosni i Hercegovini | |
|----------------------|--|--|------|
| | | Danas | Cilj |
| Sigurnost opskrbe | Pokrivanje domaće potrošnje ¹ | ● | ● |
| | Suficit | ◐ | ◐ |

| | | | | |
|----------------------------------|---|--|--|---|
| Čišća energija (dekarbonizacija) | Udio OIE-a u ukupnoj proizvodnji i domaćoj potrošnji | | | ↑ |
| | Stupanj zagađenja iz TE-a | | | ↓ |
| Cjenovna konkurentnost | Cijena proizvodnog miksa | | | → |
| Ekonomska diversifikacija | Sudioništvo malog i srednjeg poduzetništva ² | | | ↑ |

○ Nisko ● Visoko (Relativni odnosi)

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

Izvor: analiza Projektnog tima

5.2.7.3 EU agenda dekarbonizacije

Europska 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, očekuje smanjenje emisije stakleničkih plinova za najmanje 20 %, povećanje udjela OIE-a na najmanje 20 % potrošnje i postizanje ušteda energije od minimalno 20 %. Europa nastavlja još jačim intenzitetom stimulirati politiku dekarbonizacije i energetske učinkovitosti kroz tzv. Zimski paket koji postavlja ciljeve za Europu do 2030. Dodatno, EU je u travnju 2017. odobrila dodatne strože standarde smanjenja lokalnih emisija za termoelektrane pod nazivom LCP BREF⁷, 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 ciljevima do 2020. i 2030. godine

| 20-20-20 ciljevi EU-a | Ciljevi EU-a do 2030. | Trenutni planovi u BiH | |
|---|---|--|--|
| Smanjenje emisija stakleničkih plinova za najmanje 20 % | Smanjenje emisija stakleničkih plinova 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 | |
| | | Do 2030. razina CO ₂ emisija na 18 % iznad ili 3 % ispod vrijednosti iz 1990. | |
| 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 | |
| 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. | |

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-a, Ministarsko vijeće je 18. listopada 2012. usvojilo Odluku o provedbi Direktive 2009/28 o proizvodnji el. energije iz OIE-a

Izvor: European Commission – BiH Progress Report 2014, World Bank – Rebalancing BiH, Systematic Country Diagnostic 2015, Akcijski 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, Europska komisija – Zimski energetska paket – „Čista energija za sve Europljane“

U prethodnoj tablici (Tablica 5.2.6) prikazani su planovi na razini Bosne i Hercegovine. Kada se govori o energetska učinkovitosti, Bosna i Hercegovina još uvijek nije usvojila Akcijski plan za energetska učinkovitost. Na razini Bosne i Hercegovine se očekuje postizanje ušteda od 12,47 PJ, koje su dobivene kao zbroj ušteda na entitetskim razinama.

⁷ EU je 28. travnja 2017. odobrila nove ažurirane strože standarde pod nazivom LCP BREF za smanjenje emisija (SO₂, prašina, NO_x, HCl, HF i Hg), a za koje se očekuje da stupe na snagu krajem 2017. godine.

Bosna i Hercegovina je usvojila Akcijski plan za korištenje OIE izvora energije, te se njime obvezala do 2020. godine postići udio od 40 % u ukupnoj finalnoj potrošnji.

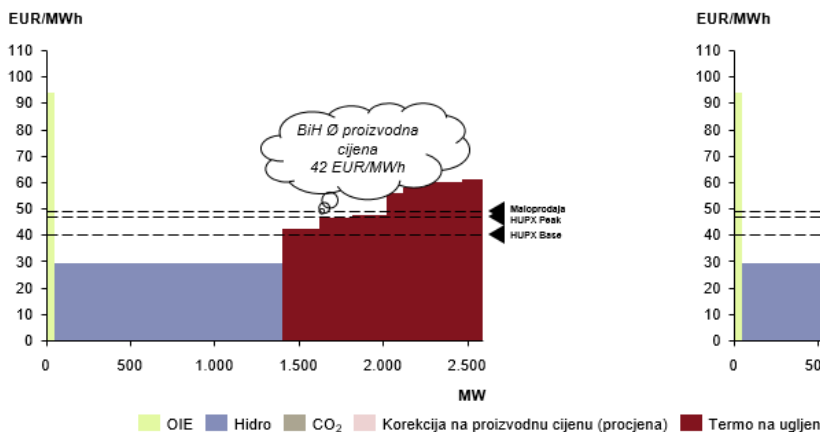
Nadalje, Bosna i Hercegovina se obvezala do 2028. godine smanjiti emisije SO₂ za 95 %, NO_x za 60 % i čvrstih čestica za 90 % u odnosu na 2014. godinu.

U terminima smanjenja emisija CO₂, cilj je donesen za razinu Bosne i Hercegovine. Postoje dva scenarija za smanjenje do 2030. godine sukladno UNFCC-ovom INDC-u⁸:

1. blaži scenarij, prema kojem se treba dostići razina CO₂ emisija 18 % iznad vrijednosti iz 1990. godine i
2. stroži scenarij, prema kojem se treba dostići razina CO₂ emisija 3 % ispod vrijednosti iz 1990. godine, uz međunarodnu pomoć.

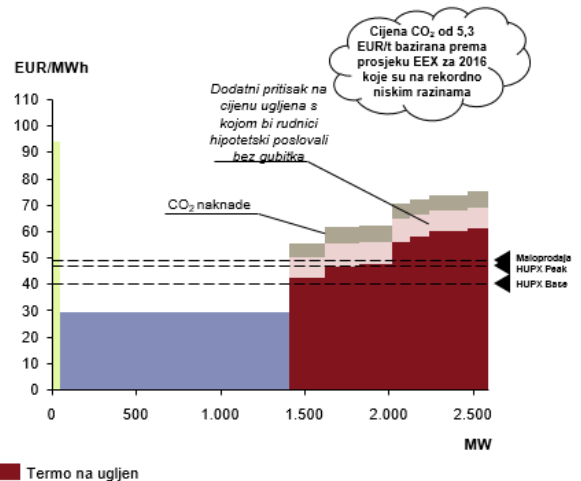
Kako je ranije spomenuto, stupanj učinkovitosti elektrana i iskoristivosti utječu na proizvodnu cijenu električne energije. Najveću proizvodnu cijenu u entitetima imaju elektrane na OIE zbog dodijeljenih poticaja, dok najnižu proizvodnu cijenu imaju hidroelektrane (snage veće od 10 MW). Prosječna proizvodna cijena u Bosni i Hercegovini iznosi 40 EUR/MWh, te je ona konkurentna s cijenama u regiji. Kao referentne, uzete su cijene s HUPX burze za prosječnu baznu i vršnu potrošnju, te maloprodajne cijene el. energije u regiji za 2015. godinu⁹ (Slika 5.2.34).

Slika 5.2.34 Stvarna cijena proizvodnje elektrana u Bosni i Hercegovini u EUR/MWh, 2015. godina



Napomena: 1) Sukladno inputima 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 sada one ispod razine HUPX Peak
Izvor: FERK Izvješće o radu 2015., IEA HUPX DAM 2015 Report, IEA, EEX

Slika 5.2.35 Stvarna cijena proizvodnje elektrana u Bosni i Hercegovini uz CO₂ u EUR/MWh, 2015. godina



Napomena: 1) Sukladno inputima 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. Uključena i TE Stanari. 2) Nakon 2015. godine je došlo do snižavanja cijena u TE Kakanj, te su one sada ispod razine HUPX Peak
Izvor: RERS Izvještaj o radu 2015., ERS Izvješće o poslovanju 2015., ETF Stanari, IEA HUPX DAM 2015 Report, IEA, EEX

Uzimajući u obzir obveze za CO₂ emisije, Bosna i Hercegovina u budućnosti može ući u europski sustav trgovanja CO₂ emisijama, koji je zasnovan prema Direktivi 2003/87/EZ. Ukoliko Bosna i Hercegovina uđe u sustav trgovanja, proizvodna cijena električne energije biti će opterećena s dodatnih 5 – 6 EUR/MWh ako se uzmu u obzir današnje cijene emisija od ~5 EUR/t. Iako su cijene emisija danas rekordno niske, s obzirom na to da će se u daljnjem razdoblju smanjivati granica dopuštenih količina emisija CO₂, očekivati je da će cijene porasti u srednjem i dugom roku. Navedene implikacije bi time mogle smanjiti i cjenovnu konkurentnost termo sektora Bosne i Hercegovine. Potrebno je uzeti u obzir i pitanje održivosti poslovanja rudnika i cjenovnih intervencija koje zaustavljaju puno prelijevanje proizvodnih cijena ugljena na finalnu cijenu električne energije (Slika 5.2.35). Dodatno, ukoliko se u obzir uzmu negativne eksternalije ili „skriveni“ troškovi proizvodnje el. energije iz termoelektrana poput lokalnih emisija štetnih plinova i čestica koji utječu na zdravlje ljudi, došlo bi do povećanja cijene energije iz konvencionalnih izvora.¹⁰

⁸ Intended Nationally Determined Contribution

⁹ Referentna cijena za maloprodaju se odnosi na prosjek za kategoriju kupaca kućanstva DC: 2.500 kWh < x < 5.000 kWh Hrvatske, Srbije, Slovenije, Mađarske, Austrije, Češke i Slovačke.

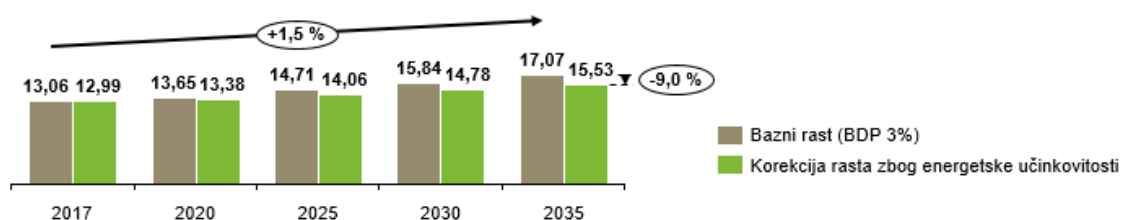
¹⁰ Prema studiji „Study on the Need for Modernization of Large Combustion Plants in the Energy Community“ napravljena je cost-benefit analiza eksternalija tijekom proizvodnje električne i toplinske energije u TE-u u tri scenarija gdje se razmatraju troškovi modernizacije i smanjenja emisija SO₂, NO_x i čvrstih čestica. Za Bosnu i Hercegovinu prema prvom scenariju, iz Direktive 2001/80/EC, predviđa ulaganja u modernizaciju od 337 mil. EUR, a uštede od 25.254 mil. EUR. Drugi scenarij uzima ograničenja iz Direktive 2010/75/EU, gdje ulaganja iznose 375 mil. EUR, a ukupne uštede 26.426 mil. EUR. Treći scenarij podrazumijeva izgradnju novih i modernizaciju dijela postojećih objekata koji iznose 945 mil. EUR, a dok uštede iznose 433 mil. EUR više u odnosu na prvi scenarij.

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 „NOS BiH Indikativni plan razvoja proizvodnje 2017 – 2026“. Primijenjena metodologija definirala je koeficijent elastičnosti – 0,5¹¹, između stope kretanja BDP-a i kretanja potrošnje električne energije što u ovom trenutku daje dovoljno kvalitetnu podlogu za daljnje analize. Ipak, budući da podatci iz EU-a ukazuju na smanjenje korelacije stope BDP-a i potrošnje električne energije, ili čak divergencije, u narednom razdoblju se preporuča napraviti dubinsku analizu i detaljnije procjene scenarija kretanja potrošnje električne energije.

Nastavno na gore navedeno, za procjenu kretanja potrošnje električne energije u Bosni i Hercegovini do 2035. godine, uzeta je u obzir pretpostavka stope rasta BDP-a od 3 % godišnje¹² u razdoblju 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 učinkovitosti. Krajnji učinak takvih stopa rasta doveo bi do apsolutnog povećanja potrošnje na 17,07 TWh u 2035. godini. Dodatno, napravljena je i procjena kretanja potrošnje električne energije s određenim mjerama energetske učinkovitosti. Prilikom procjene potrošnje uz energetska učinkovitost je uzeta pretpostavka smanjenja potrošnje od -9 %¹³ do 2035. godine, kao konzervativan minimum ostvarenja.

Slika 5.2.36 Procjena kretanja potrošnje električne energije u Bosni i Hercegovini, sa i bez EnU-a, u TWh, 2017. – 2035. godine



Izvor: analiza Projektnog tima, EIU, Dun&Bradstreet, Oxford Economics, NOS BiH Indikativni plan razvoja proizvodnje 2017. – 2026.

5.2.7.5 Regionalno okruženje

Prilikom razvoja budućeg proizvodnog portfelja, u obzir treba uzeti i razvoj kapaciteta te rast proizvodnje u regiji, kao i kretanja cijena na burzi. Premda realizacija dinamike kapaciteta u regiji ovisi o brojnim čimbenicima (npr. uslijed niskih cijena ulaganja se zaustavlja ili prolongira, nemogućnost zatvaranja financijske 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 2.400 MW u 2025. godini, a čiju je izgradnju odobrila Europska komisija. Dodatno, potrebno je uzeti u obzir daljnju integraciju Europskog tržišta. Konkretno, povezivanje zemalja jugoistočne Europe podmorskim kablovima s Italijom koji će imati utjecaja na buduće veleprodajne cijene i razvoj proizvodnih kapaciteta¹⁴.

Nadalje, premda je teško prognozirati u kojem smjeru i kojom dinamikom će se kretati cijene električne energije na burzama u regiji, niske cijene u zadnjih 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 ulaganja.

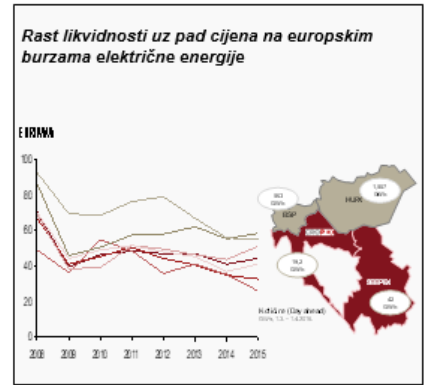
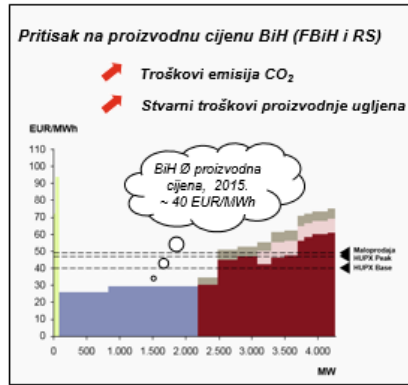
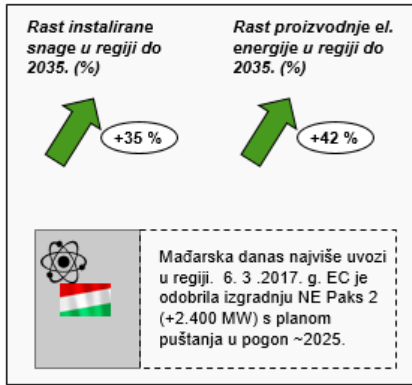
Slika 5.2.37 Razvoj kapaciteta u regiji i konkurentnost proizvodnog miksa u izvozu

¹¹ Korelacija je bazirana na temelju NOS-a BiH Indikativnog plana razvoja proizvodnje 2017. – 2026.

¹² Pretpostavka bazirana na konsenzusu svjetskih analitičkih kuća (EIU, Dun&Bradstreet, Oxford Economics)

¹³ Brojka ne predstavlja službeni cilj prema mjerama energetske učinkovitosti, već služi za analizu osjetljivosti različitih scenarija razvoja proizvodnog portfelja.

¹⁴ 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 Europe da podnese razne intenzitete proizvodnje, identificiraju moguća zagušenja mreže i predlažu moguća poboljšanja mreže.



Izvor: Platts database, analiza Projektnog tima

5.2.8 Razrada scenarija razvoja proizvodnog miksa 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. 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 učincima (posljedicama);
2. Odabir ciljanog scenarija, kombinacije, tj. smjera razvoja proizvodnog miksa do 2035. godine je diskrecijska odluka kreatora energetske politike na razini entiteta i Bosne i Hercegovine sukladno postojećim i budućim zakonskim i regulatornim obvezama;
3. Kod razrade proizvodnih miksova cilj nije eksplicitno nominirati pojedine projekte već ukazati na sudioništvo pojedine vrste tehnologije u proizvodnji električne energije (ugljen, plin, hidro i ostali OIE-i) te moguće kvantitativne i kvalitativne implikacije na ključne parametre i ograničenja (npr. cjenovna konkurentnost, pokrivanje domaće potrošnje, izvozni potencijal, udio OIE-a itd.);
4. S obzirom na značajan utjecaj termo objekata na kretanje proizvodnog miksa, eksplicitno je dan prikaz dekomisija i izgradnje termo objekata prema zadnjim 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 po entitetima s indikativnim tehničkim parametrima, a koji će se realizirati sukladno odabranom strateškom smjeru entiteta i 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 energetskog sektora entiteta i Bosne i Hercegovine bi trebali odabrati onaj scenarij ili kombinaciju scenarija koji odgovarajući adresiraju viziju energetskog sektora, preuzete i buduće zakonske i regulatorne obveze te omogućuju održiv i konkurentan sustav.

Detaljnije obrađeni scenariji su:

1. **Scenarij radnih skupina entiteta ili entitetski scenarij**, koji se bazira na inputima Radnih skupina Federacije Bosne i Hercegovine i Republike Srpske, gdje su prilikom planiranja uvaženi i postojeći dokumenti i odnosi sa sadašnjim i potencijalnim ulagačima te ostalim dionicima. Budući da scenarij predviđa značajan izvoz suficita proizvedene energije, napravljen je i podscenarij gdje je uzeta pretpostavka limita na izvoz el. energije u iznosu od 30 % iznad domaće potrošnje za termo sektor za Federaciju Bosne i Hercegovine i limit od 70 % iznad domaće potrošnje za termo sektor Republike Srpske (ne uključujući TE Stanari koja proizvodi 2 TWh godišnje) s prvenstvom ulaska hidro i ostalih OIE postrojenja u EES. Navedeni limit predstavlja hipotetsku situaciju gdje se višak el. energije ne može u potpunosti konkurentno izvesti zbog čega se donosi odluka djelomičnog 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 NOS BiH izvješću. Ključni cilj ovog scenarija je razumjeti implikacije na ključne parametre sustava u slučaju kada bi se realizirale sve investicijske odluke nominirane od elektroprivreda prema NOS-u BiH;
3. **Troškovno optimirani (IP) scenarij** se bazira na filozofiji razvoja proizvodnog miksa sukladno Indikativnom planu NOS-a BiH, međutim uz određene korekcije, primarno u domeni godine puštanja u pogon i/ili dekomisije većih projekata, te instalirane snage za TE Ugljevik 3 sa 600 MW na 300 MW;
4. **Blaži obnovljivi scenarij** potiče veći udio obnovljivih izvora energije uz poticanje mjera energetske učinkovitosti kao alternativa ostalim scenarijima koji se tradicionalno temelje na većem sudioništvu termo sektora. Iako ovaj scenarij predstavlja najintenzivniji zaokret u filozofiji planiranja proizvodnog miksa, i dalje se u dobroj mjeri naslanja na ugljen kao danas dominantan prirodni resurs u proizvodnji električne energije, imajući u vidu kompleksnost provedbe potpune dekarbonizacije.

Obrađeni scenariji razvoja proizvodnog miksa rezultat su suradnje Radnih skupina Federacije Bosne i Hercegovine i Republike Srpske, analiza Projektnog tima te djelomično rezultata studija Svjetske banke, „BiH – Power Sector Note“ iz 2017. godine. Studija Svjetske banke rađen je prema metodologiji i kriteriju troškovne konkurentnosti proizvodnih tehnologija tijekom životnog ciklusa (engl. LCOE – *Levelized Cost of Electricity*) u suradnji s ključnim dionicima energetskog sektora na razini 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 učinkovitost 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 učinkovitog planiranja i provedbe ulaganja te operativnog upravljanja rada elektrane, dominantno kroz troškove održavanja i proizvodnje (engl. *O&M*).

Plan puštanja u rad objekata OIE-a za Scenarij radnih skupina entiteta¹⁵ baziran je prema inputima Radnih skupina i analize Projektnog tima za sve vrste tehnologija. U ostalim scenarijima se projekcije za VE oslanjaju na preporuke iz „BiH-Power Sector Note“ dokumenta, dok se ostale vrste tehnologija oslanjaju na ulazne parametre Radnih skupina 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, 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 sustavu poticaja, učinaka kogeneracije na učinkovitost pogona itd. Upravo bi učinci kogeneracije mogli dodatno povećati troškovnu (OPEX) i cjenovnu učinkovitost postojećih i budućih termoelektrana čime bi optimalna godina njihova puštanja u rad mogla biti i nešto ranije u odnosu na obrađene scenarije.

U nastavku je prikaz dekomisija i puštanja u rad termo objekata u oba entiteta (Tablica 5.2.7 i Tablica 5.2.8). U Federaciji Bosne i Hercegovine, TE Tuzla 6 i TE Kakanj 7 rade nakon promatranog razdoblja 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 milijuna eura 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 termo objekte 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 termo projekata za entitetski scenarij, ulazak blokova Tuzla 7, Kakanj 8 i RiTE Kongora se baziraju na razvojnim planovima EP BiH i EP HZHB-a. 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 NOS BiH Indikativnom planu 2016. – 2027., uz projekciju do 2035. godine. Troškovno optimiran i blago obnovljivi scenarij s EnU-om predviđaju kasniji ulazak termo objekata ili ih ne uzimaju u obzir. Kad se promatra 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 EnU-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.

U Republici Srpskoj, TE Ugljevik radi nakon promatranog razdoblja do 2035. (zbog otplate kreditne linije za ugrađenu opremu za odsumporavanje), kao i novoizgrađena TE Stanari. U entitetskom scenariju dolazi do zamjene TE Gacko novim postrojenjem TE Gacko 2 u 2024. godini ili alternativno prestankom rada TE Gacko u 2031. u ostalim scenarijima. Dodatno, planira se ulazak nove TE Ugljevik 3 snage 600 MW ili 300 MW u troškovno optimiranom scenariju. Blaži obnovljivi scenarij ne predviđa ulazak novih termo objekata u Republici Srpskoj.

S obzirom na to da su scenariji indikativni, odluka je na ključnim dionicima energetske sektora entiteta i Bosne i Hercegovine koji bi se scenarij ili kombinacija scenarija trebala odabrati sukladno viziji energetske sektora.

¹⁵ Plan proizvodnje i instalirane snage je razrađen sukladno Akcijskom planu za OIE oba entiteta do 2020. uz projekciju stopi rasta 2020. – 2035. kao strateškog pogleda na razvoj sektora u BiH sukladno inputima Radnih skupina i analizi Projektnog tima.

Tablica 5.2.7 Dekomisija postojećih termo objekata

| Entitet | Termo objekt | Snaga (MW) | Scenarij radnih skupina entiteta | Indikativni plan (IP) | Troškovno optimiran IP | Blaži obnovljivi scenarij s EnU-om |
|---------|--------------|------------|----------------------------------|-----------------------|------------------------|------------------------------------|
| FBiH | 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 |
| RS | Ugljevik | 279 | >2035. | 2035. | >2035. | >2035. |
| | Gacko | 276 | 2024. | 2031. | 2031. | 2031. |
| | Stanari | 263 | >2035. | >2035. | >2035. | >2035. |

Napomena: 1) Pretpostavka ugradnje opreme za odsumporavanja u vrijednosti od 49 mil. EUR za Tuzla 6 i 46,5 mil. EUR za Kakanj 7 sukladno Strategijskom planu EP BiH do 2035. 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 inputima EP BiH
Izvor: Radne skupine entiteta, World Bank – Power Sector Note 2016, analiza Projektnog tima

Tablica 5.2.8 Puštanje u rad novih termo objekata sukladno scenarijima

| Entitet | Termo objekt | Snaga (MW) | Scenarij radnih skupina entiteta | Indikativni plan (IP) | Troškovno optimiran IP | Blaži obnovljivi scenarij s EnU-om |
|---------|--------------|------------|----------------------------------|-----------------------|------------------------|------------------------------------|
| FBiH | 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. | - | - |
| RS | Ugljevik 3 | 600 | 2022. | 2019. | 2025. (300 MW) | - |
| | Gacko 2 | 350 | 2024. | - | - | - |

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.

U kontekstu projekta Ugljevik se vrše pripreme dva bloka, međutim, u daljnjem procesu razvoja potrebno je razmotriti potencijalnu redukciju ciljane instalirane snage na 300 MW u skladu s potrebama elektroenergetskog sektora RS-a i na osnovi procjene ulagača za tržišni plasman proizvedene energije izvan Republike Srpske.

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 EnU-om se baziraju na metodologiji najmanjeg troška el. energije (LCOE), te se u obzir nisu uzeli 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 u Bosni i Hercegovini

U nastavku je dan 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 5.2.9).

Konkretno, svi scenariji postižu sigurnost opskrbe vlastitom proizvodnjom na razini Bosne i Hercegovine. Izvozni potencijal je najveći u entitetskom scenariju te scenariju Indikativnog plana, gdje je glavni pokretač izvora termo sektor. U troškovno optimiranom i blago obnovljivom scenariju s EnU-om, razina suficita se kreće nižim stopama rasta, prateći projiciranu potrošnju na razini Bosne i Hercegovine.

Cjenovni miks za troškovno optimirani IP scenarij je najpovoljniji s obzirom na današnje cijene na burzi koje su na relativno niskim razinama. Cjenovno najnepovoljniji je „entitetski scenarij“ s proizvodnim limitom iznad ukupne domaće potrošnje, čime se smanjuje stupanj iskoristivosti termo pogona i uzrokuju veće cijene zbog fiksnih troškova. Scenarij Indikativnog plana NOS-a BiH također ima relativno više cijene s obzirom na progresivniju izgradnju novih objekata na ugljen i plin. Ostali scenariji se kreću na relativno konkurentnom cjenovnom rasponu prema današnjim cijenama na burzi.

Kod doprinosa ukupnih smanjenja lokalnih emisija i CO₂ emisija, najveći doprinos konvergiranju kriteriju ostvaruje blaži obnovljivi scenarij s EnU-om, gdje se smanjuje rad starih blokova a maksimizira novih. Ako se zasebno promatra doprinos smanjenja lokalnih emisija za entitetski scenarij, unaprjeđenje je značajno za postojeće blokove Tuzla 6 i Kakanj 7, koji rade nakon 2035. godine, ugrađuje kontrolna oprema za odsumporavanje. S obzirom na to da se planira dodatna ekspanzija termo sektora, entitetski scenarij ipak ne doprinosi u potpunosti ukupnom smanjenju lokalnih emisija. U slučaju entitetskog scenarija s izvoznim limitom iznad domaće potrošnje, situacija je značajno povoljnija u terminima lokalnih emisija i CO₂ emisija općenito radi smanjenog rada termo sektora, ali nauštrb cijene ukupnog proizvodnog miksa zbog fiksnih troškova novih postrojenja. Preostali scenariji imaju općenito nisku razinu ispunjenja kriterija lokalnih emisija i CO₂ emisija s obzirom na pretpostavku da nema ulaganja u kontrolnu opremu za postojeće termo blokove, a dodatno uz to i ambiciozne planove izgradnje novih termo postrojenja.

Kod kriterija udjela OIE-a u instaliranoj snazi, očekuje se njihovo povećanje u odnosu na današnje razine u svim scenarijima osim za scenarij Indikativnog plana (IP). Ovakav trend 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 provedbi, a naročito se to odnosi na progresivniji scenarij Radnih skupina gdje su potrebni značajniji napor u pripremi izgradnje i financiranja brojnih projekata u relativno ambicioznom roku. Situacija je slična i za Indikativni plan (IP) s obzirom na to da je objektivno teško očekivati ubranu realizaciju TE Banovići, TE Tuzla 7, TE-TO Zenica i TE Ugljevik 3 do 2020. godine. Blaži obnovljivi scenarij zahtijeva također određenu težinu provedbe s obzirom na to da je potrebna veća koordinacija prilikom izgradnje više projekata hidro i OIE kapaciteta, ali isto tako i promjenu filozofije na čišću energiju te uvažavanje socijalnog aspekta (prvenstveno kroz potrebe dekarboniziranja sektora ugljena). 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.

Tablica 5.2.9 Kriterij i kvalitativan sažetak scenarija razvoja proizvodnog miksa električne energije u Bosni i Hercegovini

| Ključni faktori scenarija | Kriterij | Scenarij radnih skupina entiteta | | Indikativni plan (IP) | Troškovno optimiran IP | Blaži obnovljivi scenarij s EnU-om |
|---|--|----------------------------------|-------------------|-----------------------|------------------------|------------------------------------|
| | | Bez limita izvoza | Limit izvoza 30 % | | | |
| Cjenovna konkurentnost | • Kretanje prosječne cijene proizvodnog miksa u odnosu na HUPX (40 - 45 EUR/MWh) | 🟡 | 🟢 | 🟡 | 🟢 | 🟢 |
| Sigurnost opskrbljivanja | • U razdoblju 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 obveza Energetske zajednice | 🟢 | 🟢 | 🟡 | 🟢 | 🟢 |
| Ograničenja CO ₂ emisija | • Doprinos smanjenju CO ₂ emisija na razini 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 | 🟢 | 🟢 | 🟢 | 🟢 | 🟡 |

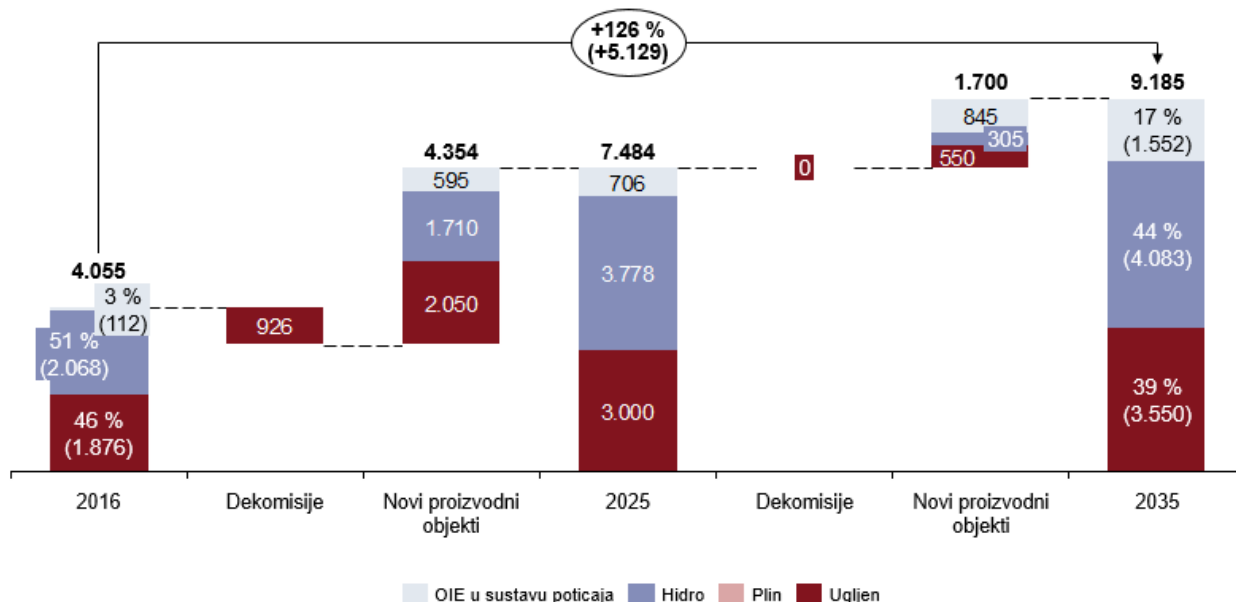
Ispunjenje kriterija Nisko 🟡 Visoko 🟢

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

5.2.8.3 Scenarij radnih skupina entiteta

Ukupna instalirana snaga u 2016. godini u Bosni i Hercegovini iznosi 4,055 MW, od čega 46 % čine kapaciteti na ugljen, a ostalih 54 % hidro kapaciteti i kapaciteti na OIE u sustavu poticaja. Prema ovom scenariju, do 2035. godine je planiran porast instalirane snage od 126 %, odnosno u rad će biti pušteni novi objekti, uz dekomisije, ukupne snage od 5.129 MW. Većina instaliranih kapaciteta, njih 4.354 MW, će biti puštena u pogon do 2025. godine. U tom istom razdoblju će doći do dekomisije TE Gacko u Republici Srpskoj, i blokova 3, 4 i 5 TE Tuzla te blokova 5 i 6 TE Kakanj u Federaciji Bosne i Hercegovine, čija je ukupna snaga 926 MW. U razdoblju od 2025. do 2035., godine će u rad biti pušteno još 1.700 MW novih kapaciteta, bez dekomisija. Očekuje se porast udjela OIE-a u sustavu poticaja i HE-a na 61 %. (Slika 5.2.38).

Slika 5.2.38 Instalirani kapacitet po tehnologiji u MW, 2016. – 2035. godine (entitetski scenarij)



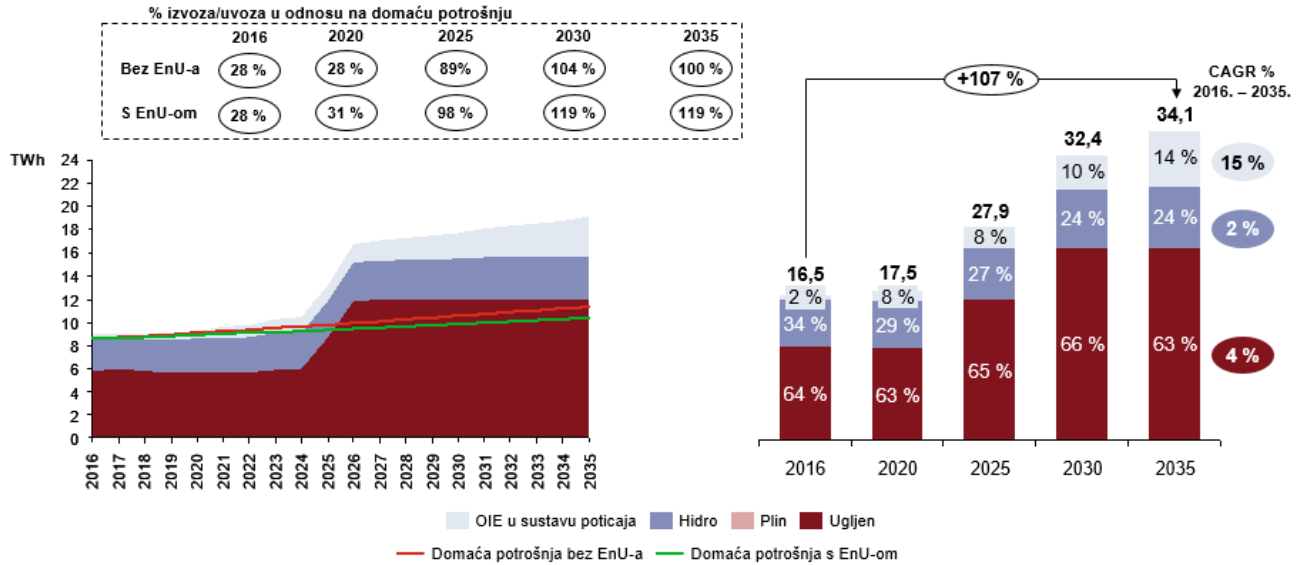
Izvor: analiza Projektnog tima, Radne skupine entiteta

Za scenarij Radne skupine su napravljene dvije verzije scenarija:

- za proizvodnju bez izvoznog limita,
- za proizvodnju s izvoznim limitom termo sektora za Federaciju Bosne i Hercegovine od 30 % iznad domaće potrošnje, a Republike Srpske od 70 % iznad domaće potrošnje (bez TE Stanari koja proizvodi 2 TWh/god.), gdje prvenstvo ulaska imaju HE i OIE u sustavu poticaja.

U verziji bez izvoznog limita, novih 5.128 MW instaliranih kapaciteta bi u 2035. godini dovelo do dvostruko veće proizvodnje električne energije nego što je bila u 2016. godini, te bi se tako osigurao visoki izvozni potencijal. U tom bi slučaju udio izvoza iznosi između 100 % i 119 %, ovisno o tome koriste li se mjere energetske učinkovitosti. U narednim godinama bi se, prema scenariju, zadržao gotovo isti udio proizvodnje iz ugljena, dok bi se udio proizvodnje iz OIE-a značajno povećao (s 2 % u 2016. na 14 % u 2035. godini) (Slika 5.2.39).

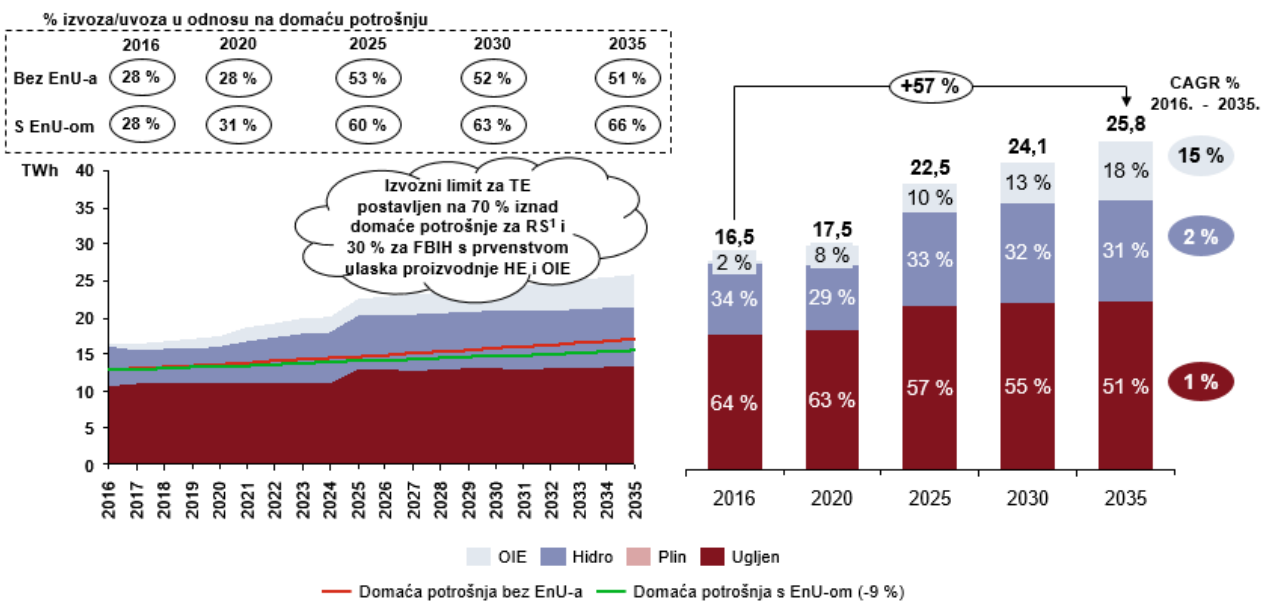
Slika 5.2.39 Kretanje proizvodnje električne energije bez izvoznog limita u TWh, 2016. – 2035. godine (entitetski scenarij)



Izvor: analiza Projektnog tima, Radne skupine entiteta

U slučaju postojanja izvoznog limita za Republiku Srpsku i Federaciju Bosne i Hercegovine, kako je navedeno ranije, iznos proizvodnje bi se povećao za 57 % u odnosu na 2016. godinu. Relativni udio proizvodnje iz ugljena bi se smanjio sa 64 % na 51 % do 2035. godine, dok bi se udio proizvodnje iz svih OIE-ova posljedično povećao. Suficit bi u ovom slučaju, bez korištenja mjera energetske učinkovitosti u 2035. godini iznosio 51 %, a s mjerama 66 % domaće potrošnje (Slika 5.2.40).

Slika 5.2.40 Kretanje proizvodnje električne energije s izvoznim limitom u TWh, 2016. – 2035. godine (entitetski scenarij)

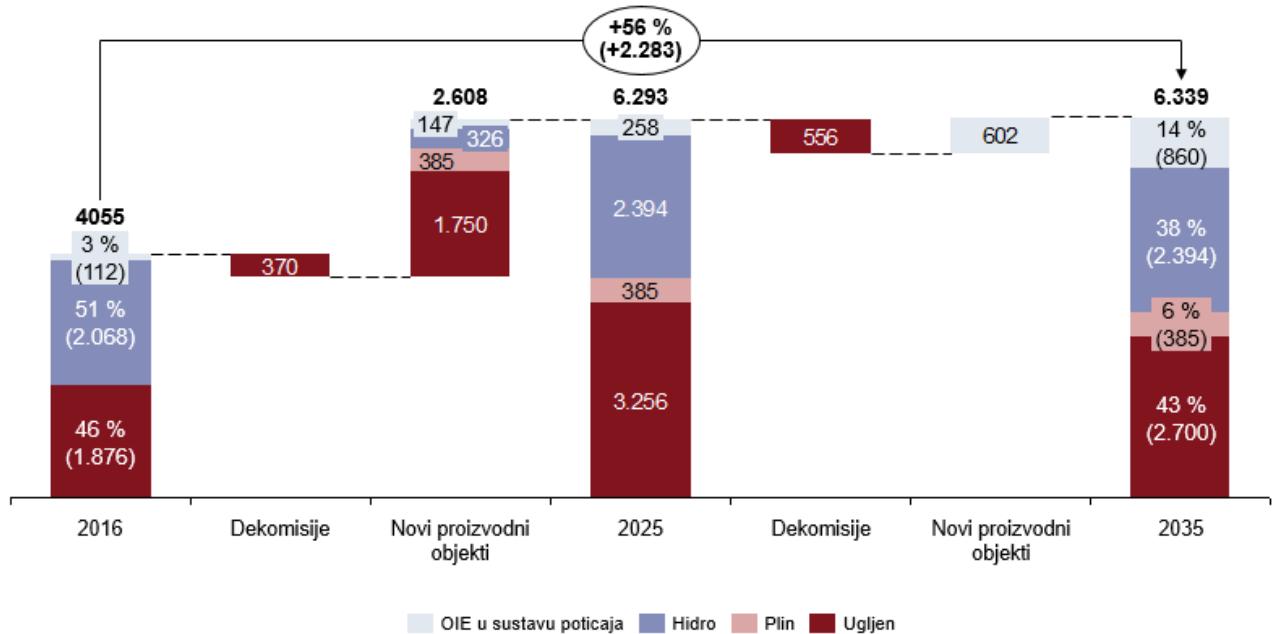


Napomena: 1) Isključujući TE Stanari koja nije limitirana ograničenjem izvoza

Izvor: analiza Projektnog tima, Radne skupine entiteta

Prilagođen Indikativni plan razvoja prema NOS-u BiH predviđa rast ukupnih instaliranih kapaciteta, jednako kao i povećanje udjela obnovljivih izvora energije. U ovom scenariju, naglasak je na zamjeni starih blokova s novim termo objektima na ugljen i plin. Prema planu do 2025. godine se planira instalirati 2.283 MW novih kapaciteta. Većina instaliranih kapaciteta će biti na ugljen, ali će se instalirati i 385 MW kapaciteta na plin (TE-TO Zenica). Nakon 2025. godine se očekuje puštanje u pogon dodatnih 602 MW iz obnovljivih izvora energije. U 2035. godini bi time iznos instaliranih kapaciteta iznosio 6.338 MW, te će se u odnosu na 2016. godinu ostvariti rast od 56 %. Relativni udio velikih hidroelektrana će se smanjiti, s postojećih 51 % na 38 %, no udio elektrana na ostale izvore energije će se dosta povećati, s 3 % na planiranih 14 % (Slika 5.2.41).

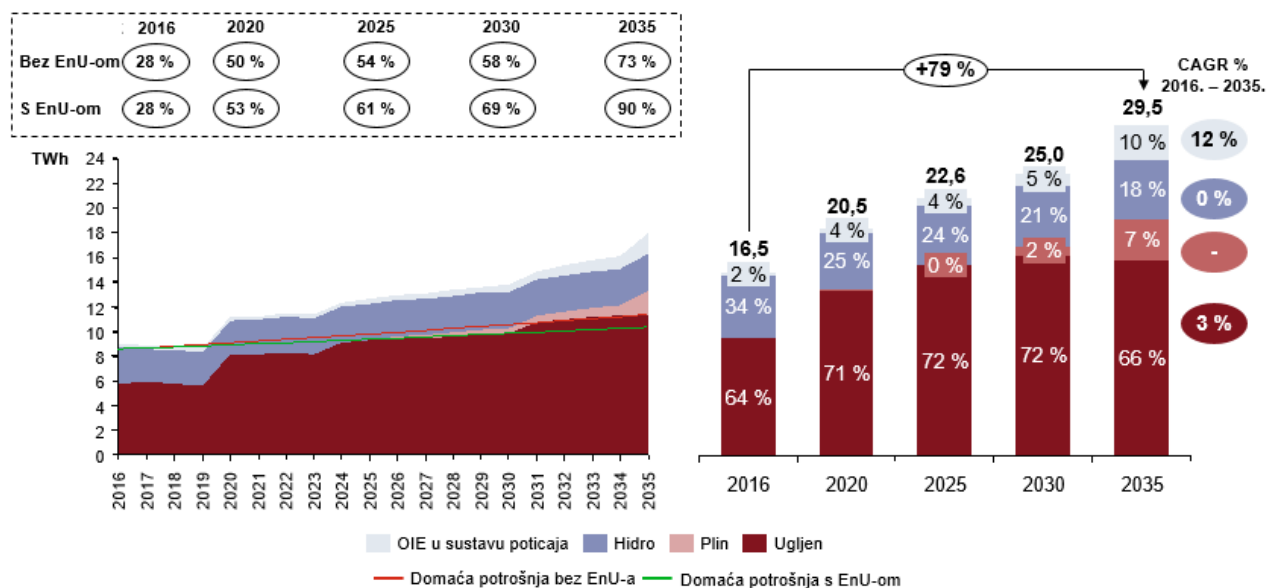
Slika 5.2.41 Instalirani kapaciteti po tehnologiji u MW, 2016. – 2035. godine (IP scenarij)



Izvor: World Bank – Power Sector Note 2016, NOS BiH Indikativni plan razvoja 2016. – 2027., analiza Projektnog tima

U terminima proizvodnje, predviđen je rast od 79 %, što znači da bi do 2035. godine iznos proizvedene električne energije bio 29,5 TWh. Termoelektrane na ugljen bi i dalje bile dominantne, s udjelom od 66 %, dok bi elektrane na obnovljive izvore energije (uključujući i velike hidroelektrane) činile 28 %. Suficit bi u ovom scenariju, s trenutnih 28 % narastao na ~72 % – 90 % domaće potrošnje (Slika 5.2.42).

Slika 5.2.42 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016. – 2035. godine (IP scenarij)

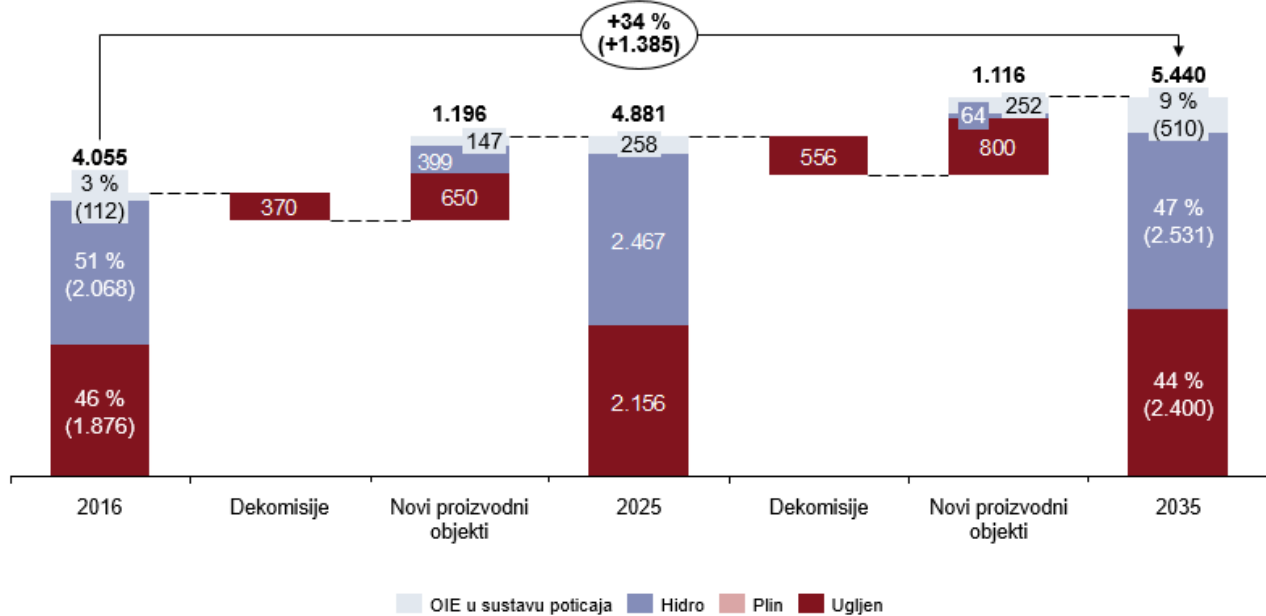


Izvor: World Bank – Power Sector Note 2016, analiza Projektnog tima

5.2.8.5 Troškovno optimirani IP scenarij

U troškovno optimiranom scenariju, naglasak je stavljen na kasnijoj izgradnji TE-a na ugljen, iza 2025. godine, te nema planova izgradnje objekata na plin. Prema ovom scenariju, do 2025. godine će u pogon biti pušteno 1.385 MW novih kapaciteta, dok će se izvršiti dekomisija 370 MW. U razdoblju 2025. – 2035. godine u pogon će biti puštene termoelektrane na ugljen ukupne snage 800 MW. U tom će razdoblju u pogon biti pušteno i 316 MW kapaciteta iz HE-a i OIE-a u sustavu poticaja. Ukupna instalirana snaga u ovom scenariju bi do 2025. godine iznosila 5.440 MW, te će u odnosu na 2016. godinu doći do neto rasta snage od 34 % (Slika 5.2.43).

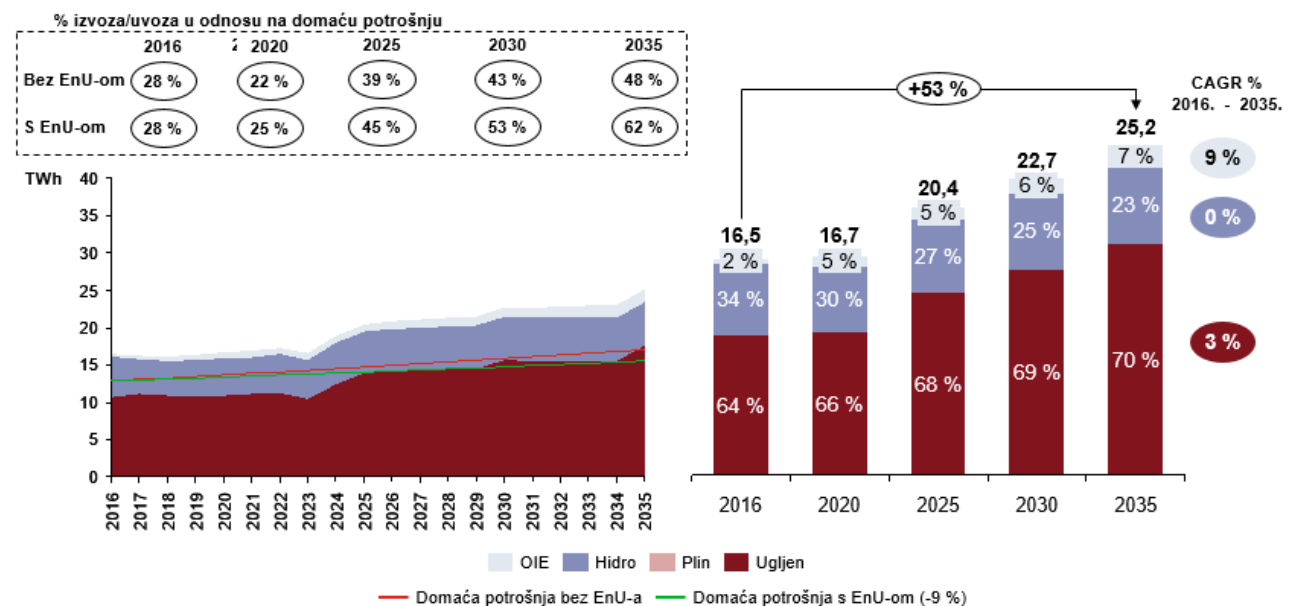
Slika 5.2.43 Instalirani kapaciteti po tehnologiji u MW, 2016. – 2035. godine (troškovno optimiran IP scenarij)



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

S obzirom na porast instaliranih kapaciteta, doći će i do povećanja proizvodnje. Može se očekivati rast od 53 %, odnosno na 25,2 TWh do 2035. godine. Ugljen bi i u ovom scenariju dominirao proizvodnjom, sa 70 % udjela. S planiranim iznosom proizvodnje električne energije, suficit bi se trebao postepeno povećavati do razine ~48 % – 62 % (Slika 5.2.44).

Slika 5.2.44 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016. – 2035. godine (troškovno optimiran IP scenarij)

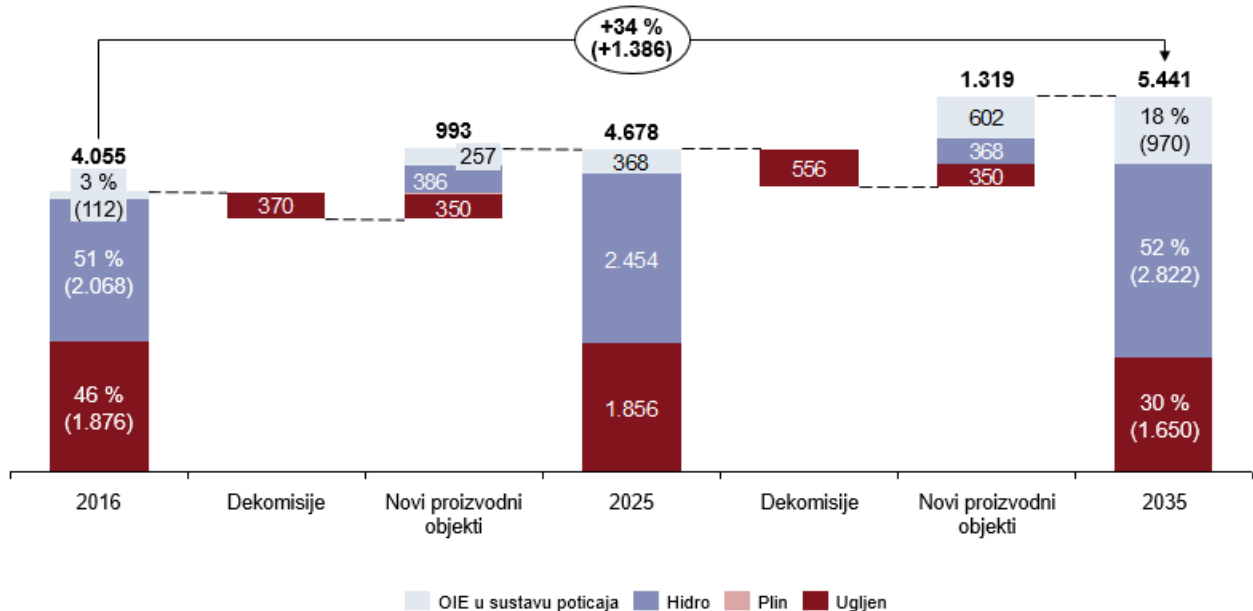


Izvor: World Bank – Power Sector Note 2016, analiza Projektnog tima

5.2.8.6 Blaži obnovljivi scenarij s energetska učinkovitosti

Blaži obnovljivi scenarij mijenja strukturu proizvodnog portfelja u odnosu na prethodno navedene scenarije. Naglasak je snažnije stavljen na rast i promociju obnovljivih izvora energije, ali se i dalje ne zanemaruje termo sektor. Do 2035. godine se očekuje povećanje instaliranih kapaciteta od 34 % te bi prema planu u pogon trebalo biti pušteno ~860 MW iz obnovljivih izvora i ~750 MW kapaciteta velikih hidroelektrana. S druge strane, s radom će prestati termoelektrane na ugljen ukupne snage od 926 MW, dok će u pogon biti pušteno 700 MW. Udio ukupnih obnovljivih izvora energije će se povećati na 70 % od ukupne instalirane snage (Slika 5.2.45).

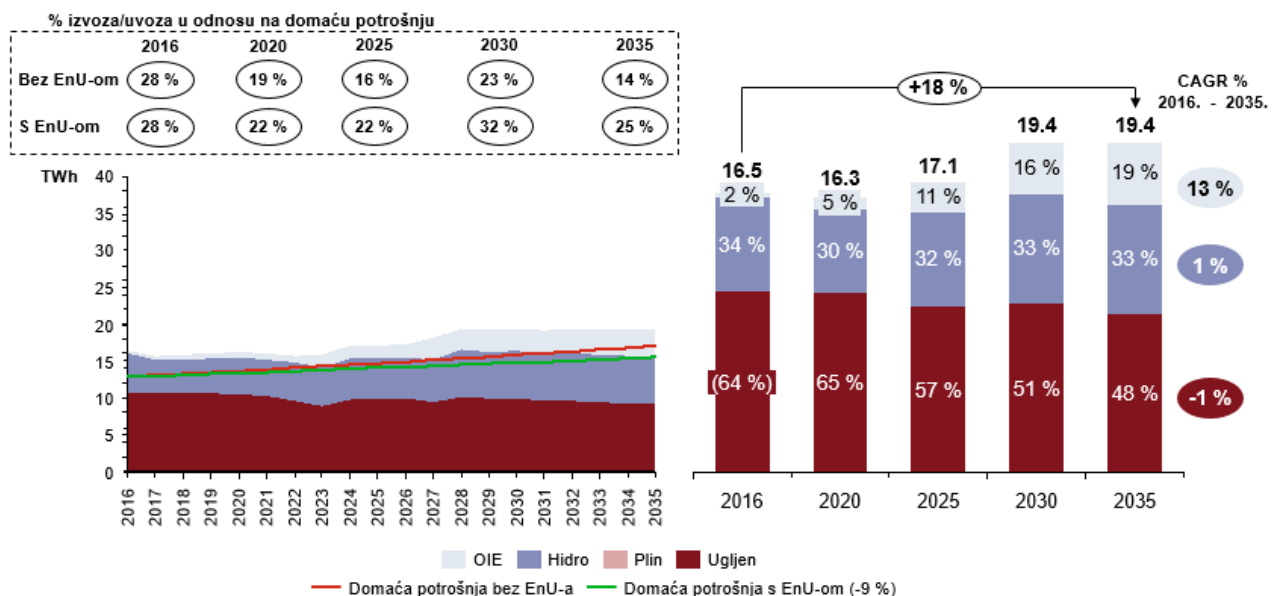
Slika 5.2.45 Instalirani kapaciteti po tehnologiji u MW, 2016. – 2035. godine (blaži obnovljivi scenarij s EnU-om)



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 19,4 TWh. Udio proizvodnje iz termoelektrana bi se trebao smanjiti na 48 %, što i dalje predstavlja relativno visoku ulogu termo sektora. Trend razvoja proizvodnog miksa bi se razvijao sličnom dinamikom kao i očekivani rast potrošnje, te bi scenarij zadovoljavao visoku sigurnost opskrbe domaćeg konzuma na sličnim razinama kao danas. U pogledu suficita, bez korištenja mjera energetske učinkovitosti on će se smanjiti, s trenutnih 28 % na 14 % do 2035. godine dok bi se u slučaju korištenja mjera EnU-a suficit smanjio za samo 3 postotna poena (Slika 5.2.46).

Slika 5.2.46 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016. – 2035. godine (blaži obnovljivi scenarij s EnU-om)



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

5.2.8.7 Sažetak scenarija

U nastavku je dan sažetak rezultata indikativnih scenarija s jasnim implikacijama i ključnim učincima razvoja proizvodnog miksa na strateškoj razini. Sukladno kvalitativnim i kvantitativnim ocjenama, važno je naglasiti da je od ovdje navedenih scenarija, blago obnovljivi scenarij jedini u skladu sa smjernicama i Direktivama Energetske zajednice. U narednom razdoblju kreatori energetske politike u Bosni i Hercegovini imaju zadatak definirati finalni scenarij proizvodnog miksa koji će biti u skladu s preuzetim i budućim obvezama prema Energetskoj zajednici, ali i odgovarajući adresirati specifičnosti u Bosni i Hercegovini u kontekstu širih prednosti, rizika te mogućnosti provedbe.

Iz perspektive kvantitativnih rezultata, najveće kapitalno ulaganje je procijenjeno za entitetski scenarij i iznosi od 8,6 do 10,5 milijardi eura, dok je za ostale scenarije iznos kapitalnog ulaganja otprilike duplo manji. Zbog vrlo progresivnog plana ulaganja, može se očekivati da će se najveća količina električne energije proizvesti u entitetskom scenariju uz osiguravanje izuzetno visokog izvoznog potencijala, te relativno prihvatljivu cijenu u usporedbi s današnjim cijenama na burzi. Međutim, ukoliko se uzme u obzir i izvozni limit na termo sektor, došlo bi do najveće proizvodne cijene 48 – 53 EUR/MWh. Najniži cjenovni raspon se predviđa u troškovno optimiranom scenariju 41 – 44 EUR/MWh. Kao što je već spomenuto u pojedinačnim analizama, u svim scenarijima bi se zadovoljila domaća potrošnja na razini Bosne i Hercegovine, ali isto tako i suficit na razini cijele Bosne i Hercegovine. Navedeno se posebice odnosi na entitetski scenarij i Indikativni plan (IP) gdje bi se ostvario i solidan suficit za izvoz, a koji bi se kumulativno kretao 80 % – 90 % za entitetski scenarij i 50 % – 60 % domaće potrošnje za Indikativni plan (IP). Nešto manji suficit se može očekivati u troškovno optimiranom scenariju 30 % – 40 %, dok je suficit najmanji u blago obnovljivom scenariju 23 % – 33 % u ukupnoj domaćoj potrošnji. Gledajući OIE u instaliranim kapacitetima, veći udio OIE-a i hidro kapaciteta se predviđa za sve scenarije u odnosu na danas (57 % – 62 %), osim za Indikativni plan (IP) 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, 43 % – 50 % u ukupnoj proizvodnji s obzirom na to da scenarij predviđa konzervativniju izgradnju novih termo kapaciteta i samog razdoblja realizacije. Slična situacija je i kod entitetskog scenarija s izvoznim limitom (43 % – 50 % OIE-a u ukupnoj proizvodnji), ali zbog niže iskoristivosti termo sektora što cijenu posljedično čini većom. Svi scenariji, pa čak i blago obnovljiv scenarij, naglašavaju i dalje važnost ugljena kao energenta u proizvodnji električne energije. S obzirom na najveća kapitalna ulaganja u termo sektor, predviđa se da će se najviše ugljena potrošiti u entitetskom scenariju bez izvoznog limita (330 – 358 milijuna tona ugljena ukupno) i Indikativnom planu NOS-a BiH (300 – 322 milijuna tona) u promatranom razdoblju. Iako se najmanje ugljena očekuje u blago obnovljivom scenariju s procijenjenom kumulativnom potrošnjom ~180 – 199 milijuna tona, ugljen i dalje ima relativno važno ulogu u proizvodnom miksu električne energije (Tablica 5.2.10).

Tablica 5.2.10 Ključni učinci scenarija razvoja proizvodnog miksa električne energije, 2016. – 2035. godine

| | CAPEX interval novih objekata ¹⁶ (mlrd.EUR) | Prosječna proizvodna cijena bez CO ₂ (EUR/MWh) ¹⁷ | Kumulativna proizvodnja (TWh) | Kumulativni izvoz kao % domaće potrošnje | Prosječni % OIE-a u instaliranoj snazi | Prosječni % OIE-a u ukupnoj proizvodnji/potrošnji ¹⁸ | Kumulativna potrošnja ugljena (mil. tona) |
|---|--|---|-------------------------------|--|--|---|---|
| Entitetski scenarij (bez limita izvoza) | 8,6 – 10,5 | 44 – 48 | 480 – 590 | 80 % – 90 % | 59 % | 35 % – 40 % | 330 – 358 |
| Entitetski scenarij (s limitom izvoza) | 8,6 – 10,5 | 48 – 53 | 390 – 480 | 40 % – 50 % | 59 % | 43 % – 50 % | 230 – 250 |
| Indikativan plan (IP) | 4,3 – 5,2 | 46 – 52 | 410 – 500 | 50 % – 60 % | 46 % | 29 % – 40 % | 300 – 322 |
| Troškovno optimiran IP | 3,9 – 4,8 | 41 – 44 | 360 – 440 | 30 % – 40 % | 57 % | 33 % – 40 % | 260 – 278 |
| Blaži obnovljivi scenarij s EnU-om | 3,2 – 3,9 | 40 – 47 | 320 - 390 | 23 % – 33 % | 62 % | 43 % – 50 % | 180 – 199 |

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

¹⁶ Odnosi se na procijenjeno ukupno kapitalno ulaganje novih projekata koji počinju s radom u promatranom razdoblju

¹⁷ CAPEX i OPEX se baziraju na temelju usporedbe s dobrim industrijskim praksama

¹⁸ Ukoliko je u strukturi izvoza jednak udio proizvedene električne energije iz svih izvora

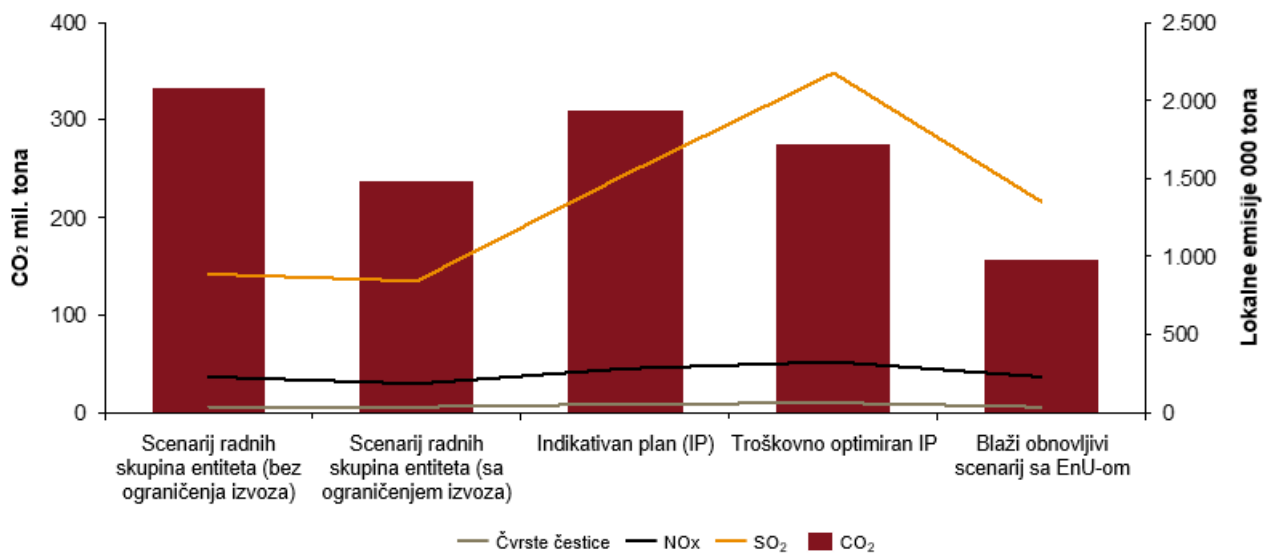
Dodatno, napravljena je procjena utjecaja termo sektora na emisije CO₂ i lokalnih emisija na razini Bosne i Hercegovine (Slika 5.2.47). Kao što je ranije napomenuto u scenariju Radnih skupina entiteta, Kakanj 7 i Tuzla 6 ugrađuju kontrolnu opremu za lokalne emisije, dok Ugljevik ima ugrađenu navedenu opremu u svim promatranim scenarijima (za koju otplaćuje kreditnu liniju). U ostalim scenarijima izuzev entitetskog je uzeta pretpostavka da postojeći termo blokovi ne ugrađuju kontrolnu opremu zbog troškovne isplativosti i starosti blokova. Nadalje, za nove blokove/postrojenja se uzima pretpostavka ugradnje kontrolne opreme neovisno o scenariju s obzirom na to da je cilj kreatora energetske politike entiteta i Bosne i Hercegovine stvaranje veće svijesti i brige za okoliš u skladu s dobrim praksama u EU-u.

Prema procijenjenim rezultatima, najveće kumulativno povećanje CO₂ emisija se očekuje u scenariju Radnih skupina bez ograničenja izvoza i scenariju Indikativni plan (IP). U Troškovno optimiranom scenariju, utjecaj emisija CO₂ je nešto manji. Ako se promatra scenarij Radnih skupina s ograničenjem izvoza na termo sektor, posljedično je doprinos smanjenju također veći zbog manje proizvodnje. Najniže vrijednosti emisija termo sektora se predviđaju u blago obnovljivom scenariju s energetsom učinkovitošću zbog najkonzervativnije pretpostavke izgradnje novih postrojenja i proizvodnje el. energije iz termo sektora na razini Bosne i Hercegovine.

U terminima lokalnih emisija (SO₂, NO_x i čvrstih čestica), doprinos ugradnje kontrolne opreme u Kakanj 7 i Tuzlu 6 je izuzetno pozitivan kad se promatra ukupan doprinos na razini Bosne i Hercegovine. S obzirom na to da se u drugim scenarijima uzima pretpostavka kako neće doći do ugradnje opreme u postojeće blokove, vrijednosti su posljedično puno veće. Najviše vrijednosti lokalnih emisija su u troškovno optimiranom IP scenariju s obzirom na to da dulje rade stariji blokovi dok se ne izgrade novi koji su pomjerani kasnije u promatranom razdoblju. U Indikativnom planu, početak rada većine novih učinkovitijih postrojenja (s kontrolnom opremom) je do 2025. godine i njihov doprinos u proizvodnji je sukladno tome vremenski izraženiji. Posljedično su zbog toga i lokalne emisije niže. Premda u blagom obnovljivom scenariju nije uzeta pretpostavka ugradnje kontrolne opreme, rad postojećih blokova se smanjio, a novih blokova/postrojenja maksimizirao kako bi se dostigli ciljevi Nacionalnog plana smanjenja emisija (NERP) do 2028. godine i dalje.

Usporedbom blago obnovljivog scenarija s EnU-om (koji dostiže ciljeve NERP-a 2028. godine) i scenarija Radnih skupina koje pretpostavljaju ugradnju kontrolne opreme (Kakanj 7 i Tuzla 6), vidljivo je kako su povlastice smanjenja lokalnih emisija puno veće u entitetskom scenariju unatoč većoj ekspanziji termo sektora. Ako se uzme pretpostavka ugradnje kontrolne opreme i u ostalim scenarijima a ne samo entitetskom, povlastice na okoliš bi bile puno značajnije (naročito kod smanjenja SO₂). Stoga je bitno sagledati povlastice i rizike ugradnje kontrolne opreme u starije postojeće blokove koje je potrebno modernizirati ili potrebu za novim učinkovitijim postrojenjima u Bosni i Hercegovini.

Slika 5.2.47 Procjena ukupnih CO₂ i lokalnih emisija za termo sektor po scenarijima na razini Bosne i Hercegovine, kumulativ 2016. – 2035. godine



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

5.2.8.8 Popis potencijalnih kandidata-projekata novih objekata

U nastavku je dan popis ključnih (potencijalnih) budućih proizvodnih objekata te njihove indikativne tehničke karakteristike¹⁹, koje služe kao potencijalna lista planiranih većih proizvodnih objekata. Realizaciju potencijalnih novih projekata je potrebno planirati i realizirati u skladu s donesenim i budućim Akcijskim planovima, EU/EZ obvezama i dugoročnoj održivosti za Bosnu i Hercegovinu i entitete (Tablica 5.2.11 i Tablica 5.2.12).

Tablica 5.2.11 Popis potencijalnih novih većih objekata u Federaciji Bosne i Hercegovine

| # | Vrsta | Objekt | Instalirana snaga (MW) | Planska proizvodnja (GWh/god.) | Indikativan CAPEX (mil. EUR) | Indikativno razdoblje godine ulaska |
|----|---------|---------------------------------|------------------------|--------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|
| 1 | Ugljen | TE Tuzla 7 | 450 | 2.650 | 820 | 2020. – 2035. |
| 2 | Ugljen | TE Kakanj 8 | 350 | 2.000 | 520 | 2024. – 2028. |
| 3 | Ugljen | TE Banovići | 350 | 2.200 | 525 | 2020. – 2030. |
| 4 | Ugljen | RiTE Kongora | 2 x 275 | 3.000 | 1.100 | 2025. – 2035. |
| 5 | Plin | 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 Janjici | 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 Kablić | 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 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

¹⁹ Navedeni parametri se mogu mijenjati, te je njihova daljnja razrada predmet dodatnih tehničkih studija i dokumenata

Tablica 5.2.12 Popis potencijalnih novih većih objekata u Republici Srpskoj

| # | Vrsta | Objekt | Instalirana snaga (MW) | Planska proizvodnja (GWh/god) | Indikativan CAPEX (mil. EUR) | Indikativno razdoblje godine ulaska |
|----|--------|-------------------------|------------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|
| 1 | Ugljen | TE Ugljevik 3 | 600 | 4.000 | 850 | 2019. – 2025. |
| 2 | Ugljen | TE Gacko 2 | 350 | 2.000 | 460 | 2024. – 2025. |
| 3 | Hidro | HE Dabar | 159,15 | 251 + 265 (nizvodni učinci) | 177,56 | 2020. – 2022. |
| 4 | Hidro | HE Nevesinje | 60 | 100,60 | 97,40 | 2023. – 2028. |
| 5 | Hidro | HE Buk Bijela | 93,52 | 332,30 | 193,42 | 2022. – 2024. |
| 6 | Hidro | RHE Buk Bijela | 600 | 1.164,85 | 376,10 | 2022. – 2030. |
| 7 | Hidro | HE Foča | 44,15 | 175,9 | 118,87 | 2024. – 2028. |
| 8 | Hidro | HE Dubrovnik 2 (RS dio) | 152 | 159,20 | 84,32 | 2021. – 2030. |
| 9 | Hidro | HE Sutjeska | 44,08 | 95,62 | 138,66 | 2024. – 2028. |
| 10 | Hidro | HE Paunci | 43,21 | 166,90 | 125,34 | 2024. – 2028. |
| 11 | Hidro | HE Rogačica (RS dio) | 56,64 | 206,71 | 121,63 | 2025. – 2030. |
| 12 | Hidro | HE Tegare (RS dio) | 60,47 | 224,02 | 140,97 | 2025. – 2028. |
| 13 | Hidro | HE Dobož | 8,39 | 36,8 | 36,42 | 2021. – 2028. |
| 14 | Hidro | HE Bileća | 33 | 116,40 | 48,26 | 2021. – 2028. |
| 15 | Hidro | HE Cijevna 1 | 14,1 | 67,7 | 36,49 | 2021. – 2028. |
| 16 | Hidro | HE Cijevna 2 | 14,2 | 69,6 | 35,70 | 2021. – 2028. |
| 17 | Hidro | HE Cijevna 3 | 13,9 | 69,0 | 42,39 | 2021. – 2028. |
| 18 | Hidro | HE Cijevna 4 | 13,9 | 69,9 | 42,42 | 2021. – 2028. |
| 19 | Hidro | HE Cijevna 5 | 13,2 | 62,4 | n/a | 2021. – 2028. |
| 20 | Hidro | HE Cijevna 6 | 12,9 | 63,1 | n/a | 2021. – 2028. |
| 21 | Hidro | HE Ulog | 35 | 100 | 60 | 2017. – 2020. |
| 22 | Hidro | HE Mrsovo | 43 | 123 | 85 | 2017. – 2020. |
| 23 | Hidro | HE Cehotina | 18 | 80 | 40 | 2021. – 2028. |
| 24 | Hidro | HE Kozluk (RS dio) | 44,25 | 188 | 153,02 | 2025. – 2035. |
| 25 | Hidro | HE Drina I (RS dio) | 43,85 | 181,85 | 144,89 | 2025. – 2035. |
| 26 | Hidro | HE Drina II (RS dio) | 43,90 | 189,90 | 166,02 | 2025. – 2035. |
| 27 | Hidro | HE Drina III (RS dio) | 50,5 | 234,55 | 215,61 | 2025. – 2035. |
| 28 | Hidro | HE Dubravica (RS dio) | 43,61 | 167,74 | 172,46 | 2025. – 2035. |
| 29 | Hidro | HE Trn | 21,42 | 89,09 | 72,17 | 2025. – 2035. |
| 30 | Hidro | HE Laktaši | 21,42 | 92,99 | 103,14 | 2025. – 2035. |
| 31 | Hidro | HE Kosjerevo | 21,42 | 93,05 | 128,93 | 2025. – 2035. |
| 32 | Hidro | HE Razboj | 21,42 | 92,02 | 13,330 | 2025. – 2035. |
| 33 | Hidro | HE Dub | 9 | 20 | 12 | 2018. – 2018. |
| 34 | Hidro | HE Bočac II | 8,76 | 41,6 | n/a | n/a |
| 35 | Hidro | HE Novoselija | 16,4 | 69,98 | n/a | n/a |
| 36 | Vjetar | VE Trusina | 51 | 160 | 65 | 2018. – 2020. |
| 37 | Vjetar | VE Hrgud | 48 | 126 | 64,29 | 2019. – 2021. |
| 38 | Vjetar | VE Grebak | 48 | 110 | 65 | 2031. – 2035. |

Napomena: sve ostale vrste tehnologija u sklopu OIE-a su prikazane kao indikativni ciljevi do 2035. godine u poglavlju „Obnovljivi izvori energije“

Izvor: Radna skupina Republike Srpske, analiza Projektnog tima

5.2.8.9 Indikativna (alternativna) opcija – kogeneracijski scenarij

U nastavku je dana 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 ugljen. Navedeni scenarij nije detaljnije razrađen po uzoru na ostale scenarije, već je razrađen kvalitativno i kvantitativno na višoj razini. Kogeneracijski obnovljivi scenarij zahtijeva vrlo kompleksnu provedbu i brojne uvjete koji bi se trebali zadovoljiti da bi scenarij bio dugoročno održiv. Cilj navedenog scenarija, koji teži prema potpunoj dekarbonizaciji energetskog sustava, je prikazati opciju koja može biti, ako ne dominantna, barem dio budućeg promišljanja razvoja proizvodnog miksa Bosne i Hercegovine. Postrojenja za kogeneraciju električne i toplinske energije na biomasu, moraju biti ekonomski konkurentna postojećim sustavima koje kao energent koriste ugljen. Prema Europskoj direktivi o energetske učinkovitosti, države moraju procijeniti potencijal kogeneracije električne i toplinske energije, daljinskog grijanja i hlađenja. Učinkovita kogeneracija uvjetuje da je lokacija postrojenja u neposrednoj blizini područja na kojemu se konzumira proizvedena toplinska energija. Također, cijena izgradnje objekata mora biti minimalna, pa se nameće korištenje postojećih toplinskih objekata. Imajući u vidu malu gustoću naseljenosti i mali broj urbanih centara, mogućnost učinkovitog uvođenja kogeneracije na biomasu postoji u gradovima Tuzli i Kaknju u Federaciji Bosne i Hercegovine, te u gradovima Banjoj Luci i Bijeljini u Republici Srpskoj. Za navedene gradove procijenjena je potrebna količina goriva na godišnjoj razini ukoliko se izgrade već provjereni blokovi s električnim kapacitetom od 160 MWe i toplinskim 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 portfelj termoelektrana-toplana (indikativno)

| | Objekt | Električni kapacitet (MWe) | Toplinski kapacitet (MWt) | Maksimalna godišnja proizvodnja električne energije (GWhe) | Maksimalna potrebna količina goriva (GWhf) |
|------|---------------|----------------------------|---------------------------|--|--|
| FBiH | Tuzla | 160 – 320 | 480 | 2.400 | 6.000 |
| | Kakanj | 320 – 480 | 720 | 3.600 | 9.000 |
| RS | Banja Luka | 160 | 240 | 1.200 | 3.000 |
| | Bijeljina | 160 | 240 | 1.200 | 3.000 |
| | Ukupno | 800 – 1.120 | 1.680 | 8.400 | 21.000 |

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. Tijekom razdoblja izgradnje navedenog postrojenja, potrebno je izgraditi i razviti toplinsku mrežu. Postoji mogućnost širenja i modernizacije mreže u Tuzli, ali i povezivanje naselja Lukavac, Živinice i ostalih okolnih naselja. Izgradnjom novih blokova na biomasu u Kaknju također se podrazumijeva širenje i modernizacija toplinske mreže te povezivanje 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 2023. godine. Postoji mogućnost povezivanja 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. Predviđeno razdoblje za realizaciju ovoga projekta je kraj 2026. godine, što odgovara dinamici širenja toplinske mreže.

Projektiranje i gradnja kogeneracijskog postrojenja u Banjoj Luci može početi odmah, te bi se tako osigurao ulazak u pogon krajem 2021. godine. U Banjoj Luci postoji mogućnost širenja toplinske mreže, ali i povezivanje naselja Laktaši, Čelinac i ostalih okolnih naselja. U Bijeljini je potrebna izrada prostornih planova, kao i razvoj transportnog sustava zbog čega je mogući ulazak u pogon razmatranog postrojenja tek 2026. godine. Također, potrebno je razviti plantaže topole, prvenstveno zbog osiguranja opskrbe gorivom za kogeneracijska postrojenja. Najizglednije lokacije kogeneracijskog postrojenja su u sklopu postojeće elektrane Ugljevik ili u okolini Bijeljine. Tržište toplinske energije proizvedene u postrojenju, potencijalno čine Bijeljina, Novi Dvorovi, Banja Dvorovi, Popovi, Janja, Ugljevik i veći gospodarski subjekti, poput stakleničkih proizvođača i ribnjaka.

Prema električnom i toplinskom kapacitetu postrojenja za kogeneraciju i prema veličini tržišta, napravljena je procjena očekivane proizvodnje električne i toplinske energije (Tablica 5.2.14). Uz potrošnju toplinske energije od fizičkih i pravnih lica za grijanje prostorija i pripremu tople vode, toplinska energija se može koristiti za sušenje biomase čime joj se povećava kvaliteta i učinkovitost korištenja.

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

| | Objekt | Očekivana proizvodnja električne energije (GWhe/god.) | Očekivana proizvodnja komercijalne toplinske energije (GWh/god.) | Očekivana proizvodnja toplinske energije za sušenje biomase (GWh/god.) |
|------|---------------|---|--|--|
| FBiH | Tuzla B1 | 2.200 | 1.000 | 192 |
| | Tuzla B2 | | | 192 |
| | Kakanj B1 | 1.100 | 530 | 192 |
| | Kakanj B2 | 1.100 | 530 | 192 |
| | Kakanj B3 | 1.100 | 530 | 192 |
| RS | Banja Luka | 1.100 | 530 | 192 |
| | Bijeljina | 1.100 | 400 | 192 |
| | Ukupno | 7.700 | 3.520 | 1.344 |

Izvor: analiza Projektnog tima

Kogeneracijski obnovljivi scenarij zamjenjuje proizvodnju i toplinske energije iz ugljena proizvodnjom iz biomase koja se smatra „ugljično neutralnim“ izvorom. Prelaskom na biomasu kompletno se eliminiraju emisije CO₂ nastale zbog sagorijevanja ugljena. Uz emisije zbog sagorijevanja ugljena prilikom proizvodnje energije, ujedno se eliminiraju emisije CO₂ iz transportnih goriva koja se koriste u rudnicima ugljena, 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 učinkovitost motora s unutarnjim sagorijevanjem i elektrifikaciju dijela transporta, emisije zbog sagorijevanja goriva u transportu se mogu smatrati ekvivalentne. U Bosni i Hercegovini postoji potencijal pošumljavanja oko 99 000 ha devastiranih i opustošenih zemljišta. Pošumljavanjem navedenih područja topolom ostvaruje se sekvencijacija CO₂ oko 2,1 MtCO₂/god., u razdoblju od četiri godine. Tijekom navedene 4 godine, prije prve siječe, ukupna sekvencijacija CO₂ iznosi oko 8,4 MtCO₂, nakon čega prestaje sekvencijacija i bilanca CO₂ ostaje oko nule.

Razmatranim scenarijem se ostvaruje širenje toplinskih sustava na naselja u blizini predviđenih toplinskih sustava, čime se uvelike zamjenjuju neučinkoviti individualni sustavi grijanja znatno učinkovitijim toplinskim sustavima.

5.2.8.10 Ostalo

Bosna i Hercegovina u razmatranom razdoblju ove Okvirne energetske strategije, do 2035. godine, nema planova iskorištavanja nuklearne energije u svrhu proizvodnje električne energije. Prema tome, nije planirana izgradnja nuklearne elektrane u razdoblju do 2035. godine.

Bosna i Hercegovina je članica Međunarodne agencije za atomsku energiju (IAEA) od 1995. godine, odkad redovito sudjeluje u multilateralnim sporazumima i sporazumima o zaštiti. Sukladno navedenim sporazumima i načelima sigurnosti IAEA, kao i europskim standardima, Bosna i Hercegovina kreira politiku o nuklearnoj i radijacijskoj sigurnosti. Politika o sigurnosti izvora ionizirajućeg zračenja treba osigurati zaštitu ljudi i životne sredine od štetnih učinaka ionizirajućeg zračenja i uspostaviti regulativni okvir za aktivnosti Državne regulativne agencije za radijacijsku i nuklearnu sigurnost. Od primarnog značaja je unaprjeđenje zaštite od zračenja u medicini, gdje je u pet glavnih bolnica više od 900 ljudi izloženo zračenju. U svrhu redovnog korištenja izvora ionizirajućeg zračenja bez utjecaja na zdravlje ljudi i okoliša Agencija za radijacijsku i nuklearnu sigurnost je donijela Strategiju upravljanja radioaktivnim otpadom u Bosni i Hercegovini. Cilj je uspostaviti sustav centraliziranog sakupljanja radioaktivnog otpada gdje bi se zbrinjavao radioaktivni otpad sa svih lokacija u Bosni i Hercegovini. Do 2020. godine Bosna i Hercegovina će kompletno uskladiti regulatorni okvir za nuklearnu energiju s Europskim direktivama, koje uključuju Direktivu Vijeća 2011/70/EURATOM o uspostavljanju okvira Zajednice za odgovorno i sigurno zbrinjavanje istrošenog goriva i radioaktivnog otpada, Direktivu 2013/59/EURATOM o utvrđivanju osnovnih sigurnosnih standarda za zaštitu od opasnosti od eksplozije pri ionizirajućem zračenju, Direktivu 2006/117/EURATOM o pošiljkama radioaktivnog otpada – nadzoru i kontroli, Direktivu 2009/71/EURATOM kao i amandman te Direktive 2014/87/EURATOM o uspostavi okvira Zajednice za nuklearnu sigurnost nuklearnih postrojenja i Direktivu 2013/51/EURATOM o utvrđivanju zahtjeva za zaštitu zdravlja stanovništva od radioaktivnih tvari u vodi namijenjenoj za ljudsku potrošnju.

5.2.9 Regulatorni i institucionalni okvir

5.2.9.1 Razina Bosne i Hercegovine

Institucije na razini Bosne i Hercegovine imaju nadležnost nad prijenosom električne energije. Prema odredbama Zakona o prijenosu, regulatoru i operatoru sustava električne energije u Bosni i Hercegovini:

- regulaciju vrši: Državna regulatorna komisija za električnu energiju;
- vođenje sustava vrši: Neovisni operater sustava;
- upravljanje prijenosnom mrežom i sredstvima obavlja: Elektroprijenos Bosne i Hercegovine;
- kreiranje politike obavlja: Ministarstvo vanjske trgovine i ekonomskih odnosa.

Bosna i Hercegovina do 2020. godine planira kompletno uskladiti regulatorni okvir za nuklearnu energiju s Europskim direktivama.

5.2.9.1.1 Državna regulatorna komisija za električnu energiju (DERK)

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

Među nadležnosti i ovlaštenja DERK-a spadaju:

1. izdavanje, promjene, suspenzija, ukidanje i praćenje, te provođenje poštivanja licencija iz svoje jurisdikcije;
2. regulacija, odobravanje i nadzor tarifa i tarifnih metodologija za usluge prijenosa, pomoćne usluge i rad NOS-a BiH, te opskrbu 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 uvjeta za priključak i pristup mrežama;
4. uspostavljanje, praćenje i provođenje pravila vezanih za pravedan i nediskriminirajući pristup trećih strana prijenosnoj mreži;
5. praćenje i provođenje uvjeta vezanih za međunarodnu trgovinu električnom energijom, posebno osiguravanje da su ispunjeni i ispoštovani međunarodni tehnički zahtjevi;
6. uspostavljanje, praćenje i provođenje standarda kvalitete 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 kvalitetu usluga prijenosa električne energije;
8. praćenje djelotvornosti mehanizma i metoda kojima se osigurava ravnoteža između potražnje i ponude električne energije u sustavu;
9. zaštita potrošača, kojom se osigurava: pravedan i ravnopravan tretman, visokokvalitetne usluge, konkurencija i sprječavanje antikonkurencijskih aktivnosti;
10. rješavanje sporova među korisnicima sustava, u skladu s regulatornim ovlaštenjima i odnosnim zakonima na nivou Bosne i Hercegovine;
11. stvaranje i održavanje konkurentnih tržišta kada je to izvodivo, i prevencija protukonkurentnog ponašanja;
12. odobravanje mehanizma rješavanja preopterećenosti kapaciteta sustava za prijenos električne energije;
13. reguliranje standarda usluga, kodeksa ponašanja i računovodstvenih zahtjeva vlasnika licencija;
14. izdavanje godišnjih izvješća 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 desetogodišnje razdoblje. Indikativni plan informira sadašnje i buduće korisnike elektroenergetskog sustava 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 Neovisni operator sustava u Bosni i Hercegovini (NOS BiH)

Zakonom o osnivanju neovisnog operatora sustava u Bosni i Hercegovini uspostavljen je NOS BiH, čija je nadležnost i funkcija upravljati sustavom prijenosa električne energije u Bosni i Hercegovini u svrhu osiguranja kontinuirane opskrbe električne energije po definiranim standardima kvaliteta. NOS BiH je neprofitna kompanija Bosne i Hercegovine u vlasništvu entiteta Republike Srpske i Federacije Bosne i Hercegovine koja svoju djelatnost obavlja na cijelom teritoriju Bosne i Hercegovine.

Među nadležnosti i ovlaštenja NOS-a BiH spadaju:

1. upravljanje radom svih visokonaponskih prijenosnih uređaja u Bosni i Hercegovini naponske razine 110 kV ili više, osim što NOS BiH 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 uputa za dispečiranje proizvođačima i uvoznicima;
3. rukovođenje uređajima i sredstvima centralnog kontrolnog centra i bilo kojim sredstvima za daljinsku kontrolu;
4. rukovođenje balansom tržištem;
5. nabava pomoćnih usluga i pružanje sustavnih usluga;
6. pripremanje, modificiranje i primjena standarda pouzdanosti, tržišnih pravila i mrežnog kodeksa;
7. osiguravanje nediskriminirajućeg ponašanja prema korisnicima sustava ili klasama korisnika sustava;
8. razrada i distribucija faktura kao što je predviđeno Statutom za tarife NOS-a BiH koje su zasnovane na troškovima rada sustava NOS-a BiH, te za transakcije na balansom tržištu;
9. koordinacija i odobravanje planiranih prekida opskrbe prijenosnih i proizvodnih postrojenja, i koordiniranje i odobravanje promjene rasporeda prekida;
10. pregledanje, odobravanje, izravna 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 izravno povezani na prijenosni sustav;
12. uspostavljanje odgovarajuće poslovne politike i pravila o tretmanu povjerljivih informacija, što je predmet revizije DERK-a;
13. pripremanje godišnjih i tromjesečnih izvješća o radu prijenosnog sustava i balansom tržištu električne energije.

Mrežni kodeks, koji priprema i usvaja NOS BiH, a odobrava DERK:

- a) definira minimum tehničkih i operativnih zahtjeva za povezivanje u jedinstven elektroenergetski sustav izravno priključenih proizvodnih jedinica, izravno priključenih kupaca na prijenosnu mrežu i distributivnih sustava unutar Bosne i Hercegovine;
- b) utvrđuje operativne procedure i principe međusobnih odnosa NOS-a BiH, Elektroprijenosa Bosne i Hercegovine i korisnika prijenosne mreže u Bosni i Hercegovini i to u normalnim i poremećenim uvjetima rada elektroenergetskog sustava (EES);
- c) ima cilj omogućiti razvoj, održavanje i upravljanje prijenosnom mrežom u skladu s pravilima ENTSO-E-a i pozitivnom europskom praksom u ovoj oblasti;
- d) povezan je i usklađen s Tržišnim pravilima i odgovarajućim pravilnicima koji se odnose na priključak i korištenje prijenosne mreže Bosne i Hercegovine;
- e) pobliže definira nadležnost i ovlaštenje NOS-a BiH za obavljanje sljedećih aktivnosti:
 - nadzor i upravljanje radom prijenosne mreže u Bosni i Hercegovini naponske razine 400, 220 i 110 kV. Funkcije upravljanja pojedinim elementima prijenosne mreže, posebnim sporazumom, NOS BiH može prenijeti na Elektroprijenos Bosne i Hercegovine;
 - daljinska kontrola uređajima koji su neophodni za upravljanje radom prijenosne mreže u realnom vremenu;
 - daljinsko očitavanje mjernih uređaja neophodnih za upravljanje balansom tržištem i poravnanjem;
 - davanje uputa balansno odgovornim stranama u cilju postizanja planiranog programa razmjene i anuliranja debalansa;
 - usklađivanje i odobravanje planiranih isključenja elemenata prijenosne mreže i proizvodnih objekata;
 - odobravanje i kontrola tranzita preko prijenosne mreže uz uvažavanje tehničkih ograničenja;
 - komunikacija, razmjena podataka i koordinacija svih aktivnosti s operatorima susjednih sustava, ENTSO-E kontrolnog bloka i ENTSO-E-a;
 - pregledanje, odobravanje, izravna revizija i objavljivanje Dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže;
 - priprema, odnosno utvrđivanje Indikativnog plana razvoja proizvodnje;
 - nabava pomoćnih i pružanje sustavnih usluga;
- f) propisuje da svaka aktivnost neposredno vezana za transformatore 110/x kV je u nadležnosti Elektroprijenosa Bosne i Hercegovine;
- g) da NOS BiH i Elektroprijenos Bosne i Hercegovine surađuju i koordiniraju aktivnosti u vezi sa svim pitanjima koja se odnose na primjenu i provođenje zakona i Mrežnog kodeksa, te ostalim pitanjima vezanim za učinkovito funkcioniranje, održavanje, izgradnju i širenje prijenosne mreže;
- h) za sve tehničke uvjete koji nisu eksplicitno definirani Mrežnim kodeksom, NOS BiH se može pozvati na međunarodne standarde i preporuke.

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

- ulogu, prava i obveze sudionika 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,
- tržišni aspekti 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 sustava Bosne i Hercegovine kroz učinkovit i ekonomičan sustav pomoćnih usluga i balansnog tržišta te stvaranje uvjeta za daljnji razvoj veleprodajnog i maloprodajnog tržišta električne energije u Bosni i Hercegovini.

Osnovni principi Tržišnih pravila su:

- tržišni aspekt balansiranja elektroenergetskog sustava Bosne i Hercegovine i nabavke pomoćnih usluga,
- ravnopravan i nediskriminirajući tretman svih sudionika na tržištu,
- transparentnost.

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

5.2.9.1.3 Elektroprijenos Bosne i Hercegovine

Parlamentarna skupština Bosne i Hercegovine je u ožujku 2002. godine usvojila Zakon o prijenosu, regulatoru i operatoru sistema električne energije u Bosni i Hercegovini, s ciljem da se stvore uvjeti 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, obveza 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 njegov rad regulira DERK. Djelatnost Elektroprijenosa je prijenos električne energije i svih 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 kontinuirane opskrbe električnom energijom prema definiranim standardima kvalitete za dobrobit građana Bosne i Hercegovine,
- podrška stvaranju tržišta električne energije u Bosni i Hercegovini,
- objedinjavanje 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 licenciju za obavljanje djelatnosti. U skladu s Uvjetima korištenja licencije 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 razdoblje od 10 godina, koji obuhvata i problematiku novih prekograničnih vodova; ovaj plan se dostavlja NOS-u BiH na pregled, odobrenje i izravnu reviziju; Plan koji revidira NOS BiH dostavlja se DERK-u na odobrenje, a nakon odobrenja DERK-a objavljuje ga NOS BiH;
- na osnovi dugoročnog plana razvoja prijenosne mreže izrađuje godišnji investicijski plan i dostavi ga DERK-u na odobrenje do kraja studenoga za narednu godinu;
- postrojenja i vodove projektira, gradi i koristi tako da učinak njihova 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 bezbjednosti, 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 veljače podnosi zahtjev za ažuriranje priloga licencije sa stanjem na dan 31. prosinca prethodne godine, ukoliko je došlo do izmjene njihova sadržaja; uz zahtjev za ažuriranje „Elektroprijenos Bosne i Hercegovine“

prilaže uporabnu dozvolu s pratećom dokumentacijom, kao i ažuriranu mapu elektroenergetskog sistema; o svim izmjenama Kompanija obavješćuje 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 sudionicima na tržištu ili su od javnog interesa;
- redovno izrađuje sva potrebna izvješća i dostavlja ih DERK-u, a prema zahtjevima iz licencije;
- u skladu s definiranim obvezama Elektroprijenos NOS 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 razdoblju izradila i usvojila dokumente neophodne za provođenje procedure priključenja korisnika na prijenosnu mrežu, koji su objavljeni i dostupni na web-stranici Kompanije;
- u cilju informiranja korisnika o statusu pojedinih zahtjeva, redovno se ažurira Lista – registar podnijetih zahtjeva korisnika za priključak na prijenosnu mrežu naponske razine 110 kV, 220 kV i 400 kV, koja je raspoloživa na web-stranici.

5.2.9.2 Regulatorna 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 uvjete 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, opskrbe i kupaca električne energije, uključujući i trgovce električnom energijom;
2. nadzor tržišta električne energije;
3. donošenje metodologije i utvrđivanje tarifnih stavova, rokova i uvjeta za korištenje distributivnih sustava;
4. donošenje metodologije i utvrđivanje cijena usluge javnog opskrbljivača do potpunog otvaranja tržišta električne energije ili davanje suglasnosti na cijene usluge javnog opskrbljivača nakon potpunog otvaranja tržišta električne energije;
5. donošenje metodologije za utvrđivanje naknade, rokova i uvjeta za priključak na distributivnu mrežu;
6. davanje suglasnosti na iznos naknada za priključak na distributivnu mrežu;
7. izdavanje, obnova, prijenos ili oduzimanje dozvola za proizvodnju, distribuciju, opskrbu, trgovinu električne energije i operatora za obnovljive izvore energije i kogeneracije;
8. izdavanje prethodne suglasnosti za izgradnju izravnih dalekovoda;
9. donošenje Općih uvjeta 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 opskrbljivača, uključujući i vrijeme trajanja usluge rezervnog opskrbljivača, te vrši nadzor nad primjenom cijene usluge rezervnog opskrbljivača;
13. pokretanje postupka za izdavanje prekršajnih naloga;
14. donošenje metodologije za utvrđivanje količina i cijene za obračun električne energije po osnovi neovlaštene potrošnje.

Elektroprivrednim djelatnostima smatraju se:

- proizvodnja električne energije,
- distribucija električne energije,
- opskrba električnom energijom,
- 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, opskrbe i trgovine električnom energijom,
 - b) odvojeno vodi poslovne knjige i računovodstvo za druge neelektroprivredne djelatnosti koje obavlja,

- c) sačini i objavi odvojena financijska izvješća (bilancu stanja, bilancu uspjeha, izvješće o novčanim tijekovima) i druga izvješća za svaku elektroprivrednu djelatnost i neelektroprivrednu djelatnost odvojeno, a u skladu s propisima kojim se uređuje računovodstvo i revizija.
- 2) Razdvajanje poslovnog upravljanja s ciljem:
- a) osiguranje odvojenog poslovnog upravljanja različitim elektroprivrednim djelatnostima kojim se osigurava razdvojeno i neovisno ostvarivanje međusobnih komercijalnih interesa,
 - b) osiguranje uvjeta da lica koja su u upravljačkoj strukturi u jednoj elektroprivrednoj djelatnosti ne mogu biti članovi u upravljačkoj strukturi vertikalno integriranog društva,
 - c) osiguranje uvjeta 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 opskrbe električnom energijom kvalificiranih kupaca obavljaju se prema pravilima kojima se uređuju tržišni odnosi u kojima elektroprivredni subjekti slobodno dogovaraju količinu, cijenu i uvjete isporuke električne energije, zaključenjem kratkoročnih i dugoročnih ugovora ili izravnim sudjelovanjem na organiziranom tržištu. Proizvodnja električne energije za nekvalificirane (tarifne) kupce i za kvalificirane kupce koji nisu odabrali opskrbljivača na slobodnom tržištu, distribucija električne energije, kao i opskrba električnom energijom obavljaju se u okviru vršenja obveze javne usluge.

Distributivni sustav čine elektroenergetski objekti (postrojenja i vodovi) niskog i srednjeg napona putem kojih se vrši distribucija električne energije. Distributivni sustav mora biti dostupan svim korisnicima na objektivan, transparentan i ne diskriminirajući način. Za pogon, upravljanje, održavanje, izgradnju i razvoj distributivnog sustava odgovoran je elektroenergetski subjekt koji posjeduje dozvolu/licenciju za obavljanje djelatnosti distribucije: operator distributivnog sustava (ODS). ODS je dužan na objektivan, transparentan i nediskriminirajući način priključiti na svoje objekte sve zainteresirane kupce/proizvođače, ako za to postoje tehnički i energetske uvjeti. Pogon i način vođenja distributivne mreže u elektroenergetskom sustavu 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, funkcionira neovisno u pogledu svog pravnog oblika, organizacije i donošenja odluka.

Općim uvjetima za isporuku električne energije definiraju se energetske i tehničke uvjeti, te ekonomski odnosi između proizvođača, distributera, opskrbljivača, korisnika mreže i krajnjeg kupca električne energije, uključujući i podnosioca zahtjeva za dobivanje elektroenergetske suglasnosti. Opće uvjete donosi FERK.

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

Kao dio obveze javne usluge, elektroenergetski subjekti kojima je dodijeljen status javnog opskrbljivača Odlukom Vlade Federacije Bosne i Hercegovine o utvrđivanju pružatelj javne/univerzalne usluge i usluge rezervnog opskrbljivača, dužni su pružati univerzalnu uslugu opskrbe električnom energijom svim krajnjim kupcima iz kategorije domaćinstava, malim poduzećima i komercijalnim kupcima, na području njihova djelovanja. Navedene kategorije kupaca imaju pravo biti opskrbljeni električnom energijom određene kvalitete po razumnim, lako i jasno usporedivim i transparentnim cijenama. Status javnog opskrbljivača u Federaciji Bosne i Hercegovine dodijeljen je Elektroprivredi Bosne i Hercegovine d.d. Sarajevo (EP BiH) i Javnom poduzeću Elektroprivredi 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 opskrbljivanju kvalificiranih kupaca električnom energijom i postupku promjene opskrbljivača, u Federaciji Bosne i Hercegovine je od 1. siječnja 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 opskrbe električnom energijom kupaca II. reda.

5.2.9.3 Regulativa u Republici Srpskoj

Zakonom o energetici Republike Srpske, ključnim zakonskim propisom za oblast energetike, definirane su energetske djelatnosti. Između ostalih, energetske djelatnosti su i djelatnost proizvodnje električne energije, distribucija električne energije, opskrba električnom energijom i trgovina električnom energijom. Zakon o električnoj energiji uspostavlja pravila za proizvodnju i distribuciju električne energije na prostoru Republike Srpske i domaće trgovine u ime Republike Srpske.

Ovim Zakonom je osnovana Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske (RERS), u cilju reguliranja monopolskog ponašanja i osiguravanja transparentnog i nediskriminativnog položaja svih sudionika na tržištu električne energije u Republici Srpskoj. U oblasti električne energije, RERS ima sljedeća ovlaštenja:

- 1) nadzor i reguliranje odnosa između proizvodnje, distribucije i kupaca električne energije uključujući i trgovce električnom energijom,
- 2) propisivanje metodologije i kriterija za utvrđivanje korištenja distributivne mreže i cijena opskrbe nekvalificiranih kupaca električnom energijom i metodologije za utvrđivanje naknade za priključenje na distributivnu mrežu,
- 3) donošenje tarifnog sustava za prodaju električne energije i korištenje distributivne mreže,
- 4) utvrđivanje tarifnih stavova za korisnike distributivnih sustava i tarifnih stavova za nekvalificirane kupce,
- 5) izdavanje ili oduzimanje dozvola za proizvodnju, distribuciju i trgovinu električnom energijom,
- 6) donošenje općih uvjeta za isporuku električne energije,
- 7) utvrđivanje cijena električne energije na pragu elektrane.

Energetski subjekt koji obavlja dvije ili više energetske djelatnosti ili koji pored energetske djelatnosti obavlja i neku drugu djelatnost koja se ne smatra energetske djelatnošću, dužan je izvršiti razdvajanje djelatnosti u skladu sa posebnim zakonom kojim se regulira obavljanje te djelatnosti.

Energetski subjekti koji obavljaju djelatnost proizvodnje električne energije imaju pravo u svojim proizvodnim objektima koristiti izvore energije koje smatraju najpovoljnijim, uz poštivanje tehničkih karakteristika i uvjeta zaštite okoline, ugovarati isporuke i prodaju električne energije, te pristupiti prijenosnoj mreži, sve u skladu s uvjetima propisanim zakonom, propisima i u dozvoli od RERS-a. Obveze proizvođača električne energije su poštovati uvjete iz dozvole, posjeduju mjerni uređaj koji omogućava određivanje energije koja se predaje u odgovarajuću mrežu, pridržavaju se pravila djelovanja na tržištu električne energije i da zadovoljavaju i poštuju propisane tehničke i pogonske uvjete, kao i uvjete zaštite okoline i utjecaja na okoliš.

Distributivna mreža mora biti dostupna svim korisnicima na transparentan i nediskriminirajući način, u cilju nesmetanog funkcioniranja tržišta električne energije u Republici Srpskoj. Za rad, upravljanje, održavanje i razvoj distributivnog sustava odgovoran je operater distributivnog sustava (ODS). ODS je dužan omogućiti prijenos električne energije kroz svoju mrežu, kao i distribuciju električne energije na osnovi zahtjeva korisnika mreže. ODS ima pravo i obvezu obavljati opskrbu korisnika sustava i kupaca električnom energijom na svom području djelovanja, ako je tako utvrđeno u dozvoli za obavljanje djelatnosti. Dužan je omogućiti pristup mreži proizvođačima električne energije i kvalificiranim kupcima električne energije na nepristran način, prema načelima reguliranog pristupa treće strane. Kada proizvođač električne energije i kupac namjeravaju zaključiti ugovor o isporuci, a nisu mogli dobiti pristup mreži, mogu izgraditi direktan vod, uz prethodno pribavljenu suglasnost RERS-a.

Opskrba električnom energijom vrši se u skladu sa zakonom, općim uvjetima za isporuku električne energije, tarifnim sustavom za prodaju električne energije i ugovorom koji zaključuju opskrbljivač i kupac.

Energetske djelatnosti proizvodnje električne energije za opskrbu tarifnih kupaca, distribucija električne energije i opskrba tarifnih kupaca električnom energijom su od općeg značaja i obavljaju se u okviru javne usluge. Kvalificirani kupac može slobodno izabrati opskrbljivača električne energije. Kvalificirani kupac i opskrbljivač koga on slobodno izabere ugovaraju količinu i cijenu električne energije. Nekvalificirani (tarifni) kupci opskrbljuju se električnom energijom u sustavu obveze javne usluge opskrbe po cijenama iz tarifnog sustava za prodaju električne energije. RERS određuje cijenu za javnu opskrbu krajnjih kupaca električne energije iz kategorije potrošnje domaćinstva i malih kupaca (tarifni stavovi), u skladu sa Zakonom o električnoj energiji i Pravilnikom o tarifnoj metodologiji i tarifnom postupku. Proizvodnju, distribuciju i opskrbu električne energije u okviru javne usluge na teritoriju Republike Srpske vrši Mješoviti holding Elektroprivreda Republike Srpske a.d. Trebinje (ERS), osnovana u skladu sa Zakonom o privrednim društvima Republike Srpske i Zakonom o javnim poduzećima Republike Srpske.

U skladu s odredbama Zakona o električnoj energiji i Pravilnikom o snabdijevanju kvalifikovanih kupaca električnom energijom i postupku promjene opskrbljivača u Republici Srpskoj je od 1. siječnja 2015. godine tržište otvoreno. Krajnji kupci električne energije iz kategorije potrošnje domaćinstva i malih kupaca koji na tržištu nisu odabrali opskrbljivača imaju pravo na opskrbu električnom energijom standardnog kvaliteta po ekonomski opravdanim, lako i jasno usporedivim i transparentnim cijenama u okviru javne opskrbe. 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 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 opskrbu električnom energijom kupaca II. reda.

5.2.10 Strateške smjernice

Za razdoblje do 2035. godine je potrebno postaviti energetska okvir za razvoj sektora električne energije u Bosni i Hercegovini. U nastavku su navedeni strateški prioriteti i smjernice vezani za razvoj tržišta i regulative (Tablica 5.2.15). Regulatorne preporuke se odnose na poštovanje obveza 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 odgovarajuće 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 dodatan poticaj elektroenergetskim subjektima za postizanje troškovne učinkovitosti čime će se osloboditi financijski resursi za ulaganja 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 miks i potrošnji | Povećanje udjela obnovljivih izvora energije u instaliranoj snazi, ukupnoj proizvodnji te potrošnji električne energije sukladno preuzetim i budućim obvezama. Rast udjela OIE-a, uz doprinos tradicionalnih elektroprivreda će se stimulirati i kroz buduće modele poticaja. Dinamiku tranzicije postaviti u okvirima mogućnosti provedbe. |
| | Smanjenje emisija zagađujućih materija iz TE-a | Provesti mjere smanjenja emisija zagađujućih materija i dostizanja graničnih vrijednosti emisija (GVE) u skladu sa standardima EU-a. |
| | Smanjenje emisija stakleničkih plinova iz TE-a | Provesti mjere s ciljem doprinosa Bosne i Hercegovine za smanjenje emisija stakleničkih plinova u skladu s INDC ciljevima, uz daljnju reviziju i korigiranje sukladno EU ciljevima u budućnosti. |
| | Plan ulaganja i razvoja proizvodnog portfelja kreirati sukladno potrebama sustava te ciljevima konkurentnosti | Tržišni subjekti trebaju prilagoditi investicijske planove tržišnoj utakmici i okolnostima te tražiti sinergije na razini ukupnog elektroenergetskog sustava. Potrebno je odgovarajući upravljati investicijskim rizicima te balansirati planove izgradnje s ciljem konkurentnosti i čišće energije. |
| | Daljnje unaprjeđenje tržišta veleprodaje i opskrbe el. energije | Nastaviti s aktivnostima daljnje izgradnje kompetencija i transparentnosti veleprodaje kroz uspostavu aukcijskog načina nabavke i balansiranja el. energije, povezivanja i harmonizacije sustava 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 neučinkovitosti i preuzimanja mandata za unaprjeđenje. |
| Regulativa | Organiziranje operatora prienosnog sustava u skladu sa jednim od tri modela propisanih Direktivom 2009/72/EC (vlasničko razdvajanje, neovisni operator prijenosa, neovisni operator sustava) | U pogledu prienosnog sustava, u NOS-u BiH ima nadležnost upravljati sustavom prijenosa električne energije a Elektroprijenos obavlja djelatnost prijenosa električne energije i sve djelatnosti u vezi sa održavanjem, izgradnjom i proširenjem elektroprijenosne mreže u Bosni i Hercegovini. Obzirom da ovaj model ne odgovara ni jednom propisanom modelu, potrebno je da se operator prienosnog sustava organizira u skladu sa modelom ponuđenim u Direktivi 2009/72/EC. |
| | Certificiranje operatora prienosnog sustava | Prilagoditi postojeće zakone i propisati obvezu certificiranja operatora prienosnog sustava, te ju potom provesti. |
| | Restrukturiranje i modernizacija ODS-ova te pravno i funkcionalno razdvajanje djelatnosti distribucije i opskrbe | Usklađenje s Trećim energetska paketom, kroz izmjene zakona i daljnju razradu podzakonskih akata te provedbu istih kako bi se čim prije krenulo s aktivnostima razdvajanja djelatnosti distribucije i opskrbe. Dodatno, predlaže se veći fokus na razvoj i kvalitetu djelatnosti distribucije el. energije kroz unaprjeđenje regulatornih mehanizama. |
| | Deregulacija cijena električne energije javnih opskrbljivača za kategorije domaćinstva, mala poduzeća i komercijalne kupce | Umjesto reguliranih cijena (rigidna metodologija) za javnu opskrbu, potrebno je preći 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.

5.3 Sektor ugljena

5.3.1 Uvod

Sektor ugljena predstavlja važan segment u sektoru energije i ekonomske strukture Bosne i Hercegovine. Od ukupnih energetske potencijala zemlje, na ugljen otpada više od 90 %²⁰ čime on trenutno predstavlja dominantan energetske potencijal.

U Bosni i Hercegovini, trenutno je aktivno oko 14 značajnijih rudnika. Ključna ležišta²¹ ugljena 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, Soluzion, EIBL, RIT, Studija energetske sektora u Bosni i Hercegovini, 2008.

Na području Bosne i Hercegovine, rezerve lignita i mrkog ugljena su distribuirane u nekoliko ključnih bazena^{22,23}. Tuzla (RU Kreka, Banovići, Đurđevik i Ugljevik), srednja Bosna (RU: Kakanj, Breza, Zenica i Bila), Bugojno (RU: Gračanica), Livno-Duvno (RU: Tušnica) su bazeni na području Federacije Bosne i Hercegovine, te Gacko, Ugljevik, Stanari, Miljevina, Kotor Varoš, Lješljani i Ramići su bazeni na području Republike Srpske. Ostale lokacije, s manjim rezervama, nisu u značajnijoj mjeri interesantne iz perspektive energetske sektora ili su napuštene zbog nepovoljnih uvjeta 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. U Republici Srpskoj, uz ostale, aktivno je 5 značajnijih rudnika koji su dominantno u sklopu termoelektrana: ZP RITE Ugljevik, TP RITE Gacko, Stanari, Rudnik Luke – Ugljevik, Novi rudnik Miljevina.

²⁰ EIHP, „Studija energetske sektora u BiH” 2008.

²¹ podatci Radne skupine FMERI, MIER

²² Strateški plan i program razvoja energetske sektora Federacije BiH, 2009.

²³ Energetska strategija Republike Srpske do 2030.

Tablica 5.3.1 Osnovne informacije o ključnim rudnicima u Bosni i Hercegovini, 2015. godina

| | Rudnik | Vlasnik | Lokacija | Tip ugljena | Način eksploatacije |
|------|---|----------------------------------|-----------------------|------------------------|---------------------|
| FBiH | 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 ugljen | Jamska |
| | RMU Breza d.o.o. | JP EP BiH (Koncern) | Breza | Mrki ugljen | Površinska i jamska |
| | RMU Đurđevik d.o.o. | JP EP BiH (Koncern) | Đurđevik | Mrki ugljen | Površinska i jamska |
| | RMU Kakanj d.o.o. | JP EP BiH (Koncern) | Kakanj | Mrki ugljen | Površinska i jamska |
| | RMU Zenica d.o.o. | JP EP BiH (Koncern) | Zenica | Mrki ugljen | Jamska |
| | Rudnik Gračanica d.o.o. | JP EP BiH (Koncern) | Gornji Vakuf-Uskoplje | Lignit | Površinska |
| | RMU Banovići d.o.o. | FBiH (69,5 %), Privatno (30,5 %) | Banovići | Mrki ugljen | Površinska i jamska |
| | RU Tušnica d.o.o. ²⁴ | Vlada HB županije (Kanton 10) | Livno | Lignit/mrki ugljen | Površinska |
| RS | ZP RiTE Ugljevik (Bogutovo selo i Ugljevik Istok 1) | ERS (65 %), ostali (35 %) | Ugljevik | Mrki ugljen | Površinska |
| | ZP RiTE Gacko | ERS (65 %), ostali (35 %) | Gacko | Lignit | Površinska |
| | Rudnik Stanari | EFT . Rudnik i TE Stanari d.o.o. | Stanari, Doboj | Lignit | Površinska |
| | Novi rudnik mrkog ugljena Miljevina | Pavgord d.o.o. Foča | Miljevina, Foča | Mrki ugljen | Površinska i jamska |
| | Ostali ¹ | Privatno | Razna | Dominantno mrki ugljen | Površinska |

Napomena: 1) Ostali rudnici uključuju npr. Novi rudnik Miljevina, Terex Kop, Rudnik Luke, Ugljevik itd.

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

U Federaciji Bosne i Hercegovine, osim Rudnika Banovići, koji je djelomično privatiziran, ostali ključni rudnici su u vlasništvu JP EP BiH, te procesno integrirani s termoelekttranama. Rudnik Kreka ležište je lignita s površinskom i jamskom eksploatacijom. Uz Kreku i Rudnik Gračanica ležište je lignita koji se eksploatira površinski. Preostali ključni rudnici ležišta su mrkog ugljena te u pravilu kombiniraju površinsku i jamsku eksploataciju.

U Republici Srpskoj, ZP RiTE Ugljevik te ZP RiTE Gacko integrirani su sustavi rudnika i termoelektrana u većinskom vlasništvu Elektroprivrede Republike Srpske (65 %). Rudnik Ugljevik ležište je mrkog ugljena s površinskom eksploatacijom dok je u Rudniku Gacko ležište lignita, također s površinskim kopom. Uz Gacko, lignit se površinski eksploatira i u Rudniku Stanari, koji je u privatnom vlasništvu. Na ostalim lokalitetima, uključujući i Novi rudnik Miljevina, dominantan tip ugljena je mrki ugljen.

5.3.2 Rezerve ugljena

Pregled stanja rezervi ugljena u Bosni i Hercegovini u 2009./2010. godini je sačinjen prema dokumentima „Strateški plan i program razvoja energetskog sektora Federacije Bosne i Hercegovine“ iz 2009. godine i prema postojećoj energetske strategiji Republike Srpske (Tablica 5.3.2). U Federaciji Bosne i Hercegovine u 2009. godini, ukupne bilančne rezerve ugljena iznosile su 1.946,8 milijuna tona od kojih je dominirao lignit s 1.051,9 milijuna tona, vanbilančne rezerve kretale su se oko 497 milijuna tona, te potencijalne oko 2.335,7 milijuna tona. Ukupne geološke rezerve iznosile su 4.779,9 milijuna tona, a eksploatacijske 1.355,7 milijuna tona. U Republici Srpskoj u 2010. godini, ukupne bilančne rezerve ugljena iznosile su 683 milijuna tona, vanbilančne rezerve kretale su se oko 106 milijuna tona, te potencijalne oko 175 milijuna tona. Ukupne geološke rezerve iznosile su 814 milijuna tona, a eksploatacijske 578 milijuna tona²⁵. Lignit dominira u strukturi bilančnih rezervi. Sukladno navedenim dokumentima, Bosna i Hercegovina je u 2009./2010. godini raspolagala s oko 2.630 milijuna tona bilančnih rezervi, 603 milijuna tona vanbilančnih rezervi te 2.511 milijuna tona potencijalnih rezervi. Ukupne geološke rezerve iznosile su 5.593 milijuna tona, a eksploatacijske 1.934 milijuna tona.

²⁴ Nema proizvodnje.

²⁵ *Rudnici Kotor Varoš, Lješljani i Ramići su u tom trenutku istraženi, i rezerve ugljena dokazane, ali se na njima nije obavljala eksploatacija.

Tablica 5.3.2 Presjek povijesnog stanja rezervi ugljena u Bosni i Hercegovini, 2009./2010. godina

| | Proizvodni kapacitet i vrsta ugljena | REZERVE (000 t) | | | | |
|---------------------|--------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|--|------------------|---------------------------------------|
| | | Bilančne (A+B+C ₁) | Vanbilančne (A+B+C ₁) | Potencijalne (C ₂ +D ₁ +D ₂) | Ukupne geološke | Eksploatacijske (A+B+C ₁) |
| FBiH ^{1,2} | 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 | |
| RS ² | Rudnik Ugljevik (M) | 247.409 | 17.792 | 114.558 | 265.507 | 206.507 |
| | Rudnik Stanari (L) | 82.559 | 34.668 | 9.596 | 126.823 | 73.271 |
| | Rudnik Gacko (L) | 269.958 | 37.862 | / | 307.320 | 245.662 |
| | Rudnik Miljevina (M) | 21.200 | 15.800 | 40.100 | 77.100 | 19.080 |
| | Kotor Varoš (M)* | 16.410 | | 1.359 | | |
| | Lješljani (M)* | 8.843 | 195 | 10.000 | | |
| Ramić (L)* | 37.596 | | | 37.596 | 33.836,4 | |
| BiH | Ukupno lignit | 1.441.987 | 396.474 | 1.349.108 | 3.187.069 | 1.030.620 |
| | Ukupno mrki ugljen | 1.188.836 | 207.164 | 1.162.209 | 2.406.844 | 903.472 |
| | UKUPNO | 2.630.823 | 603.638 | 2.511.317 | 5.593.913 | 1.934.092 |

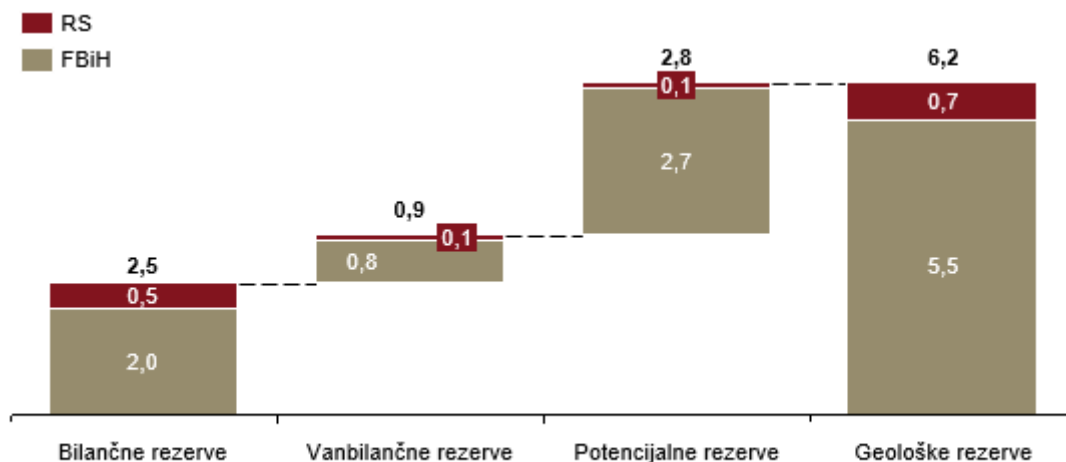
Napomena: 1) U dokumentu „Strateški plan i program razvoja energetskog sektora Federacije Bosne i Hercegovine“ napomena da su navedene rezerve upitne s naglaskom na eksploatacijske 2) Podatci za rezerve ugljena u Federaciji Bosne i Hercegovine su za 2009. godinu, te su podatci za rezerve ugljena u Republici Srpskoj za 2010. godinu

Izvor: „Strateški plan i program razvoja energetskog sektora Federacije BiH“, 2009., Plan razvoja energetike Republike Srpske do 2030., veljača 2010. godine

Sukladno dobivenim podacima radnih skupina entiteta za 2015. godinu, napravljen je pregled strukture rezervi ugljena u Bosni i Hercegovini (Slika 5.3.2). Prema konsolidiranim podacima za Bosnu i Hercegovinu, procjena ukupnih bilančnih rezervi iznosi 2,5 mlrd. tona.

Struktura rezervi u Federaciji Bosne i Hercegovine ukazuje na 2 milijarde tona bilančnih rezervi, 801,6 milijuna tona vanbilančnih rezervi, te 2,7 milijarde tona potencijalnih rezervi. U strukturi bilančnih rezervi lignit ima udio od 56 %, dok na razini ukupnih (geoloških) rezervi procijenjeni udio lignita iznosi 62,9 %, a mrkog ugljena 37,1 %. U Republici Srpskoj, struktura rezervi za ključne aktivne rudnike ukazuje na 543 milijuna tona bilančnih rezervi, 98 milijuna tona vanbilančnih rezervi, 50 milijuna tona potencijalnih rezervi te oko 750 milijuna tona geoloških rezervi. Važno je napomenuti da Radna skupina Republike Srpske za 2015. godinu ne raspolaže podatkom o strukturi vanbilančnih rezervi po metodologiji A+B+C₁, već unutar te kategorije sadrži samo C₁.

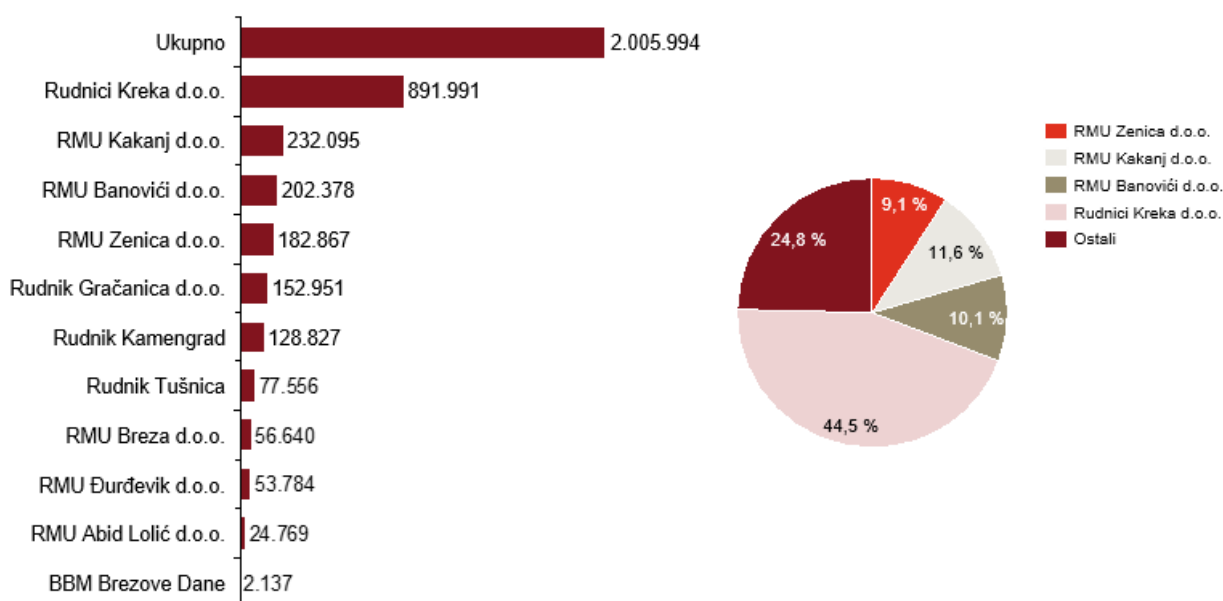
Slika 5.3.2 *Struktura rezervi rudnika u Bosni i Hercegovini u milijardama tona, 2015. godina*



Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, Radna skupina Republike Srpske

U Federaciji Bosne i Hercegovine, od ukupnih bilančnih rezervi ugljena ključnih rudnika, Rudnik Kreka dominira s 44,5 % udjela, a zajedno s Rudnicima Banovići i Kakanj nosi više od 65 % bilančnih rezervi (Slika 5.3.3).

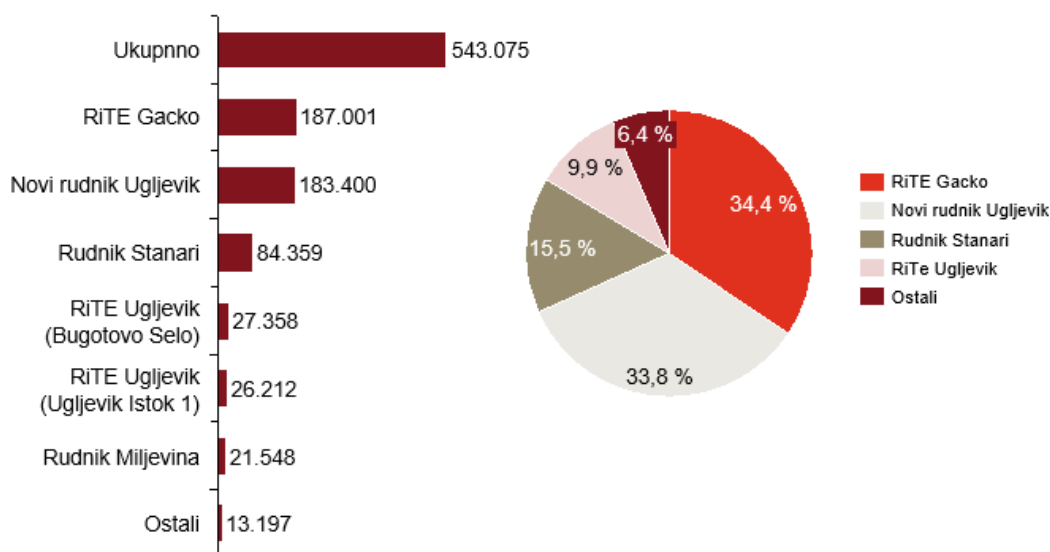
Slika 5.3.3 *Bilančne rezerve ugljena ključnih rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine u tisućama tona, 2015. godina*



Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine

U Republici Srpskoj, od ukupnih bilančnih rezervi ugljena ključnih aktivnih rudnika, Rudnik RiTE Gacko, Rudnik Stanari te Novi rudnik Ugljevik nose preko 80 % bilančnih rezervi. Kada bi se količinama Novog rudnika Ugljevik pridružile količine RiTE Ugljevik Bogutovo Selo te Ugljevik Istok 1, tada bi taj udio bio još veći (Slika 5.3.4).

Slika 5.3.4 Bilančne rezerve ugljena ključnih rudnika u Republici Srpskoj u tisućama tona, 2015. godina



Izvor: Radna skupina Republike Srpske

Neravnomjernost istraženosti rezervi ugljena po pojedinim ležištima u Bosni i Hercegovini 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 ugljena na postojećim ili novim ležištima mora biti usko vezana na strategiju razvoja segmenta termoelektrana u Bosni i Hercegovini na entitetskoj razini.

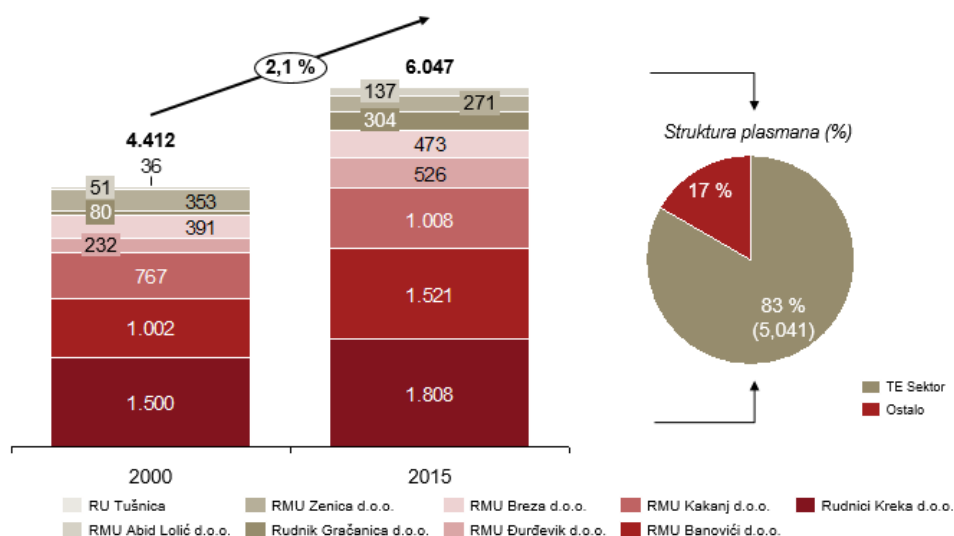
5.3.3 Proizvodnja ugljena i učinkovitost rudnika

5.3.3.1 Proizvodnja

Analiza proizvodnje ugljena iz ključnih rudnika u Bosni i Hercegovini napravljena je s podjelom na entitete, te se može uočiti da rudnici u Federaciji Bosne i Hercegovine u apsolutnom iznosu proizvode veće količine ugljena dok je u Republici Srpskoj zabilježen značajno veći rast proizvodnje.

Prosječna godišnja stopa rasta proizvodnje ugljena iz ključnih rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine, u razdoblju 2000. – 2015. iznosila je 2,1 % što je u apsolutnim terminima porast od 1,6 mil. tona (Slika 5.3.5). Ukupna proizvedena količina ugljena u 2015. g. 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 promatranom razdoblju, Rudnik Kreka je dominirao najvećim količinama proizvodnje, dok je najveći apsolutni porast proizvodnje došao iz Rudnika Banovići.

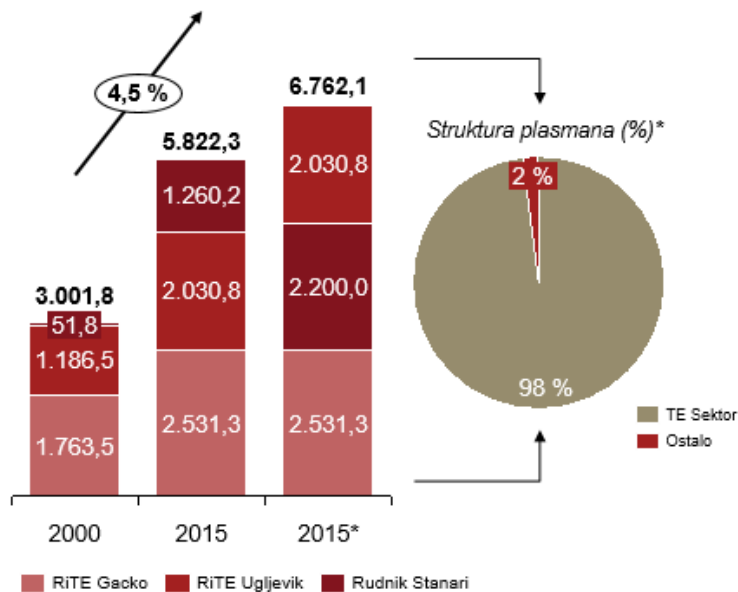
Slika 5.3.5 Dinamika proizvodnje ugljena iz ključnih rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine u tisućama tona, 2015. godina



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

Kada promatramo ključne rudnike u Republici Srpskoj (Slika 5.3.6), prosječna godišnja stopa rasta proizvodnje ugljena u razdoblju 2000. – 2015. iznosila je 4,5 % završno s ostvarenom proizvodnjom od ~5,8 milijuna tona u 2015. godini. Ako bi podatke iz 2015. normalizirali s prosječnim ostvarenim proizvodnim količinama iz Rudnika Stanari, tada dolazimo do godišnje proizvodnje od 6,76 milijuna tona, što je i više nego dvostruko u odnosu na razdoblje iz 2000. godine. U promatranom razdoblju, Rudnik Gacko dominirao je najvećim količinama proizvodnje, dok je najveći porast proizvodnje došao upravo iz Rudnika Stanari.

Slika 5.3.6 Dinamika proizvodnje ugljena iz ključnih rudnika u Republici Srpskoj u tisućama tona, 2015. godina



Napomena: *korekcija podataka iz 2015. za novi trend rada Rudnika Stanari. Struktura plasmana korigirana je za novi model rada RU Stanari

Izvor: Radna skupina Republike Srpske, Studija energetskog sektora u BiH – Modul 8 Rudnici ugljena

Uzevši u obzir podatke o plasmanu iz 2015. godine, kao i integrirani poslovni model rudnika i termoelektrana, možemo zaključiti da je većina proizvedene količine ugljena u Bosni i Hercegovini (u Federaciji Bosne i Hercegovine ~83 %, u Republici Srpskoj više od 95 %) sirovina za termoelektre, odnosno da je plasman osiguran. Zbog iznimno visoke povezanosti pojedinog rudnika s termoelektrenom, planovi proizvodnje i razvoja termoelektre izravno utječu na poslovanje rudnika koji nemaju diversificiranu strukturu kupaca. Snažna korelacija i ovisnost rudnika o TE portfelju JP EP BiH, znači da će i budući razvoj te potreba za proizvodnjom ugljena ovisiti o samom razvoju termo portfelja JP EP BiH te eventualno drugih termo proizvodnih objekata u Bosni i Hercegovini koji će biti kalibrirani prema kvaliteti ugljena koju isporučuju rudnici. U Republici Srpskoj je ta ovisnost izraženija, poglavito nakon ulaska u pogon TE Stanari, gdje svi ključni rudnici gotovo isključivo isporučuju proizvedeni ugljen termoelektrenom.

Tablica 5.3.3 Korelacija rudnika i termoelektre, 2015. godina

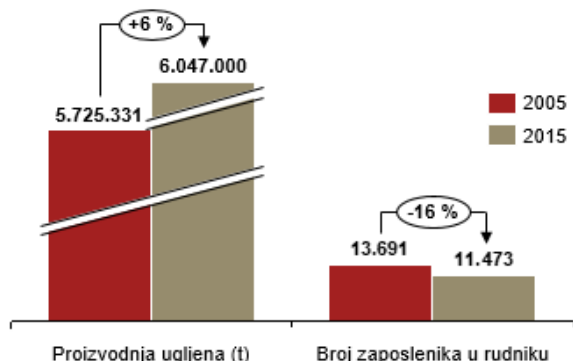
| | Rudnik | Proizvodnja (tis. tona) | Plasman ključnom kupcu | Ključni kupac |
|------|---------------------------------|-------------------------|------------------------|---------------|
| FBiH | Rudnici Kreka d.o.o. | 1.808 | 93 % | TE Tuzla |
| | RMU Đurđevik d.o.o. | 517,4 | 85 % | |
| | RMU Banovići 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 % | |
| | RMU Zenica d.o.o. | 266,3 | 61 % | Arcelor Mit. |
| RS | RiTE Gacko | 2.532 | 99 % | TE Gacko |
| | RiTE Ugljevik | 2.030 | 97 % | TE Ugljevik |
| | RU Stanari | 1.260 | 36 % | JP EP BiH |
| | RU Stanari (procjena '17. god.) | 2.200 | 98 % | TE Stanari |

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

5.3.3.2 Učinkovitost i produktivnost rudnika

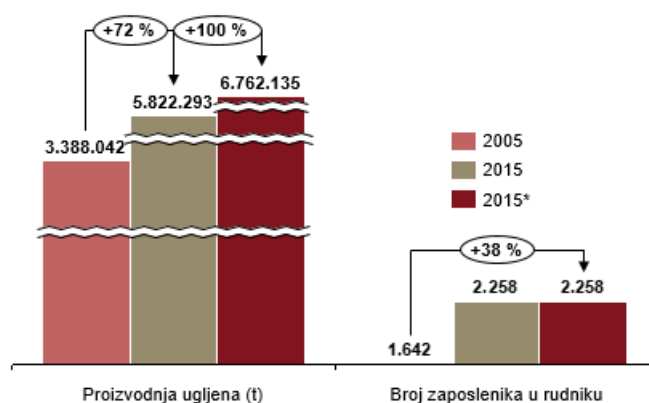
U posljednjih desetak godina, u razdoblju 2005. – 2015., rudnici Federacije Bosne i Hercegovine zabilježili su rast ukupne proizvodnje ugljena od 6 %. U tom razdoblju došlo je do smanjenja ukupnog broja zaposlenih u rudnicima od 16 % (Slika 5.3.7). U Republici Srpskoj, uz rast ukupne proizvodnje od 72 % u razdoblju 2005.– 2015., odnosno od 100 % ako se uzme u obzir novi trend rada TE Stanari od sredine 2016. godine, rastao je i ukupan broj zaposlenika u sektoru rudnika za 38 % (Slika 5.3.8).

Slika 5.3.7 Kretanje proizvodnje ugljena i broja zaposlenih u ključnim rudnicima u Federaciji Bosne i Hercegovine, 2005. – 2015. godine



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

Slika 5.3.8 Kretanje proizvodnje ugljena i broja zaposlenih u ključnim rudnicima u Republici Srpskoj, 2005. – 2015. godine

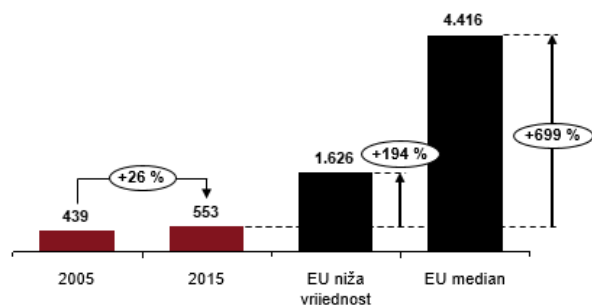


Napomena: *) Proizvodnja ugljena, broj zaposlenika i produktivnost za 2015* su korigirani za novi trend rada rudnika Stanari prema podacima iz 2017. godine

Izvor: Radna skupina Republike Srpske, Studija energetskog sektora u Bosni i Hercegovini – Modul 8 Rudnici ugljena, analiza Projektnog tima, intervjui s menadžmentom rudnika

Smanjenje ukupnog broja zaposlenih i povećanje proizvodnje u Federaciji Bosne i Hercegovine, te sporiji porast broja zaposlenih u odnosu na porast proizvodnje u Republici Srpskoj, rezultiralo je povećanjem produktivnosti sektora rudnika u Bosni i Hercegovini. Sagledano na razini entiteta, produktivnost u Federaciji Bosne i Hercegovine je porasla 26 % u razdoblju 2005. – 2015., što predstavlja prosječni godišnji rast od 2,3 %, dok je u Republici Srpskoj u istom razdoblju produktivnost u sektoru rudnika porasla za 25 %, odnosno 45 % (Slika 5.3.9, Slika 5.3.10).

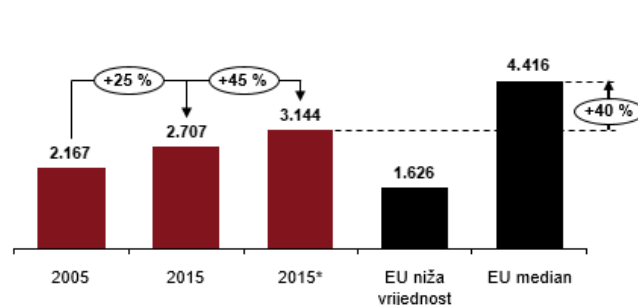
Slika 5.3.9 Kretanje produktivnosti rada u rudnicima Federaciji Bosne i Hercegovine vs. EU, proizvedene tone po FTE-u



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

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

Slika 5.3.10 Kretanje produktivnosti rada u rudnicima Republike Srpske vs. EU, proizvedene tone po FTE-u



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

Proizvodnja ugljena, broj zaposlenika i produktivnost za 2015* su korigirani za novi trend rada Rudnika Stanari prema podacima iz 2017. godine
Izvor: Radna skupina Republike Srpske Studija energetskog sektora u Bosni i Hercegovini – Modul 8 Rudnici ugljena, analiza Projektnog tima, intervjui s menadžmentom rudnika

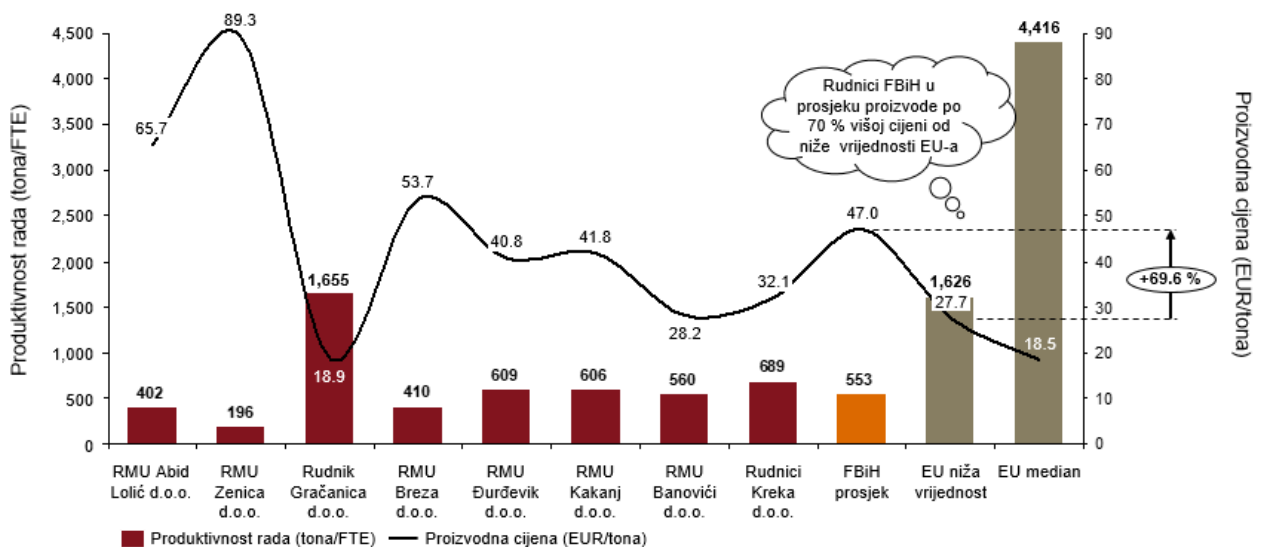
Unatoč rastu, produktivnost rudnika u Bosni i Hercegovini i dalje zaostaje za EU medijanom, poglavito u Federaciji Bosne i Hercegovine. Najniža produktivnost od promatranih EU zemalja iznosi 194 % više od produktivnosti Federaciji Bosne i Hercegovine rudnika, dok je medijan vrijednost produktivnosti EU rudnika čak 7 puta veća. Produktivnost rudnika u Republici Srpskoj u 2015. godini je 25 % veća u odnosu na 2005., te kada se podatci o stopi produktivnosti za 2015.

godinu korigiraju za novi trend rada rudnika Stanari, tada porast produktivnosti u odnosu na 2005. godinu iznosi čak 45 %. Prosječna produktivnost rudnika u Republici Srpskoj se kreće oko 3.144 tone/FTE, što je bolji rezultat od niže vrijednosti EU-a, ali i dalje 40 % manje od medijana EU-a što upućuje da postoji značajan prostor za unaprjeđenje. Ključni faktori koji utječu na produktivnost rudnika su: volumeni, tehnologija rada, logistički troškovi, stupanj „outsourcinga”, tip rudnika i geološka karakteristika (površinski/jamski kop), vještine i opremljenost rudara.

U nastavku je napravljena analiza i usporedba produktivnosti i učinkovitosti rudnika Bosne i Hercegovine prema podacima za 2015. godinu. Unatoč činjenici da je 2015. godina bila nešto manje povoljna za rudarske operacije, podatci pokazuju jasnu poziciju rudnika na strateškoj razini.

Na razini pojedinačnih rudnika Federacije Bosne i Hercegovine vidimo značajna odstupanja u produktivnosti rada, iako su skoro svi ispod nižih vrijednosti EU-a. Rudnik Zenica ostvario je najnižu produktivnost rada, s ~196 tona /FTE ugljena dok je s druge strane Rudnik Gračanica ostvario 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 promatranih zemalja EU-a. Prosječna produktivnost rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine iznosila je 553 tone/FTE, dok je niža vrijednost promatranih zemalja EU-a 1.626 tona/FTE, a medijan 4.416 tona/FTE (Slika 5.3.11)

Slika 5.3.11 Usporedba produktivnosti i učinkovitosti rada rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine vs. EU, 2015. godina

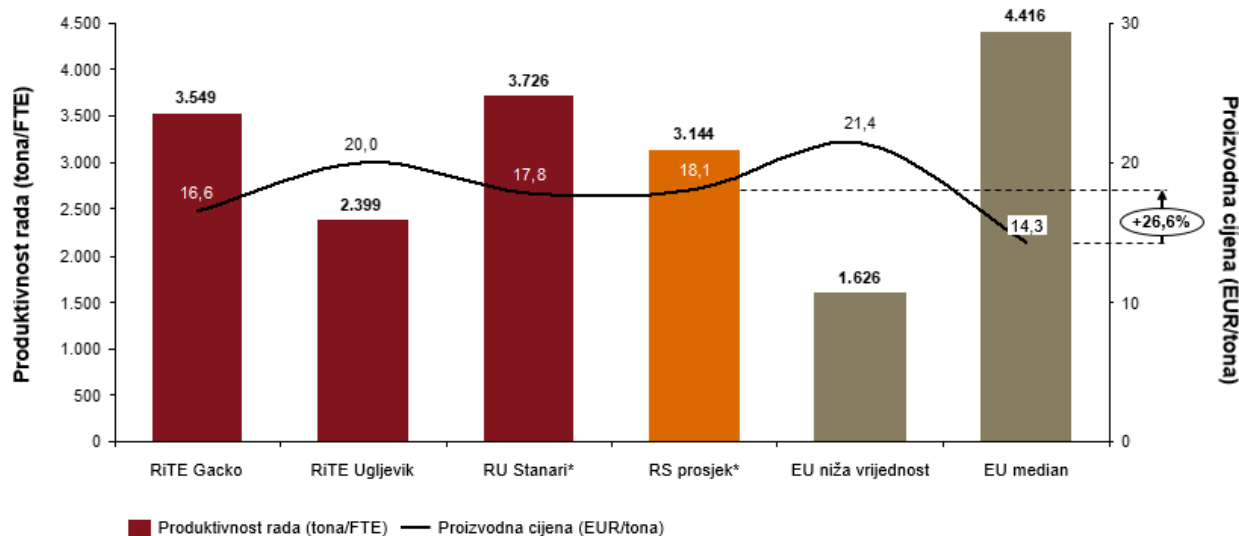


Napomena: Benchmark za EU je korigiran prema strukturi ugljena (lignit i mrki ugljen)
Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, analiza Projektnog tima

U kontekstu cjenovne učinkovitosti, prosječna proizvodna cijena ugljena 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 učinkovitost pokazali su Rudnik Gračanica s 18,9 EUR/tona te Rudnik Banovići s 28,2 EUR/tona.

Prema novijim podacima, na razini pojedinačnih rudnika Republike Srpske također vidimo značajna odstupanja u produktivnosti rada, ali su sva iznad nižih vrijednosti EU-a. Rudnik Gacko je u 2015. godini imao produktivnost od oko 3,5 tisuće tona ugljena po ekvivalentu punog radnog vremena (engl. FTE – full time equivalent). Višu produktivnost od njega ostvaruje Rudnik Stanari (podatci označavaju trend rada u punom kapacitetu za 2017. godinu) s preko 3,7 tisuća tona/FTE, dok je Rudnik Ugljevik ostvario najlošiji rezultat s ispod 2,4 tisuće tona/FTE. Prosjek rudnika Republike Srpske kretao se oko 3,14 tisuća tona/FTE. Medijan EU-a iznosi 4,4 tisuće tona/FTE).

Slika 5.3.12 Usporedba produktivnosti i učinkovitosti rada rudnika Republike Srpske vs. EU, 2015. godina



Napomena: „Benchmark“ za EU je korigiran prema strukturi ugljena (lignit i mrki ugljen). *prosjek Republike Srpske korigiran za novi trend rada Rudnika Stanari nakon 2016. godine

Izvor: Radna skupina Republike Srpske, analiza Projektnog tima, intervjui s menadžmentom rudnika

Prosječna proizvodna cijena ugljena ključnih rudnika u Republici Srpskoj iznosila je 18,1 EUR/tona, što je bolji rezultat od niže vrijednosti EU-a koja iznosi 21,4 EUR/tona. Međutim, prosječni rezultat rudnika Republike Srpske i dalje je 26 % manje cjenovno učinkovit u odnosu na medijan EU-a s prosječnom proizvodnom cijenom od 14,3 EUR/tona. U promatranom razdoblju, najvišu cjenovnu učinkovitost ostvario je Rudnik Gacko (RiTE Gacko) s postignutom proizvodnom cijenom od 16,6 EUR/tona, dok je najlošiji rezultat imao Rudnik Ugljevik (RiTE Ugljevik) s 20 EUR/tona.

Cjenovna učinkovitost rudnika, kao i sama produktivnost, ovisi o velikom broju faktora. Uz kaloričnu vrijednost ugljena, 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 učinkovitost rudnika u Republici Srpskoj ispod medijana EU-a, potrebno je stvoriti okvir za daljnju modernizaciju i povećanje učinkovitosti sektora rudnika. U Federaciji Bosne i Hercegovine produktivnost rudnika je čak ispod niže vrijednosti EU-a, te je potrebno u što kraćem roku stvoriti okvir za daljnju modernizaciju i povećanje učinkovitosti sektora rudnika kroz temeljit i sveobuhvatan program restrukturiranja praćen strukturiranom i dosljednom provedbom mjera.

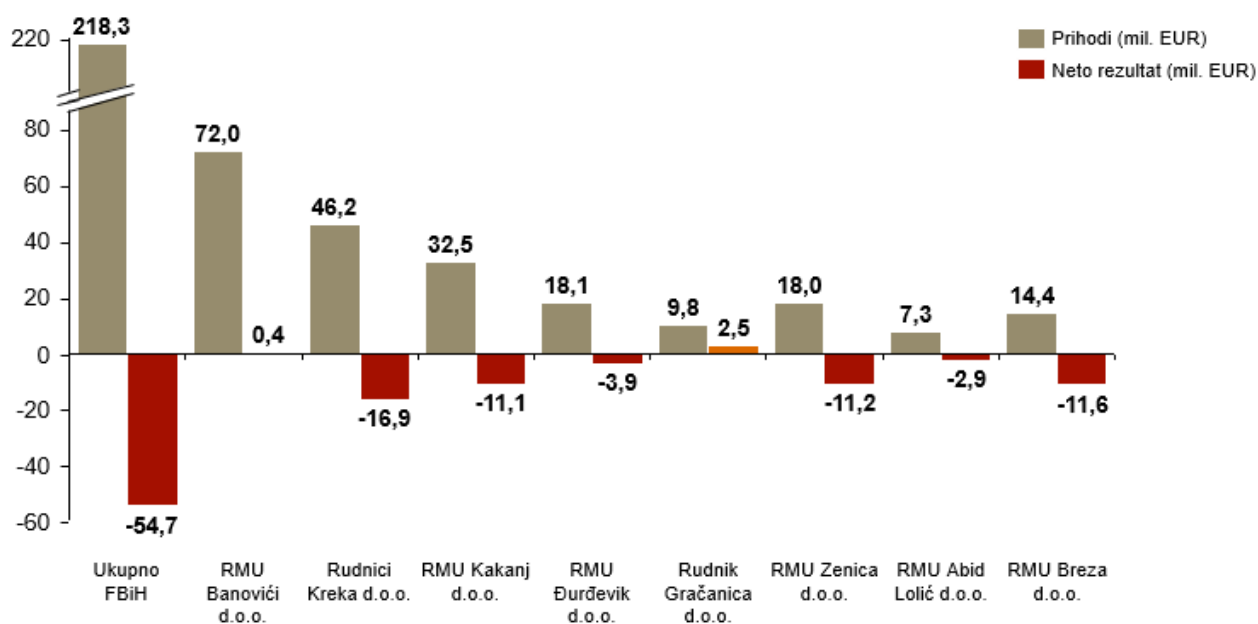
5.3.3.3 Financijski presjek stanja

Financijski presjek stanja je napravljen isključivo za rudnike u entitetu Federacije Bosne i Hercegovine, iz razloga što podatci za rudnike u Republici Srpskoj nisu dostupni s obzirom na to da oni djeluju u sklopu termoelektrana i troškovi nisu u potpunosti razdvojeni.

U 2015. godini ukupni prihodi rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine iznosili su oko 218 milijuna EUR, no zbog niske učinkovitosti i produktivnosti, u istom razdoblju je ostvaren financijski gubitak od ~55 milijuna EUR. Kako je i vidljivo iz prijašnjeg poglavlja, ključni razlozi neučinkovitosti sektora dolaze iz slabe produktivnosti te visokih troškova rada, kao posljedica brojnih faktora. Od promatranih rudnika, Gračanica je jedina ostvarila pozitivan financijski rezultat u 2015. godini.

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

Slika 5.3.13 Presjek finansijskog rezultata rudnika Federacije Bosne i Hercegovine u milijunima EUR, 2015. godina



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

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

Financijski 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 odgovarajuće rješenje.

5.3.4 Scenariji razvoja sektora rudnika u Bosni i Hercegovini

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

U 2016. godini, Bosna i Hercegovina je imala 46 % instaliranih kapaciteta za proizvodnju električne energije iz termoelektrana na ugljen odnosno oko 1.876 MW. Ukupna proizvodnja električne energije iz TE na ugljen u 2016. godini činila je oko 64 % sudionitva u ukupnoj proizvodnji odnosno oko 10,6 TWh.

Nastavno na globalne i europske trendove u elektroenergetici, te obveze sukladno EU direktivama, i ovaj dokument obrađuje alternativne opcije razvoja proizvodnog portfelja, od kojih se neki određenom dinamikom odmiču od proizvodnje električne energije na (dominantno) fosilna goriva. Budući da se glavina proizvodnje ugljena u rudnicima u Bosni i Hercegovini isporučuje termoelektranama, obim njihovih poslovnih aktivnosti izravno će ovisiti o odabranoj strategiji razvoja proizvodnog portfelja. Imajući u vidu ugljen kao dominantni resurs, svi scenariji razvoja proizvodnog miksa u svojoj strukturi i dalje zadržavaju značajan udio ugljena, nigdje manje od 30 %.

Prije daljnjih analiza, važno je još jednom napomenuti da buduće odabrane strategije i politike razvoja proizvodnog miksa 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 portfelja:

- a) scenarij Radnih skupina entiteta ili entitetski scenarij,
- b) scenarij prema Indikativnom planu razvoja,
- c) scenarij prema troškovno optimiranom Indikativnom planu razvoja i
- d) blago obnovljivi scenarij s energetsom učinkovitosti

indikativno je da među njima samo jedna opcija kontinuirano smanjuje potrebu za proizvodnjom ugljena 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 su predložile i potvrdile Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine i Republike Srpske. Više detalja o pretpostavkama može se iščitati u poglavljima električne energije i proizvodnog miksa. Sukladno navedenom scenariju, u razdoblju 2016. – 2035. u Bosni i Hercegovini se predviđa značajno povećanje instalirane snage termoelektrana s 1.876 MW u 2016. godini na 3.000 MW u 2025., odnosno 3.550 MW u 2035. godini.

Takav razvoj termo sektora doveo bi do potencijalne proizvodnje električne energije iz ugljena na razine od 21,5 TWh u razdoblju 2030. – 2035. godine, što je otprilike dvostruki porast u odnosu na proizvodnju TE na ugljen iz 2016. godine. Važno je napomenuti da scenarij u kojem navedena instalirana snaga generira toliku proizvodnju podrazumijeva i plasman cijele količine proizvedene električne energije, gdje 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 termo sektora na maksimalno 70 % izvoza iznad domaće potrošnje za Republiku Srpsku (izuzevši TE Stanari) i 30 % izvoza iznad domaće potrošnje za Federaciju Bosne i Hercegovine kao indikativna simulacija moguće tržišne realnosti.

U prvoj varijanti ovog scenarija, bez izvoznog ograničenja, progresivan rast instalirane snage i proizvodnje električne energije iz ugljena doveo bi do prosječne godišnje stope rasta (CAGR) potrošnje ugljena u TE-u od 3,2 %. Takve stope rasta, u razdoblju 2016. – 2035. bi dovele do maksimalne potrošnje ugljena od oko 21,4 milijuna tona, koja bi započela oko 2026. godine, dok bi prosječna godišnja potrošnja ugljena u promatranom razdoblju bila oko 17,8 milijuna tona.

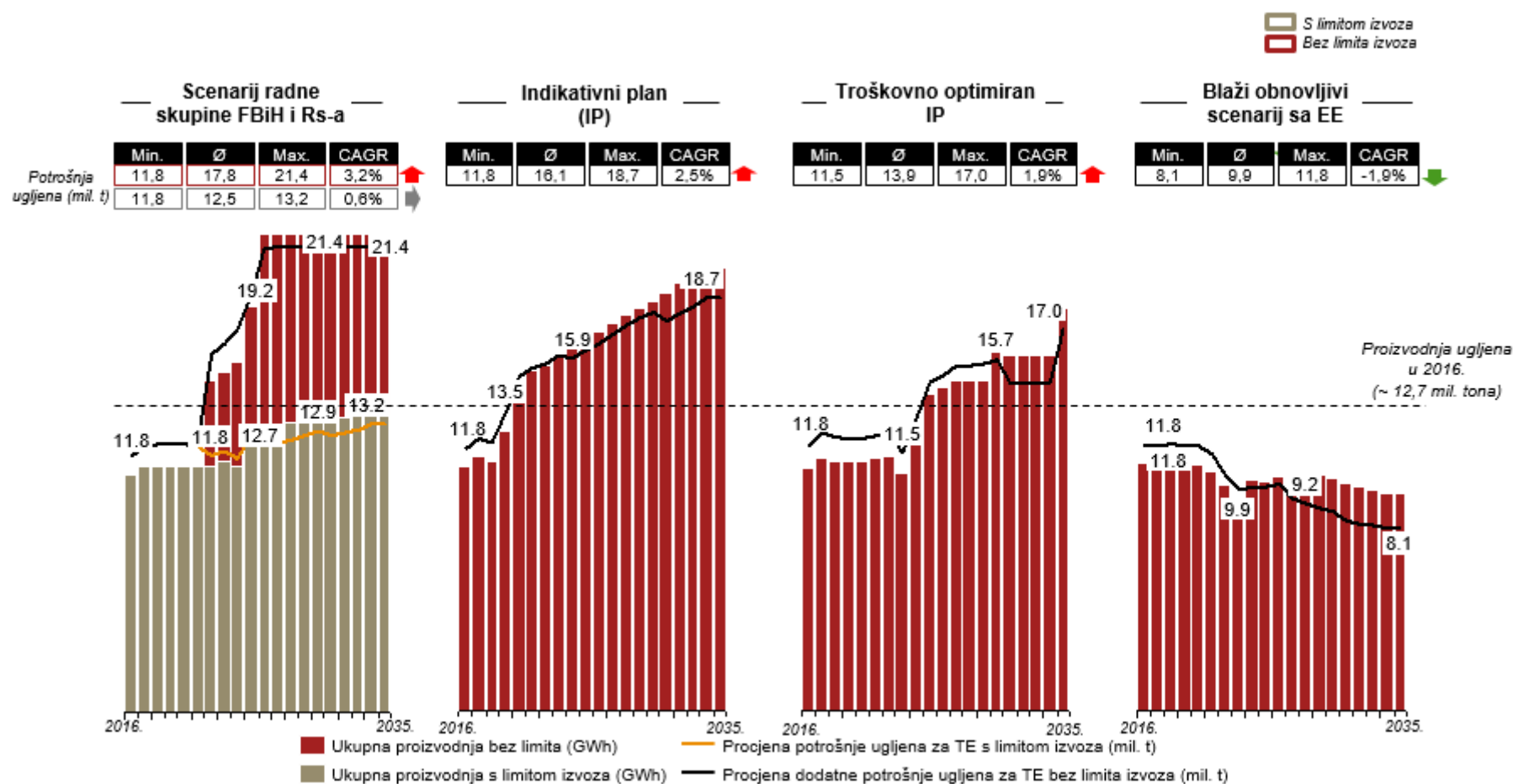
Druga varijanta ovog scenarija, s izvoznim ograničenjem, podrazumijeva istu strukturu instalirane snage, međutim nižu proizvodnju kao posljedicu potencijalno otežanog plasmana električne energije. Pod tim pretpostavkama, potražnja za ugljem je značajnije niža nego u scenariju bez izvoznog ograničenja, međutim i dalje ostvaruje blagi porast od prosječno 0,6 % godišnje u razdoblju 2016. – 2035. Maksimalna vrijednost potrošnje ugljena u navedenom scenariju iznosila bi 13,2 milijuna tona, minimalna 11,8 milijuna tona, dok bi prosječna iznosila 12,5 milijuna tona u promatranom razdoblju.

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 projekcije do 2035. na temelju analize projektnog tima. Više detalja o pretpostavkama i logici scenarija može se iščitati u poglavljima električne energije i proizvodnog miksa. Sukladno navedenom scenariju, u razdoblju 2016. – 2035. u Bosni i Hercegovini predviđa se značajno povećanje instalirane snage termoelektrana s 1.876 MW u 2016. godini na 3.256 MW u 2025., te na 2.700 MW u 2035. godini (43 %).

Takav razvoj termo sektora doveo bi do potencijalne proizvodnje električne energije iz TE-a na ugljen na razinu od 19,5 TWh u razdoblju 2025. – 2035. godine. U kontekstu potražnje za ugljem, ovaj scenarij predviđa prosječni godišnji porast potrošnje ugljena za termoelektrane od 2,5 % CAGR, što bi dovelo do maksimalne potrošnje ugljena od 18,7 milijuna tona oko 2034. i 2035. godine, te prosječne godišnje potrošnje od 16,1 milijun tona u razdoblju 2016. – 2035. godine. Nakon 2019. godine, potražnja, za ugljem bi u svakoj godini bila viša u odnosu na ukupnu proizvodnju ugljena iz 2016. godine.

Slika 5.3.14 Scenariji proizvodnje iz TE-a i implikacija na potrebu za proizvodnjom ugljena u Bosni i Hercegovini, 2016. – 2035. godine



Izvor: analiza Projektnog tima, World Bank, BiH Power Sector Note, 2016, Pokazatelji ZD 2016, Financijski i operativni pokazatelji rudnika, Radna skupina Republike Srpske i Federacije Bosne i Hercegovine, 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. Sukladno navedenom scenariju, u razdoblju 2016. – 2035. u Bosni i Hercegovini se predviđa povećanje instalirane snage termoelektrana na ugljen s 1.876 MW u 2016. godini na 2.156 MW u 2025. godini, te na 2.400 MW u 2035. godini što je i dalje više od 40 % sudionitstva.

Takav razvoj termo sektora doveo bi do potencijalne proizvodnje električne energije iz ugljena na razine oko 15,7 TWh u 2030., odnosno 17,7 TWh u 2035. godini, što predstavlja i maksimalnu proizvodnju iz TE-a u promatranom razdoblju. U tom razdoblju očekivala bi se i maksimalna potražnja za ugljem od 17 milijuna tona, a prosječna godišnja stopa rasta potrošnje iznosila bi 1,9 %.

5.3.4.4 Blago obnovljivi scenarij s EnU-om

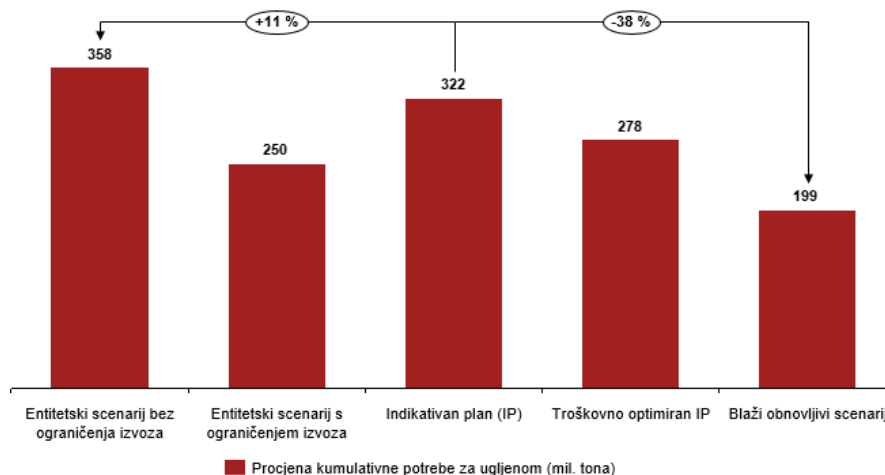
Blago obnovljivi scenarij razvoja proizvodnog miksa s energetsom učinkovitošću predstavlja najznačajniji, ali i dalje neagresivan, odmak od današnje strukture instaliranih kapaciteta i proizvodnje električne energije u Bosni i Hercegovini. Više detalja o pretpostavkama i logici scenarija može se detaljnije iščitati u poglavljima električne energije i proizvodnog miksa. Sukladno navedenom scenariju, u razdoblju 2016. – 2035. u Bosni i Hercegovini se predviđa smanjenje udjela instalirane snage termoelektrana s 46 % (1.876 MW) u 2016., na 30 % (1.650 MW) u 2035. godini, u kojoj dominiraju HE s 52 % udjela, te drugi OIE s 18 % udjela. Takav razvoj bi doveo do pada proizvodnje iz TE-a s 10,6 TWh (64 %) u 2016. na 9,3 TWh (48 %) u 2035. godini.

Takav razvoj sektora TE-a najznačajnije smanjuje potrebu za ugljem do 2035. godine u odnosu na druge obrađene scenarije. Procjena kretanja potrošnje ugljena u razdoblju 2016. – 2035. godine padala bi prosječnom godišnjom stopom od 1,9 %, iako ugljen i dalje ostaje vrlo važan u cjelokupnom miksu. U ovom scenariju prosječna potražnja za ugljem iznosi 9,9 milijuna tona, što je niže od proizvedene količine ugljena u 2016. godini. Minimalna potreba za ugljem javila bi se u razdoblju 2030.– 2035., te bi iznosila oko 8,1 milijun tona.

5.3.5 Kumulativni učinci indikativnih scenarija razvoja TE sektora

Ovisno o strategiji razvoja proizvodnog miksa, ukupna proizvodnja ugljena u Bosni i Hercegovini 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 razdoblju 2016. – 2035. iznosila oko 322 milijuna tona, dok bi očekivana vrijednost potrebe za ugljem u blago obnovljivom scenariju bila oko 199 milijuna tona. U scenariju radnih skupina entiteta bez ograničenja izvoza, kumulativna potreba za ugljem iznosila bi više od 350 milijuna tona, što je 11 % više od IP scenarija. U slučaju konvergencije budućih politika prema blago obnovljivom scenariju razvoja energetskog sektora, u razdoblju 2016. – 2035. može se očekivati i više od 38 % niža kumulativna potrošnja ugljena 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 obvezu rekultivacije, za što će biti potrebno uspostaviti odgovarajuće fondove.

Slika 5.3.15 Procjena kumulativne potrebe za ugljem, zavisno o scenariju razvoja termo sektora u Bosni i Hercegovini u milijunima tona, 2016. – 2035. godine



Izvor: analiza Projektnog tima, WB – BiH Power Sector Note, 2016, Financijski i operativni pokazatelji rudnika, Radna skupina Republike Srpske i Federacije Bosne i Hercegovine

5.3.6 Regulatorni i institucionalni okvir

5.3.6.1 Razina Bosne i Hercegovine

U sektoru ugljena na razini Bosne i Hercegovine, 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 koncesivno dobro prostire na području oba entiteta.

5.3.6.2 Regulativa u Federaciji Bosne i Hercegovine

Oblast rudnog blaga i mineralnih sirovina regulirana je na entitetskoj razini. 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 nabavama.

Zakonom o rudarstvu uređuje se: pravni status rudnog blaga, odnosno mineralnih sirovina, način i uvjeti 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, inspeksijski nadzor, zaštita i uređenje prostora, kaznene odredbe i druga pitanja vezana uz upravljanje mineralnim sirovinama na teritorij 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 što se određuje odobrenjem za izvođenje geoloških istraživanja, izvođenje geoloških istraživanja, izvješća o geološkim istraživanjima, izdavanje rješenja o priznavanju rezervi mineralne sirovine, postupak nakon završetka istraživanja, prikupljanje i izrada geološke baze podataka, financiranje 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 inspeksijski 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, osiguranje podataka za donošenje odluke o strateškim mineralnim sirovinama, osiguranje podataka koji će privući izravna 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).

5.3.6.3 Regulativa u Republici Srpskoj

Oblast rudnog blaga i mineralnih sirovina regulirana je na entitetskoj razini. Oblast istraživanja i eksploatacije mineralnih sirovina u Republici Srpskoj normirana je Zakonom o rudarstvu i Zakonom o geološkim istraživanjima. U proceduri su novi Zakon o rudarstvu i izmjene i dopune Zakona o geološkim istraživanjima. Dodjeljivanje prava korištenja mineralnih sirovina, te određivanje naknade vrši se u skladu sa Zakonom o koncesijama Republike Srpske i podzakonskim aktima iz oblasti koncesija.

Zakonom o rudarstvu uređuju se uvjeti i način eksploatacije rudnog bogatstva u zemlji i na njoj površini, riječnom i jezerskom dnu ili ispod njega, izgradnja, korištenje i održavanje rudarskih objekata, rudarski projekti, rudarska geodetska mjerenja i planovi, mjere zaštite, nadzor i druga pitanja koja se odnose na korištenje mineralnih sirovina na teritorij Republike Srpske. Rudnim blagom smatraju se sve organske i neorganske mineralne sirovine. Prema Zakonu o geološkim istraživanjima, geološka istraživanja su istraživanja i ispitivanja koja se izvode radi upoznavanja sastava, razvoja i građe zemljine kore, izrade geoloških karata, pronalaženja i utvrđivanja količina i kvaliteta mineralnih sirovina i ekonomskih učinaka njihova korištenja, utvrđivanja geoloških karakteristika tla i stijena za izgradnju objekata i sanaciju terena, identifikacije, proučavanja i zaštite objekata geonasljeđa, planiranja prostora, zaštite i unaprjeđivanja životne sredine na principima održivog razvoja, izrada i revizija geološke dokumentacije i poslova stručnog nadzora. MIER vrši upravne i stručne poslove u oblasti rudarstva i geoloških istraživanja. Republički zavod za geološka istraživanja je nadležan za istraživačke i stručno-analitičke poslove iz oblasti geoloških istraživanja (izrađuje plansku dokumentaciju i geološke karte, vodi banku jezgra istražnih bušotina), te provodi osnovna geološka istraživanja koja su od općeg interesa za Republiku Srpsku.

Za istraživanje i eksploataciju mineralnih sirovina dodjeljuje se koncesija. Licencije i rješenja za vršenje geoloških istraživanja izdaje MIER.

5.3.7 Strateške smjernice

Tablica 5.3.4 Strateške smjernice za razvoj sektora rudnika

| | Strateški prioritet | Strateška smjernica |
|------------|---|---|
| Tržište | Transformacija termo sektora kao preduvjet za daljnju optimizaciju poslovanja rudnika ugljena | Prioritet je definirati i odabrati jasan smjer razvoja proizvodnog miksa, odnosno uloge TE sektora za razdoblje do 2035. godine. Sukladno toj strategiji potrebno je raditi na transformaciji rudnika i proizvodnje ugljena za potrebe rada termoelektrana. |
| | Stvaranje institucionalnog okvira koji će poticati kontinuirano unaprjeđenje rudnika ugljena | Stvaranje institucionalnog okvira kroz postavljanje jasnih i mjerljivih ciljeva te dinamike unaprjeđenja poslovnih rezultata rudnika. Postavljanje vremenske dinamike za pokretanje i provedbu programa unaprjeđenja učinkovitosti (kasnije obveza 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 ugljena | Zbog nepovoljne financijske situacije sektora ugljena, 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, uz osiguranje pravedne socijalne tranzicije 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 obujma imati najznačajniji učinak na produktivnost i proizvodnu cijenu. U skladu s time, rudnici trebaju prilagoditi investicijske planove s ciljem što učinkovitije alokacije sadašnjih te budućih sredstava koji će nastati kao posljedica sveobuhvatnog restrukturiranja. |
| | Unaprjeđenje proizvodne učinkovitosti kao dugoročnog rješenja za današnje intervencije na proizvodnoj cijeni ugljena | Dugoročna intervencija koja se manifestira kroz određivanje proizvodne cijene ugljena nije održiva u dugom roku. Postoji realan rizik da se neučinkovitost sektora u sve većoj mjeri počne prelijevati na krajnje korisnike, a trenutno značajno otežava razvoj sektora rudnika i financijski opterećuje lokalnu zajednicu. S ciljem kontrole i minimiziranja negativnog utjecaja na proizvodnu cijenu, potrebno je kontinuirano raditi na smanjenju troškova proizvodnje. |
| Regulativa | Ažuriranje i usuglašavanje relevantne legislative i regulative s ciljem stvaranja institucionalnog okvira sukladno dobrim industrijskim praksama | Kontinuirano ažurirati i usuglašavati 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

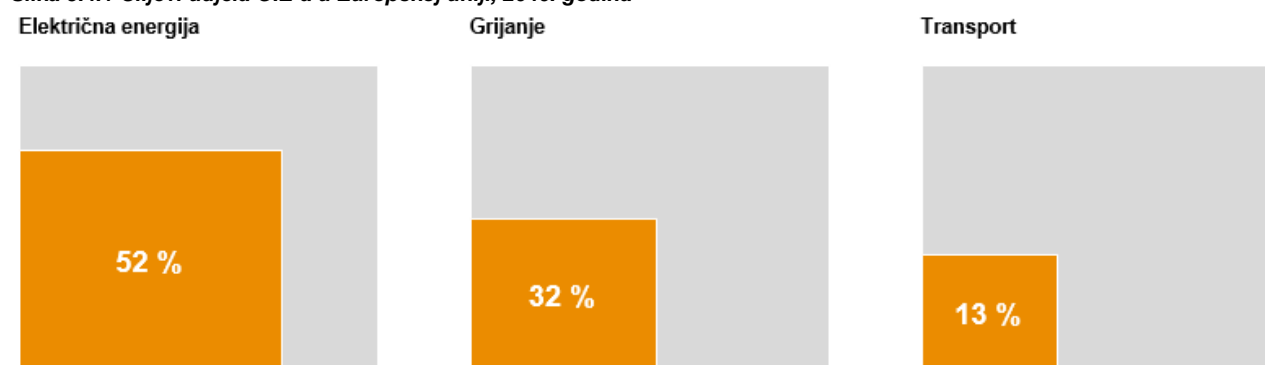
5.4.1 Uvod

Obnovljivim izvorima energije (OIE) se smatraju hidro energija, solarna energija, energija vjetra, energija biomase, geotermalna energija te energija valova / plime i oseke.

S obzirom na sve veću potražnju za energijom i sve ograničenju dostupnost fosilnih goriva, pažljivo iskorištavanje OIE resursa je sve više na agendi globalnih i europskih 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.

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

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



Izvor: IEA – World Energy Outlook 2016.

Kada govorimo o segmentu električne energije, Bosna i Hercegovina 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 izvješću iz 2017. godine, „Cost – competitive renewable power generation: Potential across South East Europe“, od IRENA-e (engl. International renewable energy agency), u Bosni i Hercegovini postoji značajan tehnički potencijal obnovljivih izvora energije: primjerice solarni potencijal je 2.963,7 MW, potencijal vjetra 13.141,1 MW i hidro potencijal 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 vjetroptencijal. 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 preprekama tijekom dobivanja dozvola i sl.

Iako Bosna i Hercegovina ima dobru poziciju iz perspektive samih prirodnih resursa, u okviru daljnjeg strateškog planiranja potrebno je uraditi dodatne aktivnosti kako bi se ažurirali podatci o potencijalu njihova daljnjeg iskorištavanja, posebice u segmentu hidroenergije.

5.4.2 Sudioništvo energije iz OIE-a u bruto finalnoj potrošnji

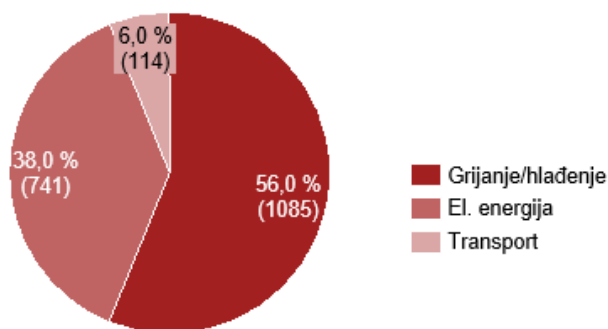
Temeljem Odluke o provedbi Direktive 2009/28/EZ utvrđen je obvezujući cilj od 40 % udjela OIE-a u ukupnoj finalnoj potrošnji do 2020. godine za cijelu Bosnu i Hercegovinu, što je jednako 1.940 ktoe. Sukladno tome, za svaki od entiteta je određen cilj udjela OIE-a u finalnoj potrošnji, kako bi se ispunio onaj na razini Bosne i Hercegovine. Prema Akcijskim planovima, za Federaciju Bosne i Hercegovine taj cilj iznosi 41 %, a za Republiku Srpsku 48 %.

Ciljevi za povećanje udjela OIE-a u bruto finalnoj potrošnji su spuštteni na tri ključne razine:

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

Zadani cilj se računa kao suma indikativnih ciljeva za Federaciju Bosne i Hercegovine, Republiku Srpsku i Brčko distrikt Bosne i Hercegovine. Postizanju zadanog cilja za Bosnu i Hercegovinu u 2020. godini, najviše bi trebao pridonijeti sektor grijanja i hlađenja s 56 % ukupno potrošene energije iz OIE-a. Očekuje se da će udio sektora električne energije biti 38 %, a transporta 6 %.

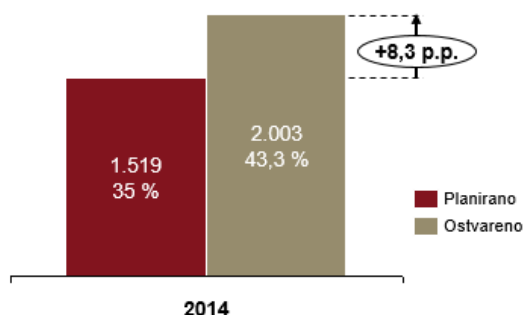
Slika 5.4.2 Doprinos sektora za udio OIE-a u finalnoj potrošnji energije u Bosni i Hercegovini, 2020. godina



Izvor: Akcijski plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini

Akcijskim planom su procijenjene putanje kretanja udjela OIE-a u ukupnoj finalnoj potrošnji. Za 2017. godinu taj udio OIE-a iznosi 37,5 %, za 2018. godinu iznosi 38,4 %, za 2019. 39,2 %, te kako je već spomenuto, za 2020. je udio 40 %. Na razini Bosne i Hercegovine, ali i entitetskim razinama, je potrebno pratiti napredak u promoviranju korištenja OIE-a, u kontekstu udjela i stvarne potrošnje OIE-a po sektorima, te doprinosa svake tehnologije u pojedinom sektoru. Na razni Bosne i Hercegovine su dostupni podatci o realizaciji za 2014. godinu, te prema rezultatima stvarnog korištenja obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji pokazuju da je realizacija iznad planirane za 8,3 postotna poena.

Slika 5.4.3 Plan i realizacija OIE-a u finalnoj potrošnji u ktoe, 2014. godina

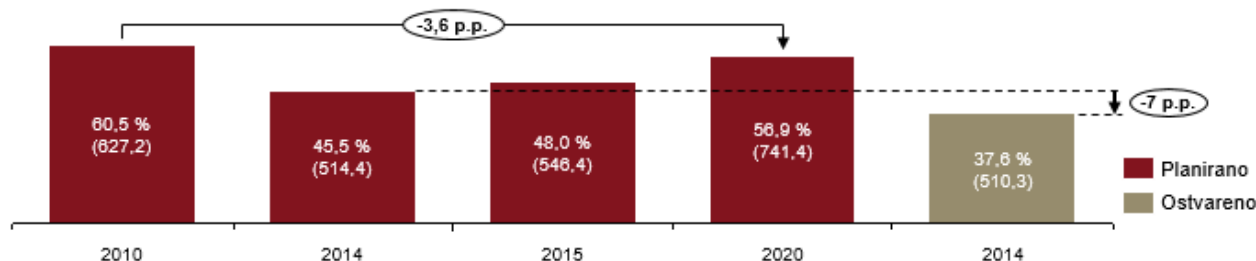


Izvor: Akcijski plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini, Izvješće o napretku Ugovornih strana u skladu s Direktivom 2009/28/EZ

5.4.2.1 Sektor električne energije

Kako bi se ostvario ukupni cilj vezan za udio OIE-a u ukupnoj finalnoj potrošnji, za sektor električne energije su dane projekcije kretanja udjela OIE-a u finalnoj potrošnji, te su također i praćeni rezultati ostvareni u 2014. godini. U sektoru električne energije, cilj je ostvariti potrošnju iz OIE-a u 2020. godini od 741,5 ktoe – 8.632,6 GWh odnosno ostvarenje udjela od 56,9 % u finalnoj potrošnji energije. Planirani relativni udio OIE-a za 2014. godinu je iznosio 45,5 % (514,4 ktoe – 5.982,5 GWh). Gledajući stvarnu realizaciju, relativni udio je za 7 postotnih poena manji od planiranog te iznosi 37,6 %, što je ekvivalent količini od 510,3 ktoe – 5.934,8 GWh (Slika 5.4.4).

Slika 5.4.4 Dinamika OIE-a u finalnoj potrošnji sektora električne energije i realizaciju u ktoe, 2010. – 2020. godine

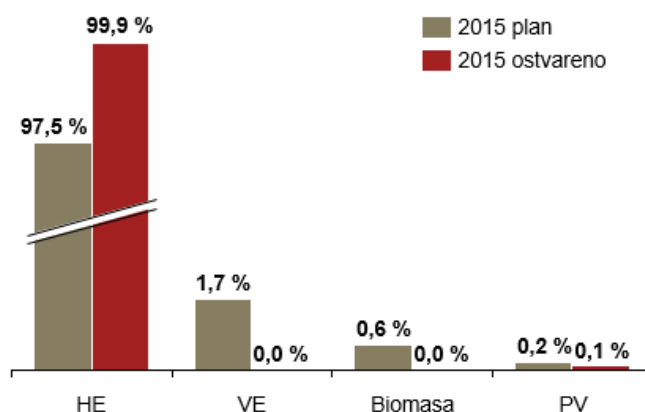


Izvor: Akcijski plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini, Izvješće o napretku Ugovornih strana u skladu s Direktivom 2009/28/EZ

OIE tehnologije koje imaju doprinos finalnoj potrošnji u sektoru električne energije su hidroenergija, energija vjetra i biomase i solarna energija. Planirano je da će u 2015. godini najveći doprinos imati hidroenergija s 97,5 % od ukupne količine OIE energije, zatim energija vjetra s 1,7 %, biomasa s 0,6 % i solarna energija s udjelom o 0,2 %. Gledajući realizaciju u 2015. godini, hidroelektrane su imale gotovo potpuni doprinos u sektoru električne energije, s 99,9 %, dok su ostatak doprinosa imale solarne elektrane (Slika 5.2.2).

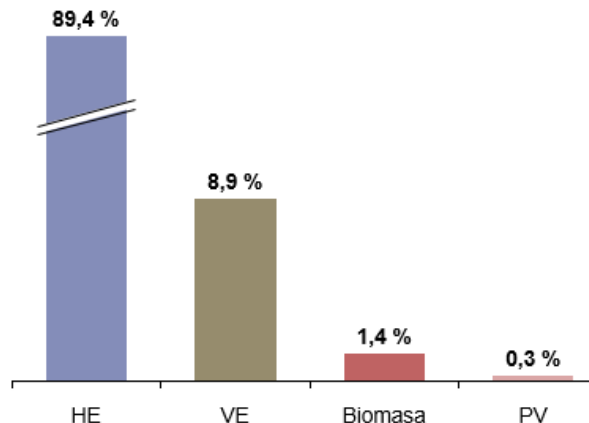
Do 2020. godine se ne očekuje prevelika razlika s obzirom na plan iz 2015. relativni udio hidroelektrana bi se treba smanjiti na manje od 90 %, dok se najveće povećanje očekuje iz proizvodnje koja dolazi iz vjetroelektrana. Njihov udio će se povećati na 8,9 %, dok će se udio biomase povećati na 1,4 % (Slika 5.2.3).

Slika 5.4.5 Doprinos tehnologija OIE-a u sektoru električne energije – plan i realizacija u % (GWh), 2015. godina



Izvor: Akcijski plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini, Izvješće o napretku Ugovornih strana u skladu s Direktivom 2009/28/EZ, analiza Projektnog tima

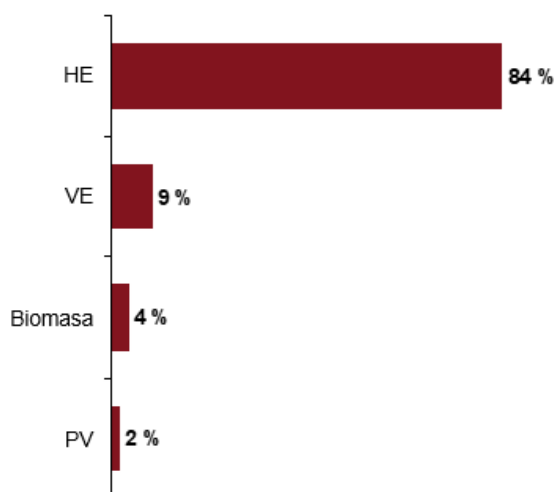
Slika 5.4.6 Doprinos tehnologija OIE-a u sektoru električne energije – plan u % (GWh), 2020. godina



Izvor: Akcijski plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini

Do 2035. godine, apsolutni doprinos svake pojedine tehnologije će se povećati. Vizija kretanja udjela bazirana je prema dinamici kretanja prema Akcijskom planu do 2020. te prosjeku rezultata scenarija razvoja proizvodnog portfelja do 2035. godine. Cilj je nastavak dominacije hidroenergije uz proporcionalno povećanje udjela iz vjetroelektrana, biomase i solarnih elektrana. Sukladno tome, najveći doprinos ukupnom udjelu OIE-a će imati hidroelektrane i pretpostavka je da će on iznositi otprilike 84 %. Međutim, njihov će se relativni udio smanjiti zbog povećanja udjela ostalih obnovljivih izvora energije. Prilikom planiranja projekata hidroenergije, potrebno je raditi na detaljnim analizama iz aspekta zaštite okoline, pravnog okvira, diversifikacije korištenja vodenih tokova i održivog razvoja. Relativni udio vjetra će ostati otprilike na razinama iz 2020. godine te će iznositi ~9 %, ali će se apsolutni iznosi povećati, prvenstveno zbog planirane izgradnje novih vjetroelektrana. Da bi se ostvario procijenjeni doprinos biomase, koji iznosi ~4 %, 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 mikro elektrana. Zbog toga se, do 2035. godine, očekuje blagi porast udjela te vrste energije u OIE, te bi on tada iznosio ~2 % (Slika 5.4.7).

Slika 5.4.7 Vizija kretanja doprinosa OIE-a u sektoru električne energije kao prosjek scenarija u % (GWh), 2035. godina



Izvor: analiza Projektnog tima, smjernice Radnih skupina

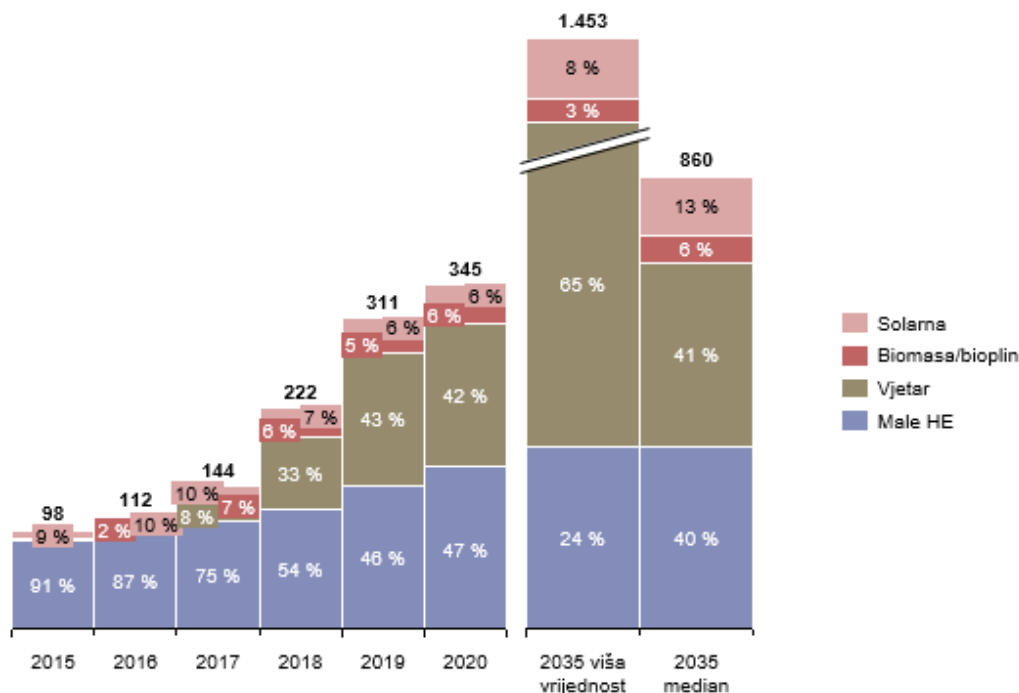
5.4.2.2 Poticanje proizvodnje iz OIE-a

Gledajući s aspekta dobivanja poticaja, u obnovljive izvore se ubrajaju samo hidroelektrane snage do 10 MW, kao i svi ostali ranije navedeni izvori (vjetroelektrane, solarne elektrane i elektrane na biomasu/biopljin). Količina proizvedene energije iz obnovljivih izvora, koja se planira poticati na razini Bosne i Hercegovine, dobivena je kao zbroj planiranih poticajnih količina na entitetskim razinama. Kroz sustav poticaja, u Bosni i Hercegovini se planira značajno povećanje udjela energije vjetra, koja će u tom slučaju do 2035. godine premašiti udio malih hidroelektrana. Iz tog je razloga, u idućem koraku potrebno analizirati tehničke uvjete integracije vjetroelektrana u EES-u u narednom razdoblju.

Prema planovima iz Akcijskih planova, do 2020. godine bi u Bosni i Hercegovini trebalo biti instalirano 345 MW u kapacitetima koji ulaze u sustav poticaja. Najveći udio će imati male hidroelektrane i vjetroelektrane. Prema tome, u 2020. bi se iz navedenih kapaciteta proizvelo 1.197 GWh električne energije. S obzirom na različite scenarije proizvodnog miksa do 2035. godine, iznosi instalirane snage i proizvodnje iz OIE-a se razlikuju. Za prikaz je uzet zbroj entitetskih scenarija. Sukladno tome, u 2035. godini bi iznos ukupne instalirane snage u cijeloj Bosni i Hercegovini iznosio 1.453 MW. S obzirom na potencijal i mogućnosti, planira se izgradnja ~800 MW u novim kapacitetima vjetroelektrana, te bi se tada iz njih proizvodilo oko 2.500 GWh, što bi činilo 58 % ukupne proizvodnje. Ukupna proizvodnja bi, prema tome, iznosila 4.325 GWh.

Uspoređujući 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 5.4.8 i Slika 5.4.9). 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-a u iznosu od 350 MW. S obzirom na tehnički potencijal energije vjetra te planova za izgradnju vjetroelektrana, za razdoblje nakon 2020. godine potrebno je raditi na aktivnostima usklađenja poticajnih mehanizama za sve tipove tehnologija OIE-a, smanjenja administrativnih prepreka, te stvaranja uvjeta u mreži za integraciju veće snage iz vjetroelektrana.

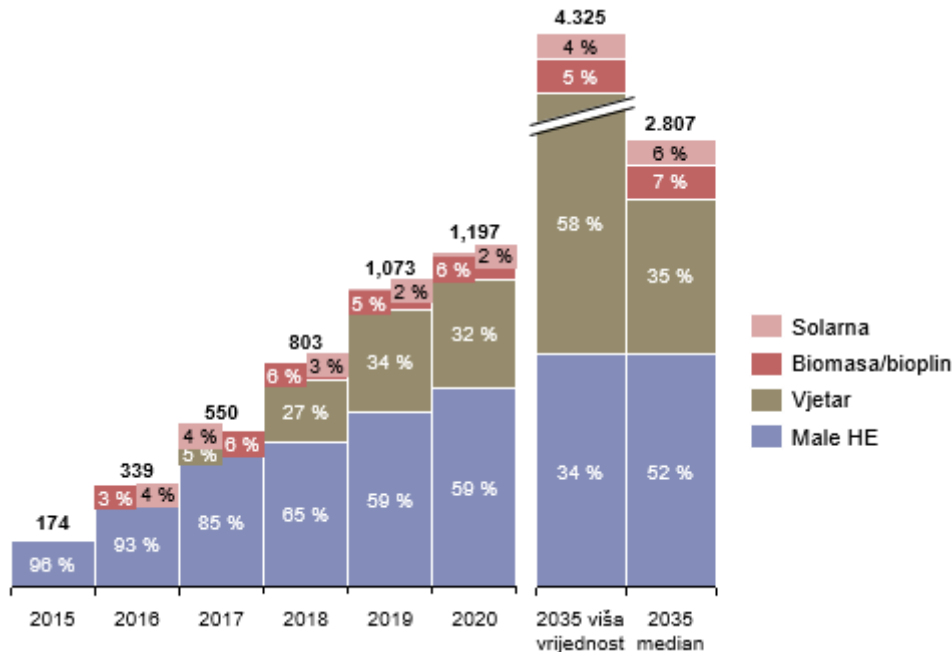
Slika 5.4.8 Iznos instalirane snage OIE-a u Bosni i Hercegovini u postojećim i novim kapacitetima u sustavu poticaja u MW, 2015. – 2035. godine



Napomena: 1) Podatci su izračunati kao zbroj iznosa u Republici Srpskoj i Federaciji Bosne i Hercegovine; 2) Odabir projekata za realizaciju ciljane snage OIE-a predmet je 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, Radna skupina Republike Srpske, Proizvodni portfelj Federacije Bosne i Hercegovine 2015. – 2035., Proizvodni portfelj Republike Srpske 2015. – 2035., analiza Projektnog tima

Slika 5.4.9 Iznos proizvodnje po pojedinom izvoru OIE-a u Bosni i Hercegovini u postojećim i novim kapacitetima u sustavu poticaja u GWh, 2015. – 2035. godine



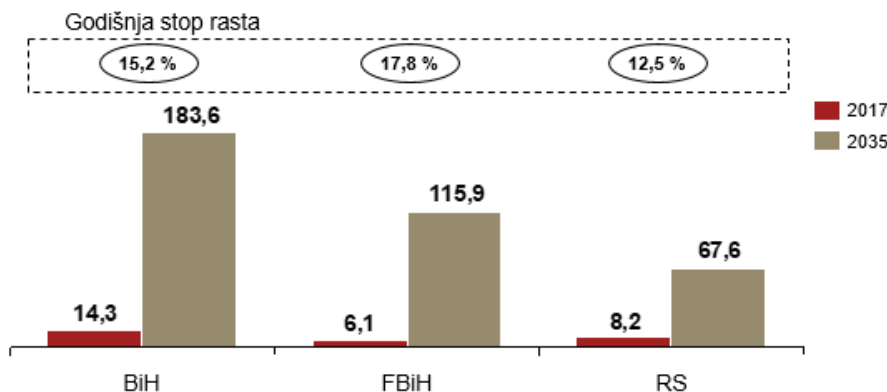
Napomena: Podatci su izračunati kao zbroj iznosa u Republici Srpskoj i Federaciji Bosne i Hercegovine
 Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, Radna skupina Republike Srpske, Proizvodni portfelj Federacije Bosne i Hercegovine 2015. – 2035., Proizvodni portfelj Republike Srpske 2015. – 2035., analiza Projektnog tima

S obzirom na postojeći sustav poticaja, potrebno je osigurati određene naknade za poticanje proizvodnje iz obnovljivih izvora energije. Ukupna planirana sredstva se u Federaciji Bosne i Hercegovine sastoje od sredstava za isplatu poticajnog dijela, troškova balansiranja i troškova rada operatora, dok se u Republici Srpskoj sastoji od sredstava za premije, troškove rada operatora prijenosnog sustava, troškova balansiranja i troškova Fonda za zaštitu okoliša i energetske učinkovitost. U oba se entiteta navedena sredstva nadoknađuju iz sredstava prikupljenih kroz naknadu za OIE od krajnjih potrošača. Visine premija se razlikuju ovisno o pojedinoj tehnologiji, dok je sama naknada jedinstvena i plaćaju je svi kupci po utrošenom kilovat satu. Naknade za OIE po entitetima se razlikuju.

Procjena rasta troškova naknada je napravljena za entitetske scenarije, s obzirom na to da je u njima pretpostavljen najagresivniji rast OIE-a, kako bi se vidio krajnji pritisak na cijene. Prilikom procjene, u obzir je uzeta planirana proizvodnja po pojedinoj tehnologiji i po godinama do 2035. godine.

U Republici Srpskoj iznos planiranih ukupnih sredstava za naknade u 2017. godini iznosi 8,2 milijuna eura, te je veći nego u Federaciji Bosne i Hercegovine, gdje iznosi 6,1 milijun eura. Na razini cijele Bosne i Hercegovine, u 2017. godini se očekuje ukupan iznos naknada u iznosu od 14,3 milijuna eura. Do 2035. godine, iznos ukupnih sredstava za naknade će u Federaciji Bosne i Hercegovine rasti stopom od 17,8 % godišnje, dok će u Republici Srpskoj godišnja stopa rasta biti 12,5 %. Na razni Bosne i Hercegovine se očekuje prosječna godišnja stopa rasta od 15,2 %, s ukupnim iznosom od oko 184 milijuna eura u 2035. godini. Navedeni iznosi će se, ovisno o strategiji razvoja portfelja i ciljevima preuzetim iz EU-a, naknadno moći korigirati (Slika 5.4.10).

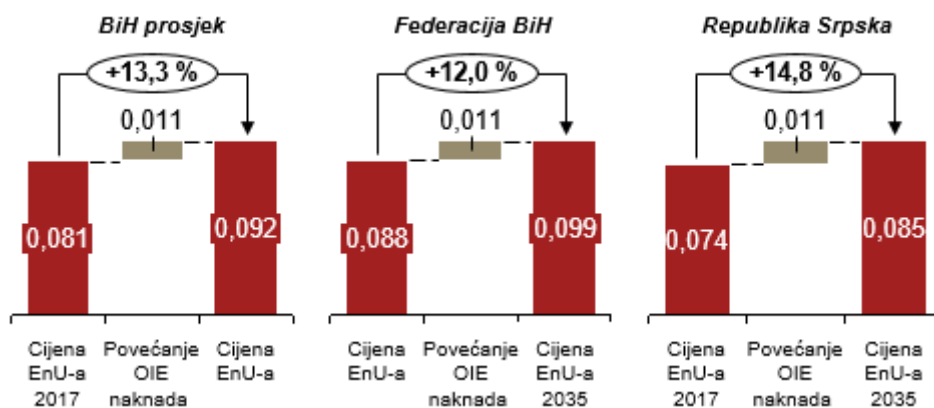
Slika 5.4.10 Procjena rasta planiranih troškova naknada za OIE u milijunima EUR, 2017. – 2035. godine



Napomena: Podatci za Bosnu i Hercegovinu su izračunati kao zbroj iznosa u Republici Srpskoj i Federaciji Bosne i Hercegovine
 Izvor: Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, Radna skupina Republike Srpske, 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 je jedinična naknada u Federaciji Bosne i Hercegovine iznosila 0,001 EUR/kWh te se do 2035. godine predviđa porast od 12 %, dok je u Republici Srpskoj iznosila 0,0022 EUR/kWh, a predviđen je rast od 14,8 %. Povećanje naknade ima direktan utjecaj na povećanje krajnje cijene električne energije za domaćinstva. Pretpostavka je da će se na razini Bosne i Hercegovine krajnja cijena povećati za ~13 % do 2035. godine, pod pretpostavkom da ostale stavke računa za električnu energiju ostanu nepromijenjene (trošak električne energije, mrežarina i PDV) (Slika 5.4.11).

Slika 5.4.11 Utjecaj planiranih OIE naknada na krajnju cijenu električne energije u EUR/kWh, 2017. – 2035. godine



Napomena: Podatci za Bosnu i Hercegovinu su izračunati kao prosjek Republike Srpske i Federacije Bosne i Hercegovine. Procjena za entitete 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 sredstava za poticaje i troškove rada operatora i balansiranja, pokazalo da će se stvarati dodatni pritisak na krajnje cijene električne energije. Iz tog je razloga, potrebno periodično revidiranje sustava modela poticaja proizvodnje iz OIE-a, po uzoru na ostale zemlje Europe. Ukoliko se ostvari planirano povećanje BDP-a od 3 % godišnje, rast životnog standarda bi nadmašio trenutno procijenjeno povećanje krajnje cijene energije.

U nastavku je prikazan regulatorni okvir za poticanje obnovljivih izvora energije u Federaciji Bosne i Hercegovine i Republici Srpskoj (Tablica 5.4.1 i Tablica 5.4.2).

Tablica 5.4.1 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 status „privilegiranog proizvođača električne energije“ • Proizvođači sklapaju ugovor o kupnji el. energije s Operatorom za obnovljive izvore energije i učinkovitu kogeneraciju (Operator OIEiUK) • Operator OIEiUK mora kupiti svu el. energiju proizvedenu iz OIE-a po povlaštenoj cijeni • Operator OIEiUK prikuplja naknade za OIE, te isplaćuje poticajni dio iz garantirane cijene za proizvedenu energiju privilegiranim proizvođačima |
| Tehnologije | <ul style="list-style-type: none"> • Sve tehnologije ulaze u sustav feed-in 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

Tablica 5.4.2 Regulatorni okvir za poticanje OIE-a u Republici Srpskoj

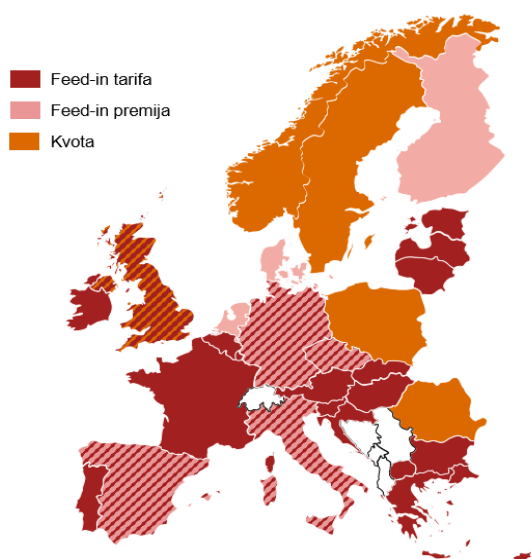
| | Republika Srpska |
|------------------------------------|--|
| Model poticaja OIE-a | <ul style="list-style-type: none"> • Feed-in tarifa • Premije – u sustavu poticaja ulaze oni proizvođači koji proizvode električnu energiju za svoje potrebe ili ju prodaju na tržištu • Neto mjerenje – za male proizvođače do 50 kW |
| Procedura za feed-in tarife | <ul style="list-style-type: none"> • Proizvođač OIE-a mora dobiti Certifikat obnovljivih izvora energije i Odluku o Pravu na poticaje od Regulatorne komisije za energetiku Republike Srpske (RERS) • „Operator sustava poticaja“ i proizvođač OIE-a sklapaju „Ugovor o obveznom otkupu po garantiranoj cijeni“ |
| Tehnologije | <ul style="list-style-type: none"> • Tehnologije koje ulaze u sustav feed-in tarifa <ul style="list-style-type: none"> • Ovisno o tehnologiji, ograničenja kapaciteta su do 1 MW (SE, bioplin), do 10 MW (VE, geotermalna, biomasa, HE) • Tehnologije koje ulaze u sustav premija <ul style="list-style-type: none"> • Preko 10 MW (VE) • Preko 30 MW (kogeneracija na biomasi) |
| Spajanje na mrežu | <ul style="list-style-type: none"> • Proizvođači OIE-a imaju prioritet spajanja na mrežu |

Izvor: Res-legal, rers.ba – Rulebook on Incentives for Generation EE from RES and efficient cogeneration, Radna skupina Republike Srpske

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 Operator ima obvezu kupovine proizvedene energije. U Republici Srpskoj se, osim navedenom feed-in tarifom, proizvodnja potiče i putem sustava premija. U premijskom modelu proizvođači, također, imaju garantiranu premiju tijekom 15 godina. Ovim je modelom proizvođač obavezan naći kupca na tržištu, te se na taj način potiče kupnja energije iz obnovljivih izvora.

Većina zemalja jugoistočne Europe također koristi feed-in sustav kao sustav poticaja za proizvodnju iz obnovljivih izvora energije. Nakon dostizanja zadovoljavajuće razine OIE-a u sustavu poticaja, trebalo bi razmotriti prelazak na drugačije poticajne mehanizme koji su prilagođeniji ciljevima, te koji se trebaju bazirati na tržišnim principima u budućnosti. Jedan od mogućih mehanizama poticaja je sustav kvota gdje je opskrbljivač obavezan kupiti određenu količinu obnovljive energije. Na taj se način stvara tržište među proizvođačima i opskrbljivačima na kojem se trguje energijom ili „zelenim certifikatima“. Europske zemlje imaju različite modele poticaja proizvodnje iz OIE-a (Slika 5.4.12). 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, sustavu kvota, umjesto uobičajenom poticaju feed-in tarifama.

Slika 5.4.12 Modeli poticaja u europskim zemljama



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

5.4.2.2.1 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 Neovisni operator sustava u Bosni Hercegovini (NOS BiH). U Bosni i Hercegovini postoji 17 registriranih balansno-odgovornih strana, od kojih je 8 bilo aktivno tijekom 2016. godine.

Za Republiku Srpsku je trenutno karakteristično da svi povlašteni proizvođači iz OIE-a pripadaju balansnoj grupi koju vodi Elektroprivreda Republike Srpske. Elektrane na obnovljive izvore, uključujući i vjetroelektrane, u Republici Srpskoj uvijek imaju prednost u dispečiranju, te imaju obvezu plaćanja pretjeranog debalansa iznad 500 kW, kao i plaćanja 25 % troškova balansiranja. S druge strane, u Federaciji Bosne i Hercegovine privilegirani i kvalificirani proizvođači, instalirane snage iznad 150 kW, plaćaju troškove balansiranja vlastite proizvodnje Operatoru OIEiUK. Trenutno u Bosni i Hercegovini 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 mrežu²⁶.

S obzirom na to da se očekuje porast OIE-a, može se očekivati 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 vjetroelektrana je nemogućnost precizne prognoze proizvodnje. U slučaju da je proizvodnja vjetra iznad prognoze, VE-u se plaća niska cijena debalansa, dok u suprotnom slučaju VE plaćaju visoku cijenu debalansa.

Kako bi se minimalizirao problem pojave debalansa u EES-u, potrebno je odgovarajuće riješiti pitanje organiziranja sustava i integracije povlaštenih proizvođača iz OIE-a u EES Bosne i Hercegovine, te su iz tog razloga predložene smjernice za uspostavljanje OIE bilančnog tržišta i za upravljanje OIE-om u entitetima i na razini Bosne i Hercegovine.

U Federaciji Bosne i Hercegovine, povlašteni i kvalificirani proizvođači iz OIE-a koji su spojeni na distributivnu mrežu mogu odabrati hoće li pripadati OIE bilančnoj grupi ili biti samostalni kao dio postojećih BOS-ova, koji djeluju na balansnom tržištu, a čije je funkcioniranje definirano Tržišnim pravilima. Potrebno je uspostaviti koordinacijsko tijelo za vođenje OIE bilančne grupe, te definirati pravila vezana za upravljanje i prodaju električne energije unutar OIE bilančne skupine u ime povlaštenih i kvalificiranih proizvođača iz OIE-a. U Federaciji Bosne i Hercegovine je trenutno u fazi pripreme Nacrta Pravilnika o metodologiji za raspodjelu troškova balansiranja i određivanja udjela troškova koji će se plaćati iz naknada za poticanje, čime će se definirati način snošenja troškova debalansa za OIE.

U Republici Srpskoj je trenutnim Zakonom i podzakonskim aktima definirano da svi proizvođači koji koriste OIE i ulaze u sustav poticaja pripadaju određenoj balansnoj grupi te odgovornost za njih preuzima OSP. Tržišnim pravilima je definirana balansno odgovorna strana, kao i balansna grupa. S obzirom na mogućnost pojave debalansa u EES-u, Republika Srpska je usvojila mehanizam obračuna debalansa i snošenje troškova nastalih zbog istog. Također, s ciljem minimaliziranja problema pojave debalansa, u Republici Srpskoj su već pripremljeni softveri koji se odnose na preciznu prognozu dnevne proizvodnje, posebice iz solarnih i vjetroelektrana.

Jedna od opcija je i integracija elektrana na OIE, a posebice vjetroelektrana, izravno na prijenosnu mrežu Bosne i Hercegovine. U tom slučaju je, ukoliko dođe do formiranja OIE bilančno odgovorne strane (eko-balansna grupa), potrebna uspostava koordinacijskog tijela, te tu ulogu može imati Operator za OIE u skladu s teritorijalnom (entitetskom) nadležnošću, neka od članica balansne grupe ili može biti dodijeljena budućem operatoru tržišta u Bosni i Hercegovini. Ako se formiraju dvije eko-balansne grupe (na razini svakog entiteta), potrebno je predvidjeti mogućnost interesnog udruživanja u cilju optimizacije troškova (*neting*) balansiranja. Na razini Bosne i Hercegovine je potrebno koristiti napredne programe za preciznu prognozu dnevne proizvodnje povlaštenih proizvođača svih tehnologija, kako bi se povećala točnost planiranja i posljedično smanjili debalansi u sustavu.

Na svim razinama je u narednom razdoblju potrebno nastaviti pratiti europske trendove kroz nove poticajne mehanizme i modalitete proizvodnje električne energije, ali isto tako i prodaje el. energije iz OIE-a.

²⁶ Odnosi se na prognoziranje, dostavljanje planova, obračune debalansa, te financijska 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 upravlja u odabranim europskim zemljama gdje je operator tržišta ili TSO zadužen za vođenje OIE bilančne grupe i energije uravnoteženja iz OIE-a (Tablica 5.4.3).

Tablica 5.4.3 Tijek načina prodaje el. energije iz OIE-a u odabranim zemljama

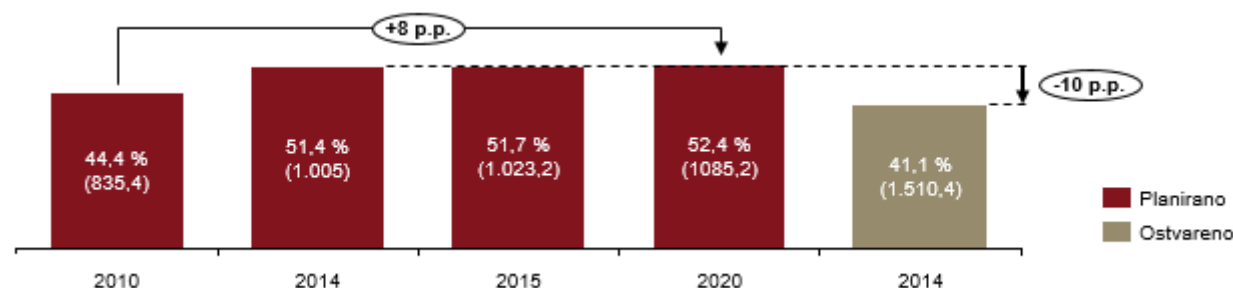
| Tijek razvoja kanala prodaje | |
|------------------------------|---|
| Slovenija | <ul style="list-style-type: none"> • Operator tržišta BORZEN → upravitelj eko-bilančne grupe i energije uravnoteženja za OIE • 2010. – nestandardni proizvod na aukcijama (uz balansiranje) + burza el. energije (BSP) • 2011. – 2015. – standardni proizvod, aukcije i burza el. energije 2016. bilančnu grupu kupuje GEN-I, a 2017. ju kupuje HEP |
| Austrija | <ul style="list-style-type: none"> • Operator EE APCS, u sklop OeMAG → upravitelj eko-bilančne grupe i energije uravnoteženja za OIE • 2003. – 2006. – voditelji eko-bilančne grupe odgovorni za kupnju, subvencioniranje i alociranje el. energije • 2006. – danas – OeMAG (APCS) alocira el. energiju izravno aktivnim opskrbljivačima ovisno o njihovu tržišnom udjelu |
| Mađarska | <ul style="list-style-type: none"> • TSO MAVIR → upravitelj eko-bilančne grupe i energije uravnoteženja za OIE • 2008. – opskrbljivači 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 burzi el. energije • 2016. – sva energija iz OIE-a se nudi preko HUPX-a |
| Italija | <ul style="list-style-type: none"> • Operator tržišta GSE → upravitelj eko-bilančne grupe i energije uravnoteženja za OIE • 2008. – nadalje – GSE malim proizvođačima nudi kupnju energije iz OIE-a koju prodaje na unutardnevnom ili dan-unaprijed tržištu na burzi el. energije |

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

5.4.2.3 Sektor grijanja i hlađenja

Kao i za prethodni sektor, i za sektor grijanja i hlađenja su dane projekcije kretanja udjela OIE-a u finalnoj potrošnji. Za grijanje i hlađenje je postavljen cilj udjela OIE-a od 52,4 %, čime se predviđa povećanje udjela OIE-a na 1.085,2 ktoe u 2020. godini. Planirani relativni udio za 2014. godinu je iznosio 51,4 %, odnosno 1.005 ktoe energije iz OIE-a. Gledajući stvarnu realizaciju, relativni udio je za 10 postotnih poena niži od planiranog, odnosno 41,1 % (Slika 5.4.13).

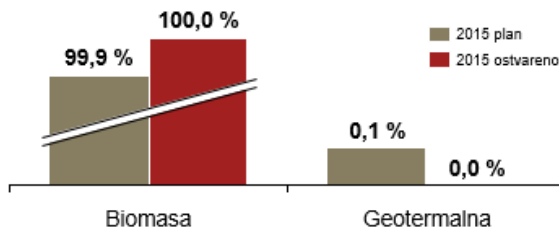
Slika 5.4.13 Dinamika OIE-a u finalnoj potrošnji sektora grijanja i hlađenja i realizacija u ktoe, 2010. – 2020. godine



Izvor: Akcijski plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini, Izvješće o napretku Ugovornih strana u skladu s Direktivom 2009/28/EZ

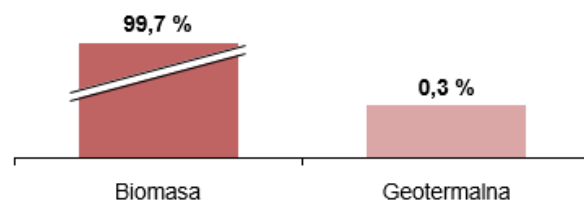
OIE tehnologije koje imaju doprinos u finalnoj potrošnji sektora grijanja i hlađenja su biomasa i geotermalna energija. U 2015. godini je planirano da će 99,9 % doprinosa imati biomasa i ogrjevno drvo, dok će ostatak biti iz geotermalne energije. Uzimajući u obzir podatke o ostvarenju, vidljivo je da se za grijanje i hlađenje koristila isključivo biomasa (ogrjevno drvo). Do 2020. godine se planira povećanje udjela geotermalne energije s 0,1 % na 0,3 % (Slika 5.4.14 i Slika 5.4.15).

Slika 5.4.14 Doprinos tehnologija OIE-a u sektoru grijanja i hlađenja – plan i realizacija, 2014. godina



Napomena: Podatci za sektor grijanja i hlađenja su za 2014. godinu
 Izvor: Akcijski plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini, Izvješće o napretku Ugovornih strana u skladu s Direktivom 2009/28/EZ, analiza Projektnog tima

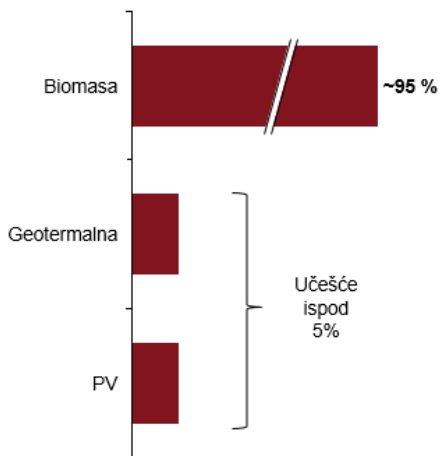
Slika 5.4.15 Doprinos tehnologija OIE-a u sektoru grijanja i hlađenja – plan, 2020. godina



Izvor: Akcijski plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini

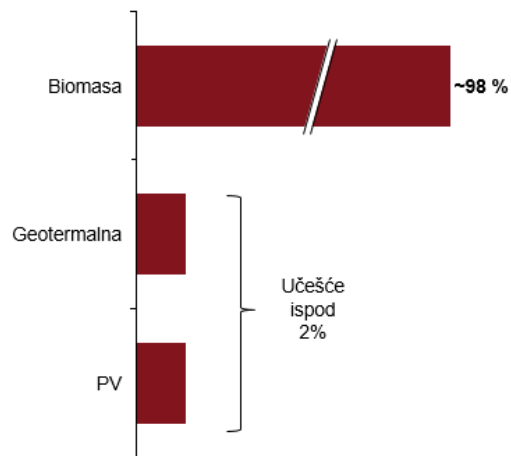
Za ovaj su sektor do 2035. godine napravljene procjene kretanja udjela OIE-a za blago obnovljivi scenarij i kogeneracijski obnovljivi scenarij. Kretanje udjela OIE-a za blago obnovljivi scenarij se bazira na ostvarenju iz 2015. godine i planu za 2020. godinu, te u obzir uzima i razvoj tehnologije distribuirane energije. Do 2035. godine se očekuje nastavak dominacije biomase, uz pojavu solara kao izvora energije za grijanje, prvenstveno zbog pada cijena tehnologije. Prilikom procjene kretanja za kogeneracijski obnovljivi scenarij, u obzir je uzet snažan razvoj sustava daljinskog grijanja na biomasu (Slika 5.4.16 i Slika 5.4.17). Isto tako postoji i mogućnost iskorištavanja otpada za proizvodnju toplinske energije (*waste to energy*) što je potrebno razmotriti u budućnosti, ali je navedene ambicije potrebno uskladiti i s EU ciljevima za recikliranje. Kao idući korak za Bosnu i Hercegovinu te entitete, preporuča se sveobuhvatna „cost-benefit“ analiza politike uporabe biomase uključujući između ostalog analize iz kuta utjecaja na CO₂, dostupnost sirovine, primjene kogeneracije i sl.

Slika 5.4.16 Vizija kretanja doprinosa OIE-a u sektoru grijanja i hlađenja – blago obnovljivi scenarij u %, 2035. godina



Izvor: analiza Projektnog tima

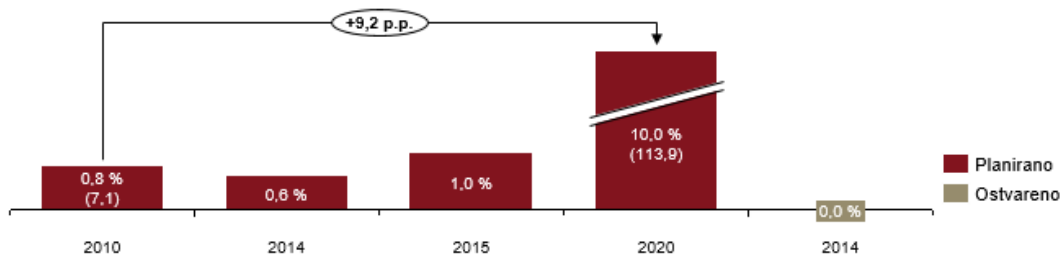
Slika 5.4.17 Vizija kretanja doprinosa OIE-a u sektoru grijanja i hlađenja – kogeneracijski obnovljivi scenarij u %, 2035. godina



Izvor: analiza Projektnog tima

Za sektor transporta je postavljen cilj udjela OIE-a od 10 %, čime se predviđa povećanje udjela OIE-a na 113,9 ktoe u 2020. godini. Prema podacima o realizaciji, dosad u transportu nisu korišteni obnovljivi izvori energije (Slika 5.4.18).

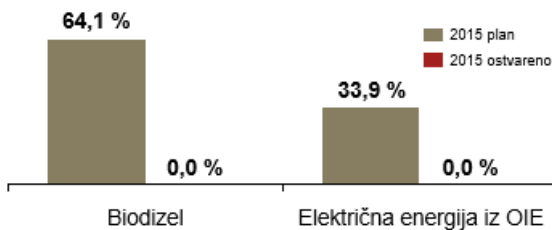
Slika 5.4.18 Dinamika OIE-a u finalnoj potrošnji sektora transporta i realizacija u ktoe, 2010. – 2020. godine



Izvor: Akcijski plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini, Izvješće o napretku Ugovornih strana u skladu s Direktivom 2009/28/EZ

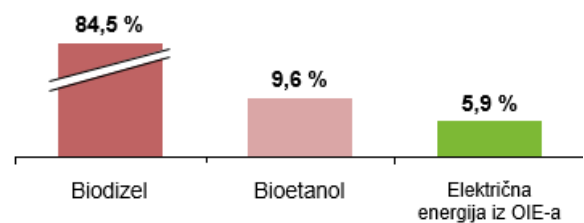
Prema procjenama plana u 2015. godini je oko 64 % obnovljive energije trebalo biti proizvedeno iz biodizela, a oko 34 % iz električne energije nastale iz OIE-a. Međutim, prema podacima o realizaciji, u transportu na razini Bosne i Hercegovine u 2015. godini nisu uopće korištena biogoriva ni bilo kakvi drugi oblici obnovljivih izvora energije. Pretpostavka je da će u 2020. godini biogoriva imati udio od ~94 %, prvenstveno biodizel, dok će se početi koristiti i bioetanol, koji dosad nije bio u planovima (Slika 5.4.19 i Slika 5.4.20).

Slika 5.4.19 Doprinos tehnologije OIE-a u sektoru transporta – plan i realizacija, 2015. godina



Izvor: Akcijski plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini, Izvješće o napretku Ugovornih strana u skladu s Direktivom 2009/28/EZ

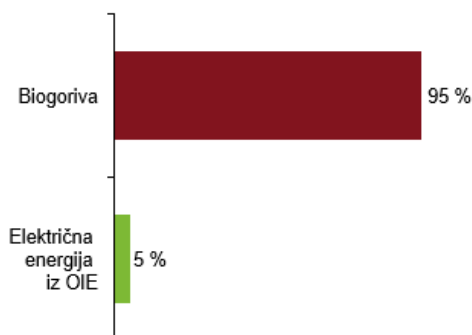
Slika 5.4.20 Doprinos tehnologija OIE-a u sektoru transporta – plan, 2020. godina



Izvor: Akcijski plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini

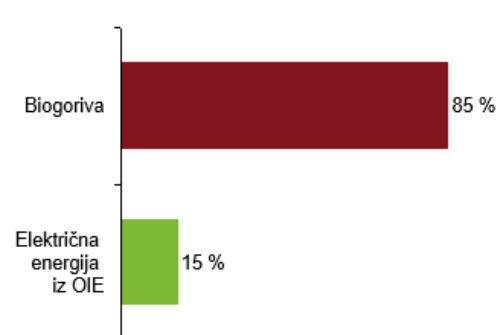
Za naredno razdoblje, do 2035. godine, napravljene su procjene kretanja udjela biogoriva i električne energije iz OIE-a za bazni scenarij i za scenarij jačeg rasta i poticanja električnih vozila. S obzirom na odredbe EU-a vezane za smanjenje CO₂, potrebno je povećati korištenje biogoriva u apsolutnim iznosima. Pretpostavka je da će za bazni scenarij, udio biogoriva i električne energije nastale iz OIE-a ostati na gotovo istim razinama kao što je planirano za 2020. godinu. Također, uz velika ulaganja u inovacije, na tržištu se očekuje razvoj novih komercijalnih tehnologija. Druga opcija razvoja je ona u kojoj se značajnije potiče kupovina električnih vozila. Također, potencijal rasta ekološke osviještenosti, kao i korištenje zelene energije za punjenje vozila ili korištenje OIE-a na tramvajskim i željezničkim strukturama će dovesti do previđenog porasta korištenje el. energije iz OIE-a u transportu (~15 %) (Slika 5.4.21 i Slika 5.4.22).

Slika 5.4.21 Vizija kretanja doprinosa OIE-a u sektoru transporta – bazni scenarij, 2035. godina



Izvor: analiza Projektnog tima

Slika 5.4.22 Vizija kretanja doprinosa OIE-a u sektoru transporta – scenarij jačeg rasta el. vozila, 2035. godina



Izvor: analiza Projektnog tima

5.4.2.5 Vizija i razvoj OIE-a u Brčko distriktu Bosne i Hercegovine

Kada se govori o obnovljivim izvorima energije i njihovu udjelu u finalnoj potrošnji, ciljevi su spuštteni na 3 već ranije navedena sektora (električnu energiju, grijanja i hlađenje te transport).

Prema viziji do 2035. godine, u sektoru električne energije se očekuje povećanje korištenja svih tehnologija, a najviše solarne energije, i to prvenstveno za grijanje. Ovo povećanje se očekuje zbog kontinuiranog pada cijena solarnih panela te široke uporabe u domaćinstvima. U Brčko distriktu Bosne i Hercegovine je, iz raspoložive površine javnih i komercijalnih objekata, na raspolaganju 50.000 m² krovnih površina, na kojima bi se moglo instalirati solarne panele ukupne snage 6,5 MWe. Time bi se omogućila proizvodnja električne energije u iznosu i 6,3 GWh te bi se na taj način omogućilo učinkovitost pokrivanja ljetnog špica potrošnje zbog hlađenja prostorija.

Za povećanje udjela OIE-a u sektoru grijanja i hlađenja, postoji potencijalna opcija izgradnje kogeneracijskog postrojenja na biomasu, snage 2 x 200 MWe i dva toplinska sistema maksimalne snage 2 x 40 MWt, o čemu će više detalja biti u sektoru toplinarstva. U slučaju korištenja kogeneracijskog postrojenja, potrebno je staviti fokus na sisteme daljinskog grijanja te poboljšati upravljanje sektorom šumarstva i povezati industrije. Najkorištenije gorivo će i dalje biti biomasa, no potrebno je promijeniti strukturu korištene biomase, na način da se smanji potrošnja ogrjevnog drveta, a poveća udio korištenja peleta kao i šumskog i poljoprivrednog otpada.

Do 2035. godine je potrebno povećati udio korištenja biogoriva, primarno biodizela, u sektoru transporta, kako bi se smanjile emisije CO₂. Osim biogoriva, očekuje se povećanje udjela električne energije nastale iz OIE-a, prvenstveno kroz popularizaciju i poticanje kupovine električnih automobila i izgradnju električnih punionica. Također, europski trend ukazuje na rast društvene odgovornosti poduzeća, poput željeznica, koja sve više kupuju zelenu energiju.

5.4.2.6 Mjere za postizanje ciljeva

Postojećim Akcijskim planom su definirane mjere kojima se planira povećati korištenje energije iz obnovljivih izvora i na taj način ostvariti postavljene indikativne ciljeve:

1. Politika djelovanja energetskeg sektora u Bosni i Hercegovini;
2. Razvoj i unaprjeđenje Akcijskog plana za OIE u Bosni i Hercegovini u skladu s entitetskim Akcijskim planovima;
3. Razvoj, upravljanje i izvješćivanje o PECL projektima;
4. Usuglašavanje poticajnih programa s drugim zemljama;
5. Izvješćivanje o progresu na promociji i korištenju OIE-a;
6. Promotivni programi održivog korištenja energije lokalnim zajednicama;
7. Uspostava mehanizama za praćenje proizvodnje, uvoza i potrošnje biogoriva;
8. Program promocije korištenja biogoriva na razini Bosne i Hercegovine – preispitivanje odredbi Zakona o akcizama i Zakona o carinskim tarifama s osvrtom na korištenje biogoriva.

5.4.3 Regulatorni okvir

5.4.3.1 Nivo Bosne i Hercegovine

Vijeće ministara Bosne i Hercegovine usvojilo je Akcijski plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini (Akcijski plan OIE BiH) u ožujku 2016. godine. Akcijski plan OIE Bosne i Hercegovine je baziran na ranije usvojenim entitetskim Akcijskim planovima za korištenje obnovljivih izvora energije. Akcijski planovi entiteta i Bosne i Hercegovine izrađeni su na obrascu propisanom Odlukom Europske komisije o utvrđivanju obrasca za nacionalne Akcijske planove za obnovljivu energiju u skladu s Direktivom 2009/28/EZ. Također, Akcijski plan OIE-a Bosne i Hercegovine sadrži parametre koji se odnose na Brčko distrikt Bosne i Hercegovine, ali koji dosad nije usvajala Vlada Brčko distrikta Bosne i Hercegovine. Akcijski plan Bosne i Hercegovine se usklađuje sa strateškim i planskim dokumentima Federacije Bosne i Hercegovine, Republike Srpske i Brčko distrikta Bosne i Hercegovine. Akcijski plan OIE-a Bosne i Hercegovine definira pregled potrošnje energije iz OIE-a u referentnoj 2009. godini te u razdoblju 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 učinkovitosti 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 postotcima;
- 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;
- maksimalna razina instalirane snage privilegiranih proizvođača za svaku tehnologiju (u daljem 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 podatci za praćenje i ažuriranje dešavanja u sektoru OIE-a u Bosni i Hercegovini. MVTEO izvješćuje Energetsku zajednicu o realizaciji

Akcijskog plana OIE-a Bosne i Hercegovine, shodno entitetskim izvješćima o realizaciji Akcijskih planova, te izvješću o provedbi mjera koje provodi razina Bosne i Hercegovine.

5.4.3.2 Regulatorna u Federaciji Bosne i Hercegovine

Akcijški plan za korištenje obnovljivih izvora energije u Federaciji Bosne i Hercegovine (Akcijški plan OIE FBiH) 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 učinke regulatornih mjera koje se odnose na unaprjeđenje energetske učinkovitosti i uštede energije kod krajnjih kupaca, kao i drugih mjera u svrhu ispunjenja postavljenih ciljeva.

Zakonom o korištenju obnovljivih izvora energije i učinkovite kogeneracije se uređuju promoviranje korištenja obnovljivih izvora energije i učinkovite kogeneracije, ispitivanje potencijala OIE-a, kao i mjere za promoviranje uporabe OIE-a u transportu radi potrošnje na domaćem tržištu i povećanja udjela u ukupnoj potrošnji energije, te osiguranje razvoja poticajnih mjera, regulatornog okvira i tehničke infrastrukture za OIE i učinkovitu kogeneraciju. Modeli poticaja 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 Operator za obnovljive izvore energije i učinkovitu kogeneraciju (Operator za OIEiUK) s ciljem stvaranja institucionalne strukture za operacionalizaciju sustava poticaja proizvodnje i otkupa električne energije iz postrojenja koja koriste OIEiUK.

Operator za OIEiUK 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 Operatorom za OIEiUK 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 opskrbljivačem iz Federacije Bosne i Hercegovine i kvalificiranim kupcem koji električnu energiju za vlastite potrebe nabavlja od opskrbljivača izvan teritorije Federacije Bosne i Hercegovine, sklapa ugovor kojim će se detaljno urediti sva međusobna prava i obveze, uključujući prikupljanje naknada kao i obvezu opskrbljivača i kvalificiranih kupaca izdati Operatoru za OIEiUK 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 opskrbljivača 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 operator mreže, opskrbljivači i kvalificirani kupci na mjesečnoj razini radi obračuna naknada;
11. prikuplja naknade za poticanje od opskrbljivača i kvalificiranih kupaca;
12. sudjeluje u predlaganju pravila o balansiranju elektroenergetskog sustava u suradnji s ovlaštenim institucijama, uključujući i pravila za obračun naknada za debalans, koja su u nadležnosti NOS-a BiH;
13. u ime privilegiranih proizvođača, vrši isplatu sredstava za balansiranje elektroenergetskog sustava nadležnom tijelu;
14. vodi poseban transakcijski račun za obračun i plaćanje električne energije proizvedene iz OIEiUK-a;
15. provodi propisane aktivnosti vezane za promoviranje OIEiUK-a;
16. dostavlja polugodišnje i godišnje izvješće 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 OIEiUK vrši FERK, i to:

1. donošenje metodologije za utvrđivanje referentne cijene električne energije i na osnovi iste utvrđivanje referentne cijene električne energije;
2. reguliranje i nadzor rada Operatora za OIEiUK;

3. odobravanje Pravilnika o postupku podnošenja zahtjeva za izdavanje garancije porijekla na prijedlog Operatora za OIEiUK;
4. donošenje Pravilnika o stjecanju statusa kvalificiranog proizvođača i izdavanje Rješenja o stjecanju statusa kvalificiranih proizvođača;
5. donošenje Pravilnika o obveznom sudioništvu i preuzimanju električne energije proizvedene iz OIE-a, i na osnovi toga utvrđivanje obvezatnog sudioništva za sve opskrbljivače;
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 osnovi toga izračun prijedloga garantiranih cijena električne energije;
7. donošenje pravilnika za mikropostrojenja OIE-a koji sadrži skraćene procedure, kojim su definirani postupci kod izgradnje, uvjeti priključenja na distributivnu mrežu, način mjerenja i obračuna proizvedene električne energije;
8. davanje suglasnosti na pravilnik za utvrđivanje metodologije za raspodjelu troškova balansiranja za privilegirane i kvalificirane proizvođače kao i sudioništva koji će se plaćati sredstvima iz naknada prikupljenih za stimuliranje, a na prijedlog Operatora za OIEiUK;
9. informiranje javnosti o stimulaturnim mjerama za OIEiUK.

Uredba o poticanju proizvodnje električne energije iz OIEiUK-a i određivanju naknada za poticanje („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj: 48/14) uređuje da se sredstva za poticanje proizvodnje električne energije iz OIEiUK-a osiguravaju iz naknade koja se naplaćuje od svih krajnjih kupaca električne energije u Federaciji Bosne i Hercegovine. Opskrbljivač kupaca električnom energijom je obvezan u računu koji dostavlja kupcu po osnovi isporučene i prodane električne energije, kao posebnu stavku, naznačiti jedinični iznos i iznos ukupne naknade za poticanje. Opskrbljivač je obvezan da sredstva naplaćena po osnovi naknade za poticanje doznači na račun Operatora za OIEiUK. Operator za OIEiUK i proizvođač zaključuju ugovor o kupovini električne energije. Operator za OIEiUK mora kupiti svu energiju proizvedenu iz OIE-a po povlaštenoj cijeni. Operator OIEiUK 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 učinkovite kogeneracije („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj: 50/14) FERK propisuje metodologiju utvrđivanja zajamčenih otkupnih cijena električne energije iz postrojenja kvalificiranih proizvođača, koji su stekli status privilegiranih proizvođača, za svaku vrstu i grupu postrojenja za korištenje OIEiUK-a, kao i kriterije za promjenu utvrđene zajamčene 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 OIEiUK čija se proizvodnja ne potiče i koristi se za utvrđivanje naknada koje se plaćaju za OIE. Pravilnikom o obveznom udjelu i preuzimanju električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj: 99/16), FERK propisuje obvezu, način i procedure preuzimanja električne energije proizvedene iz OIE-a za sve opskrbljivače koji opskrbljuju 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 uvjete i način na koji proizvođači električne energije, koji u pojedinačnom proizvodnom objektu proizvode električnu energiju koristeći otpad ili OIE, ili se bave kombiniranom proizvodnjom toplinske i električne energije, na ekonomski primjeren način u skladu s mjerama zaštite okoline, stječu 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 uvjeta za izdavanje, prijenos i poništavanje garancije porijekla električne energije. Pravilnikom za mikro postrojenja obnovljivih izvora energije („Službene novine Federacije Bosne i Hercegovine“, broj: 50/14) definiraju se jasni uvjeti i način priključenja mikro postrojenja OIE-a na distribucijsku mrežu, koji osiguravaju i omogućavaju ravnopravne uvjete za priključenje mikro postrojenjima OIE-a, kao i način mjerenja i obračuna električne energije proizvedene u mikro postrojenjima OIE-a.

5.4.3.3 Regulatorna u Republici Srpskoj

Akcijnski plan za korištenje obnovljivih izvora energije Republike Srpske (Akcionni plan OIE RS) određuje politike, mjere i obvezujuće ciljeve o udjelu energije iz OIE-a u ukupnoj finalnoj potrošnji električne energije, energije za grijanje i/ili hlađenje i energije za transport, uvažavajući učinke regulatornih mjera koje se odnose na unaprjeđenje energetske učinkovitosti i uštede energije kod krajnjih kupaca, kao i drugih mjera u svrhu ispunjenja postavljenih ciljeva. Zakonom o energetici Republike Srpske je propisano da je korištenje obnovljivih izvora energije i učinkovite kogeneracije od općeg interesa za Republiku Srpsku.

Zakon o obnovljivim izvorima energije i učinkovitoj kogeneraciji Republike Srpske, kao krovni zakon za oblast OIE-a, uređuje planiranje i poticanje proizvodnje i potrošnje energije iz obnovljivih izvora i u učinkovitoj kogeneraciji, tehnologije za korištenje obnovljivih izvora energije, mjere poticaja za proizvodnju električne energije korištenjem obnovljivih izvora energije i u učinkovitoj kogeneraciji, provođenje sustava poticanja proizvodnje energije i izgradnja postrojenja za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije. Zakonom je predviđeno da će se za obavljanje administrativno-financijskih i drugih operativnih poslova sustava poticaja proizvodnje energije iz obnovljivih izvora i u učinkovitoj kogeneraciji biti osnovan Operator sustava poticanja. Do osnivanja Operatora sustava poticanja, ove poslove će obavljati EP RS. EP RS je obvezan voditi odvojene računovodstvene evidencije i poseban namjenski račun za kupoprodaju električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora i u učinkovitoj kogeneraciji za koju se ostvaruje pravo na poticaj. Operator sustava poticaja i proizvođač zaključuju ugovor o obveznom otkupu po garantiranoj cijeni. Modeli poticaja

u Republici Srpskoj su feed-in tarifa, premije i neto mjerenje. Proizvođači energije iz OIE-a imaju pravo prioritarnog spajanja na mrežu.

RERS obavlja regulatorne djelatnosti u oblasti OIE-a. RERS je donio Pravilnik o poticanju proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora i u učinkovitoj kogeneraciji („Službeni glasnik Republike Srpske“, broj: 114/13, 88/14 i 43/16), kojim su propisani uvjeti i postupak za ostvarivanje prava na poticaj, način provjere raspoloživih kapaciteta i količina električne energije za poticanje, metodologija za utvrđivanje garantirane otkupne cijene električne energije i premije, izračunavanje i naplata naknade za obnovljive izvore i učinkovitu kogeneraciju, način utvrđivanja troškova rada Operatora sustava i druga pitanja. RERS je donio Odluku o visini garantiranih otkupnih cijena i premija za električnu energiju proizvedenu iz obnovljivih izvora ili u učinkovitoj kogeneraciji Republike Srpske („Službeni glasnik Republike Srpske“, broj: 128/11, 116/13, 88/14 i 43/16) i Odluku o visini naknade za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora i u učinkovitoj kogeneraciji Republike Srpske („Službeni glasnik Republike Srpske“, broj: 128/11, 116/13, 4/15, 15/16 i 9/17), koje se primjenjuju od 2012. godine. Odlukom o visini garantiranih cijena su utvrđene garantirane otkupne cijene i premije, te se primjenjuje kod izdavanja rješenja o pravu na poticaj i kod zaključivanja kupoprodajnog ugovora s Operatorom sustava poticaja. Odlukom o visini naknade za poticanje određuje se naknada kojom se osiguravanu sredstva za isplatu premija proizvođačima električne energije koji ostvaruju pravo na obvezan otkup po garantiranoj otkupnoj cijeni, pravo na premiju, sredstva potrebna za funkcioniranje Operatora i sredstva namijenjena Fondu za zaštitu životne sredine i energetske učinkovitosti. Naknada se zaračunava svakom krajnjem kupcu u Republici Srpskoj u iznosu koji je jednak proizvodu jedinične naknade i preuzete aktivne električne energije i iskazuje se kao posebna stavka na računu kupca. RERS je donio i Pravilnik o izdavanju certifikata za proizvodna postrojenja koja proizvode električnu energiju koristeći obnovljive izvore energije ili u učinkovitoj kogeneraciji Republike Srpske („Službeni glasnik Republike Srpske“, broj: 112/13). Ovim Pravilnikom propisani su kriteriji za izdavanje certifikata, postupak izdavanja, sadržaj certifikata, njihovo produženje, prijenos, poništavanje i oduzimanje. Pravilnikom o izdavanju garancija o porijeklu električne energije („Službeni glasnik Republike Srpske“, broj: 1/14) RERS uređuje sadržaj garancije, uvjeta i postupak izdavanja, prijenos i poništavanje garancije o porijeklu električne energije.

Naprijed navedena legislativa i regulativa se odnosi na poticanje korištenja OIE-a u proizvodnji električne energije. Međutim, korištenje OIE-a u sektoru transporta i grijanja i hlađenja, i dalje ostaje bez normiranja, te se u tom smislu i daju regulatorne smjernice u tablici strateških smjernica ispod.

5.4.4 Strateške smjernice

S obzirom na to da su ranije navedene mjere preuzete iz Akcijskog plana, potrebno je postaviti energetskih okvir strategije za sektor obnovljivih izvora energije u Bosni i Hercegovini, te sukladno tome i na entitetskim razinama. U nastavku su navedeni strateški prioriteti i smjernice za razvoj sektora OIE-a do 2035. godine (Tablica 5.4.4).

Tablica 5.4.4 Strateške smjernice

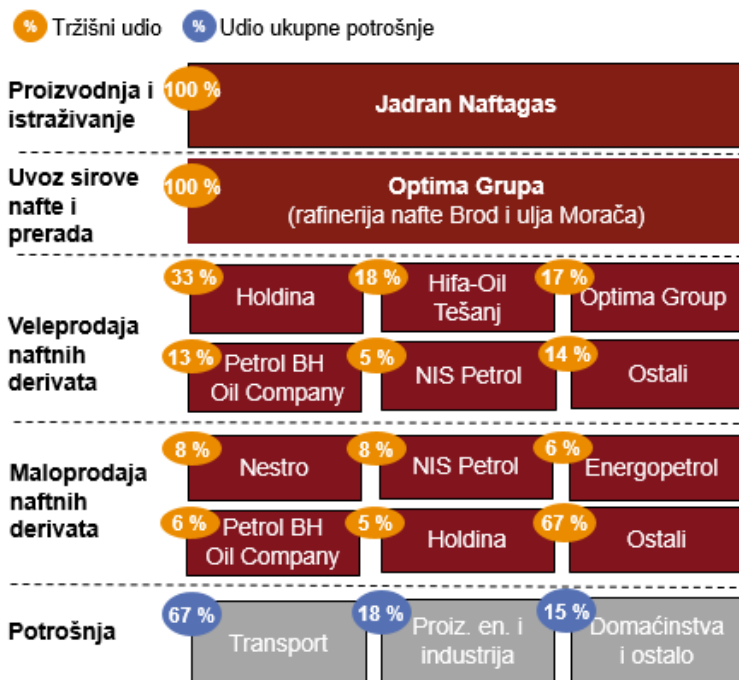
| | Strateški prioritet | Strateška smjernica |
|---|--|--|
| Tržište i regulativa | Normiranje mehanizama suradnje s drugim državama u cilju provođenja mjera i programa za poticanje proizvodnje energije iz obnovljivih izvora | Trenutno u Bosni i Hercegovini ne postoji legislativa koja regulira mehanizme suradnje s drugim državama članicama Energetske zajednice, koji bi omogućili da se dogovore o mjerama i programima poticanja proizvodnje energije iz OIE-a i postizanja ciljeva postavljenih Akcijskim planovima, što je propisano Direktivom 2009/28/EC, pa je potrebno pristupiti izradi ove legislative. Mjere mogu uključivati npr. prijenose statističkih podataka među državama članicama, zajedničke projekte i zajedničke programe potpore, razmjenu podataka i najboljih praksi i sl. |
| | Propisivanje prednosti pri priključivanju na prijenosni sustav postrojenjima koji proizvode energiju iz obnovljivih izvora kad to omogućuje sigurno djelovanje elektroenergetskog sustava te kad je utemeljeno na transparentnim i nediskriminacijskim kriterijima | Iako je entitetskim zakonima propisan prioritet priključka na distributivnu mrežu postrojenjima koja proizvode električnu energiju iz OIE-a, potrebno je na razini Bosne i Hercegovine propisati prioritet priključenja na prijenosnu mrežu, u skladu sa zahtjevima iz Direktive 2009/28/EC. |
| | Povećanje udjela OIE-a, koji su u sustavu poticaja, u proizvodnji električne energije, uz odgovarajuću organizaciju sustava | Sustavno planiranje povećanja proizvodnje iz ostalih obnovljivih izvora energije, uzimajući u obzir raspoložive potencijale kroz izradu novih Akcijskih planova za razdoblje nakon 2020. godine. |
| | | Daljnji razvoj organizacije tržišta i upravljanja električnom energijom i balansiranje iz OIE-a kroz definiranje nadležnog tijela za koordinaciju i način prodaje el. energije iz OIE-a. |
| | | Stalne revizije iznosa naknada, kao i razmatranje novih modela poticaja baziranim na tržišnim principima od 2020. godine koji bi napravili manji pritisak na krajnje potrošače. |
| | Propisivanje uporabe minimalnih razina energije iz OIE-a prilikom izgradnje novih ili renoviranja postojećih objekata, u sektoru grijanja i hlađenja, te donošenje propisa koji će uređivati primjenu kogeneracije | Trenutno nije normirana uporaba minimalnih razina 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. |
| 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 uporaba biogoriva te utvrdili kriteriji održivosti za pogonska biogoriva i druga tekuća biogoriva, s ciljem ispunjenja ciljeva iz Akcijskog plana te ispravnog transponiranja zahtjeva iz Direktive 2009/28/EC, ali isto tako kako bi se nastavila promovirati uporaba OIE-a u transportu i nakon 2020. godine. | |

5.5 Sektor nafte i naftnih derivata

5.5.1 Struktura naftnog tržišta u Bosni i Hercegovini

Bosna i Hercegovina trenutno nema domaću proizvodnju sirove nafte i prirodnog plina, ali se intenziviraju aktivnosti ulaganja u geološka istraživanja. Jadran Naftagas (66 % vlasništvo NIS i 34 % NjeftegazInKor a.d.) posjeduje prava za istraživanje i eksploataciju na cijelom području Republike Srpske, dok na području Federacije Bosne i Hercegovine zasad nema istraživanja. Komercijalno isplative rezerve sirove nafte još uvijek nisu otkrivene. Također, u razdoblju 2011. – 2015. godine provedena je reinterpretacija starih podataka na temelju kojih je područje Dinarida proglašeno perspektivnim za daljnja istraživanja. Uvozna sirova nafta se prerađuje u rafineriji Brod i rafineriji Ulja Modriča, koje pripadaju Optima Grupi (100 % vlasnik NjeftegazInKor a.d.). Naftni derivati prerađeni u navedenim rafinerijama većinom se plasiraju na domaće tržište, i to više od 90 % prerađenih proizvoda. Maloprodajnu mrežu naftnih derivata karakterizira veliki broj malih privatnika, s manje od 5 benzinskih postaja u vlasništvu, koji posjeduju oko 75 % ukupnog broja benzinskih postaja. 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 Bosne i Hercegovine, 2015. godina (procjena)



Napomena: Proizvodnja i istraživanje se vrše samo na području Republike Srpske
 Izvor: WoodMackenzie BiH downstream oil long-term outlook 2016, Statistika energije – Nafta, derivati nafte, 2015

5.5.2 Istraživanje i proizvodnja ugljikovodika

U regiji u kojoj se nalazi Bosna i Hercegovina, proizvodnja ugljikovodika se provodi već dugi niz godina, poglavito 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 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 tijekom svih faza procesa proizvodnje sirove nafte. Najvažnije je definirati način raspodjele prihoda od proizvodnje sirove nafte i definirati kako će troškovi biti tretirani. Države odabiru vrstu pravnog modela prema kojemu će biti konkurentne za privlačenje ulaganja u naftni sektor i prema kojemu će maksimizirati dobit od proizvodnje sirove nafte. Primjerice, kada se usporedi opis pravnog modela Hrvatske i Mađarske (Tablica 5.5.1) s Crnom Gorom, uočava se da su uvjeti povoljniji u Crnoj Gori, koja pokušava privući ulaganja u istraživanje i proizvodnju nafte i plina, a nema potvrđene rezerve i proizvodnju, dok Hrvatska i Mađarska ostvaruju veću dobit od proizvodnje. U Bosni i Hercegovini načini i uvjeti dodjele koncesija su u nadležnosti entiteta, osim u slučaju kada se koncesijski dobro prostire na području dvaju entiteta. Prema Zakonu o koncesijama Bosne i Hercegovine, u slučaju zajedničke nadležnosti Bosne i Hercegovine i/ili Federacije Bosne i Hercegovine i/ili Republike Srpske i/ili Brčko distrikta Bosne i Hercegovine za dodjelu koncesija, nadležni organi usuglašavaju uvjete i oblik dodjele koncesije.

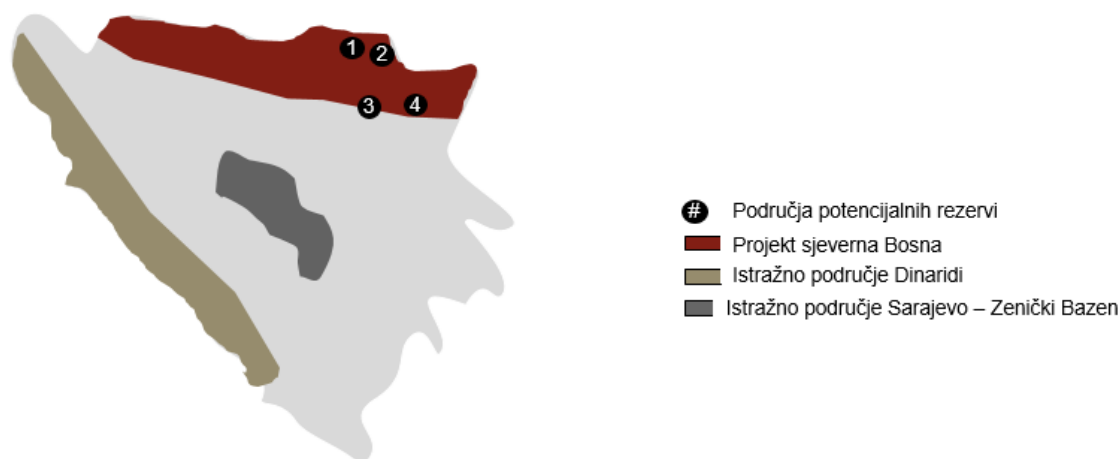
Tablica 5.5.1 Proizvodnja ugljikovodika i pravni modeli u regiji

| 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 plina u Hrvatskoj sastoji se od godišnje novčane naknade utvrđene ovisno o površini istražnog / eksploatacijskog područja, naknade od 10 % vrijednost proizvedenih ugljikovodika, i podjele proizvedenih količina ugljikovodika gdje 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 plina 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 5 % – 12 % ovisno o količini dnevne proizvodnje za naftu i 2 % za plin | 0 |
| Albanija | PSA ¹⁺ Royalty ² | • U Albaniji operator 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 ulagači ulaze u direktne pregovore s Federacijom Bosne i Hercegovine i suglasno 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 suglasno definira stopa naknade na temelju zakonom postavljenih okvira | 0 |

Napomena: 1) Production sharing agreement (PSA): Operator snosi sve troškove istraživanja i proizvodnje i prema ugovoru sklopljenim s državom ili nacionalnom naftnom kompanijom pripada mu dio proizvodnje ugljikovodika, 2) Royalty: Operator 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 razdoblju 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 1991. godine na područjima sjeverne Bosne i Dinarida provedena su opsežna geološka, geokemijska i geofizička istraživanja.

Slika 5.5.2 Područja projekta istraživanja ugljikovodika u Bosni i Hercegovini



Izvor: analiza Projektnog tima

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

Tablica 5.5.2 Potencijalne rezerve sirove nafte i plina 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 BiH gazprom-neft.net (2013)

Geološka istraživanja su nastavljena 2011. godine kada je kompanija Jadran Naftagas dobila prava za istraživanje na području cijele Republike Srpske, što uključuje i dio područja Dinarida. Dogovoreno je minimalno ulaganje u istraživanje od 40,7 milijuna dolara kroz tri godine. Tijekom navedene tri godine rezerve nisu potvrđene, pa je 2015. ishodovno produljenje prava na istraživanje do 2019. godine. Tijekom istraživanja reinterpetirani su stari seizmički podatci i testirane su stare bušotine. Neke od bušotina su pokazale postojanje nafte i plina, ali samo u tragovima. Izvedena su nova 2D i 3D seizmička istraživanja u svrhu pronalaska struktura povoljnih za postojanje ugljikovodika. Također, u 2013. godini izbušena je nova bušotina kod naselja Obudovac u Posavini koja je pokazala prisutnost ugljikovodika, ali rezerve nisu utvrđene. Područje se pokazalo perspektivno, ali potrebna su daljnja ulaganja u istraživačke radove.

Istražno područje Dinarida proteže se od jugozapada Slovenije sve do Crne Gore i prolazi kroz južni i jugozapadni dio Bosne i Hercegovine (Slika 5.5.2). 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 razdoblju 1989. – 1991. godine. Istraživanja provedena u tom razdoblju 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. vršio interpretaciju postojećih geoloških podataka i napravio izvješće o „Procjeni perspektivnosti Federacije Bosne i Hercegovine za istraživanje nafte i plina“ (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.

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

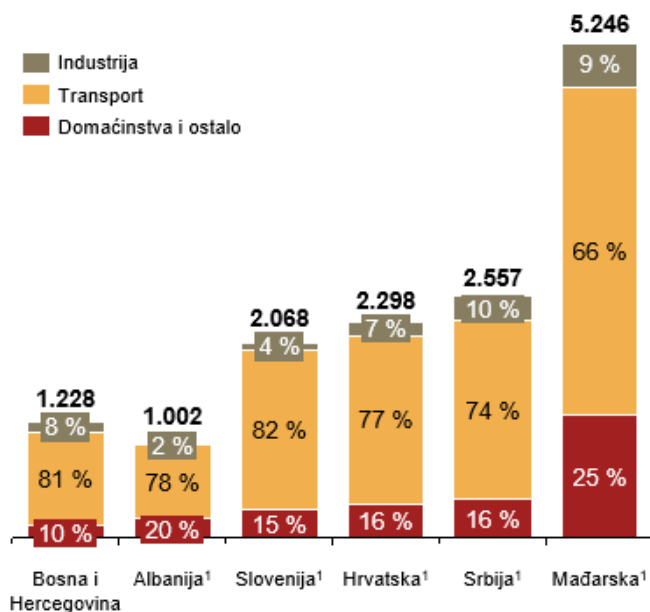
| Razdoblje | Provedene aktivnosti |
|---------------|--|
| 1963. – 1992. | Istraživanje na području Dinarida i Sarajevsko-zeničkog bazena su izvršili INA-Naftaplin, Energoinvest i AMOCO. Navedeno područje su proglasili perspektivnim na temelju osnovnih geoloških istraživanja. |
| 2011. – 2013. | Potpisan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

Usporedbom strukture finalne potrošnje naftnih derivata po derivatu (Slika 5.5.3) i finalne potrošnje naftnih derivata po sektoru (Slika 5.5.3), primjećuje se da Bosna i Hercegovina prati trend regije te se najviše troše dizel i benzin, što je posljedica najveće finalne potrošnje u sektoru transporta, od 81 %. Sukladno tome, dizel i lož ulje imaju udio od 76 % u ukupnoj strukturi finalne potrošnje, a motorni benzin je drugi najzastupljeniji naftni derivat s udjelom od 16 %. Ostali derivati se relativno malo koriste u odnosu na dizel i motorni benzin.

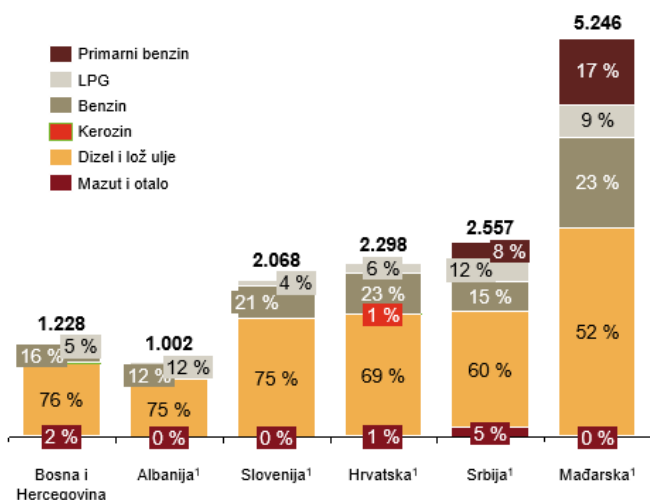
Slika 5.5.3 Finalna potrošnja naftnih derivata po sektoru u kt, 2014. i 2015. godina



Napomena: 1) Podatci iz 2014. godine

Izvor: Statistika energije – Nafta, derivati nafte, 2015, IEA, analiza Projektnog tima

Slika 5.5.4 Finalna potrošnja naftnih derivata po derivatu u kt, 2014. i 2015. godina

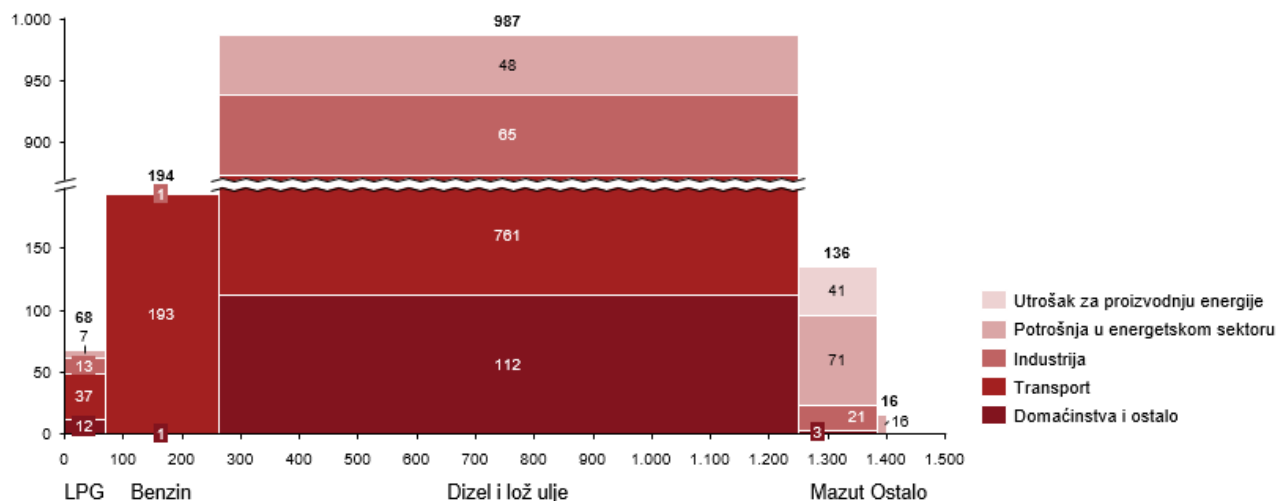


Napomena: 1) Podatci iz 2014. godine

Izvor: Statistika energije – Nafta, derivati nafte, 2015, IEA, analiza Projektnog tima

U ukupnoj potrošnji naftnih derivata podijeljenoj po derivatu i po sektoru najdominantniju ulogu imaju dizel i lož ulje (Slika 5.5.5), i to u sektoru transporta i u domaćinstvima. Potrebno je napomenuti da je zakonom zabranjena uporaba lož ulja u transportu, te da je potrošnja lož ulja najzastupljenija u domaćinstvima i koristi se za ogrjevanje, dok se dizel koristi u sektoru transporta za pogon motornih vozila. LPG (engl. *liquified petroleum gas* – ukapljeni naftni plin) je relativno malo zastupljen u odnosu na ostale derivate i najviše se troši u sektoru transporta. U energetske sektoru i domaćinstvima je otprilike podjednako zastupljen, u industriji se relativno malo koristi, dok se za proizvodnju energije uopće ne koristi. Benzin se gotovo isključivo koristi u sektoru transporta za pogon motornih vozila. Mazut se najviše koristi u energetske sektoru, zatim kao ulaznik za proizvodnju energije, nešto manje u industriji i najmanje u domaćinstvima i ostalim sektorima. Ostali derivati, poput maziva, bitumena i drugih teških frakcija ugljikovodika, se koriste u energetske sektoru i ostalim industrijama, poput građevinarstva i poljoprivrede.

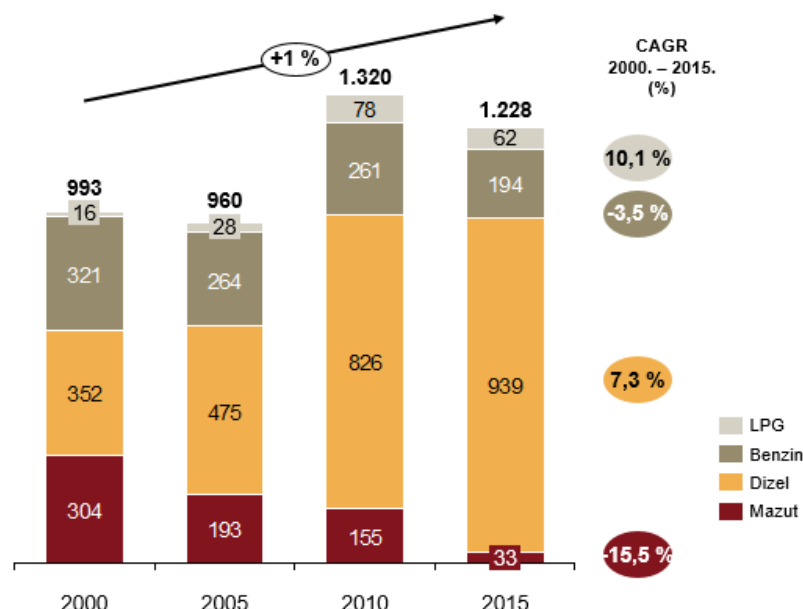
Slika 5.5.5 Ukupna potrošnja naftnih derivata po sektoru u Bosni i Hercegovini u kt, 2015. godina



Napomena: U sektoru transporta zabranjena je uporaba lož ulja za pogon motornih vozila
Izvor: Statistika energije – Nafta, derivati nafte, 2015

U Bosni i Hercegovini zabilježen je trend rasta potrošnje naftnih derivata u razdoblju od 2000. do 2014. godine (Slika 5.5.6). Rast BDP-a u Bosni i Hercegovini se u razdoblju od 2010. do 2016. godine kretao između 1 % i 3 %, što je predviđeno i u narednom razdoblju, 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.

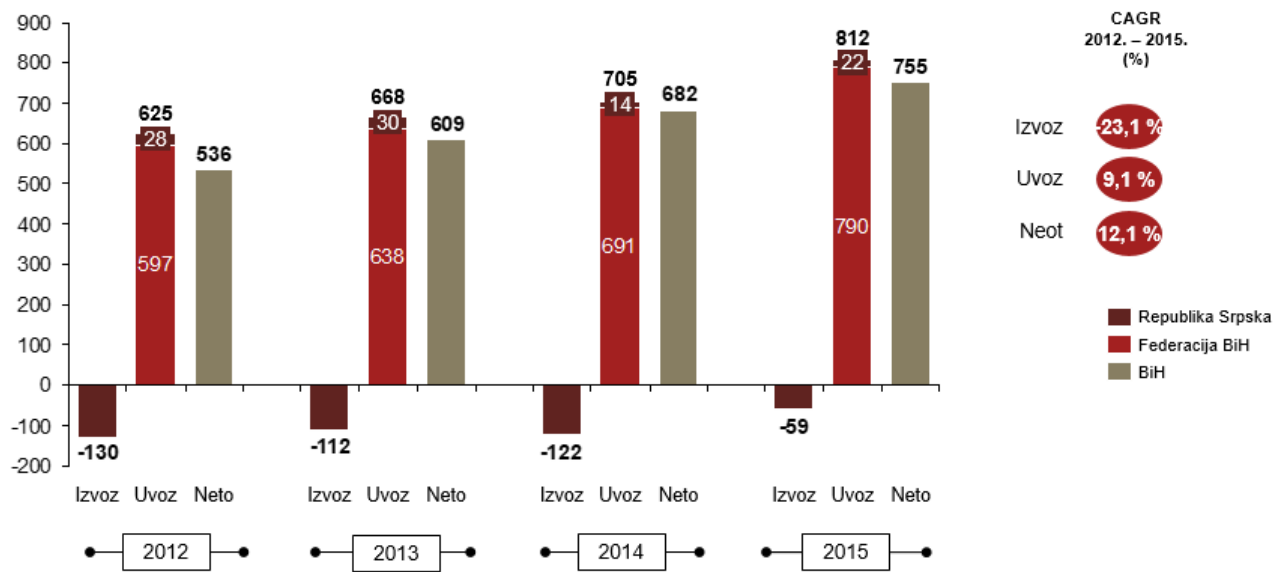
Slika 5.5.6 Godišnja potražnja naftnih derivata u Bosni i Hercegovini u kt, 2000. – 2015. godine



Napomena: 1) Zbog nedostupnosti ranijih podataka samo su podatci za 2015. godinu preuzeti iz dokumenta „Statistika energije – Nafta, derivati nafte, 2015“, dok su ostali podatci IEA
Izvor: IEA BiH Oil for 2000 – 2014, Statistika energije – Nafta, derivati nafte, 2015

Bosna i Hercegovina je neto uvoznik naftnih derivata, te se u razdoblju od 2010. do 2014. neto uvoz povećao. Republika Srpska posjeduje rafineriju Brod iz koje se namiruje većina potrošnje naftnih derivata na tom području, dok Federacija Bosne i Hercegovine ne posjeduje infrastrukturu za preradu sirove nafte pa isključivo ovisi o uvozu. Prema tome, izvoz proizlazi iz rafinerije Brod koja je na području Republike Srpske, a većina uvoza se vrši za područje Federacije Bosne i Hercegovine (Slika 5.5.7). U navedenom razdoblju izvoz se smanjivao prosječnom godišnjom stopom od -23,2 %, uvoz je rastao prosječnom godišnjom stopom od 9,1 %. To je uzrokovalo rast neto uvoza prosječnom godišnjom stopom od 12,1 %.

Slika 5.5.7 Uvoz i izvoz naftnih derivata u Bosni i Hercegovini u kt/god., 2012. – 2015. godine

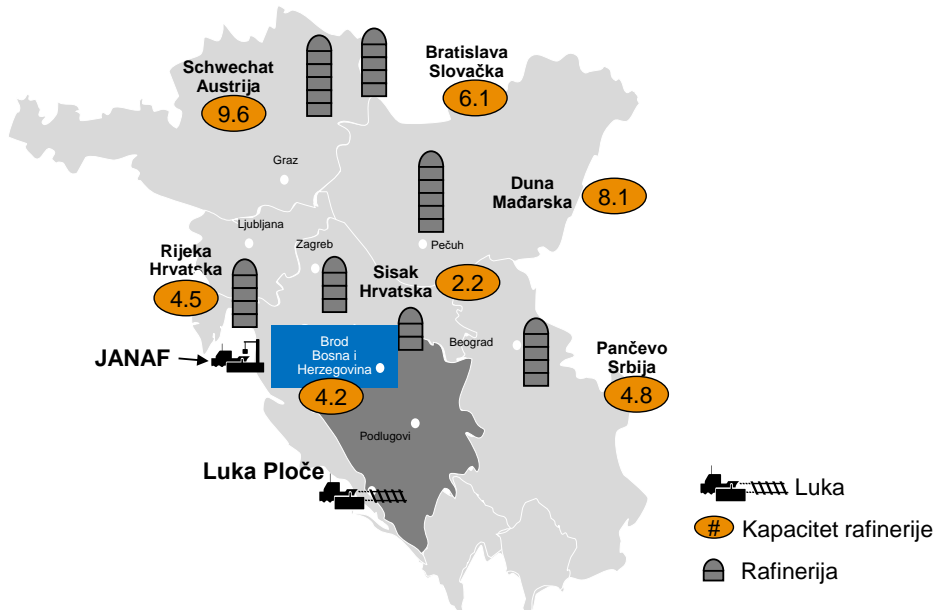


Izvor: Energetski bilans Republike Srpske plan za 2016. godinu, Radna skupina Federacije Bosne i Hercegovine, analiza Projektnog tima

5.5.4 Prerada naftnih derivata

Širu regiju odlikuje snažna prekapacitiranost prerade kao i dobra povezanost s tržištima na Mediteranu. Potrošnja derivata u zemljama regije iznosi otprilike 28 milijuna tona godišnje (Slika 5.5.8), a ukupni kapacitet proizvodnje naftnih derivata prikazanih rafinerija iznosi 39,5 milijuna tona godišnje, zbog čega veći dio prikazanih rafinerija radi sa smanjenim kapacitetom. Kapacitet prerade rafinerije u Brodu iznosi 4,2 milijuna tona godišnje, ali zbog oštećenja tijekom rata i manjka ulaganja u obnovu i modernizaciju, rafinerija preradi tek oko 900 tisuća tona sirove nafte godišnje. Derivati proizvedeni u rafineriji Brod se većim dijelom plasiraju na tržište Republike Srpske i dijelom na tržište Federacije Bosne i Hercegovine. Sirova nafta koja se prerađuje u rafineriji se uvozi iz Rusije preko terminala Omišalj koji se nalazi u Hrvatskoj. Sirova nafta se transportira naftovodom Adria kojim upravlja JANAF (Jadranski Naftovod).

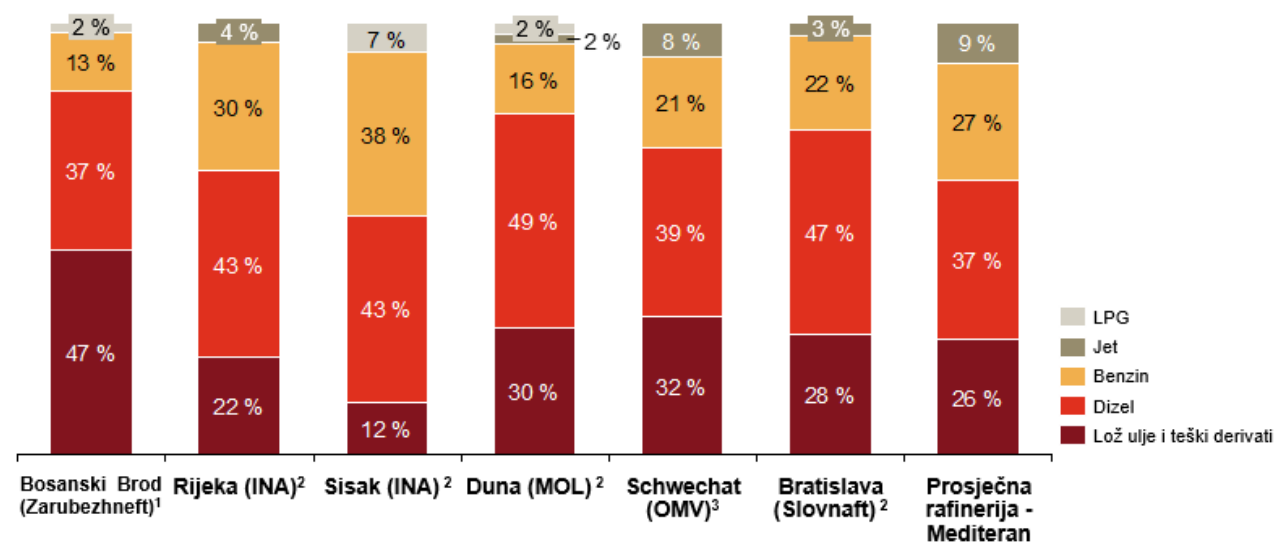
Slika 5.5.8 Kapaciteti prerade sirove nafte rafinerija u regiji u milijunima tona/god.



Izvor: molgroup.info, omv.com, rafinerija.com, luka-ploce.hr

U odnosu na rafinerije u regiji, rafinerija Brod proizvodi relativno visoki stupanj teških derivata. Udio proizvodnje lož ulja i ostalih teških derivata je, prema našim procjenama i internim bazama podataka oko 47 % ukupne prerade, što je više od rafinerija u regiji i od prosjeka rafinerija na Mediteranu. Rafinerije nafte s većom kompleksnošću proizvode više lakih derivata koji postižu višu cijenu na tržištu. Ulaganjem u modernizaciju rafinerije Brod, povećala bi se dodana vrijednost proizvodima, što bi rezultiralo većim prihodima.

Slika 5.5.9 Analiza proizvodnje derivata u rafinerijama prema posljednjim podacima o proizvodnji

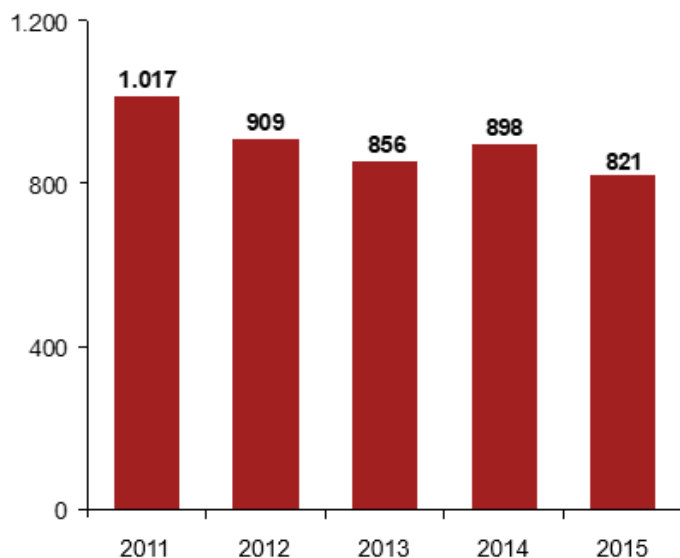


Napomena: 1) Podatci su za 2015. godinu, 2) Podatci su za 2016. godinu, 3) Podatci su za 2014. godinu

Izvori: Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske Izvještaj o Radu 2015., mol.info, annual reports, RS Balance of Oil and Petroleum Products, analiza Projektnog tima

U razdoblju od 2011. do 2015. godine u rafineriji Brod ostvaren je prosječni pad prerade sirove nafte od 5,21 % godišnje (Slika 5.5.10). Smanjene rafinerijske marže zbog visokih cijena nafte do 2014. godine su imale utjecaj na poslovanje rafinerije, što se odrazilo i na količinu prerade. Nastavak pada prerade nakon 2014. godine, kada su rafinerijske marže na globalnoj razini porasle zbog pada cijene nafte, ukazuje na otežane uvijete poslovanja i nedostatnu kompleksnost rafinerije.

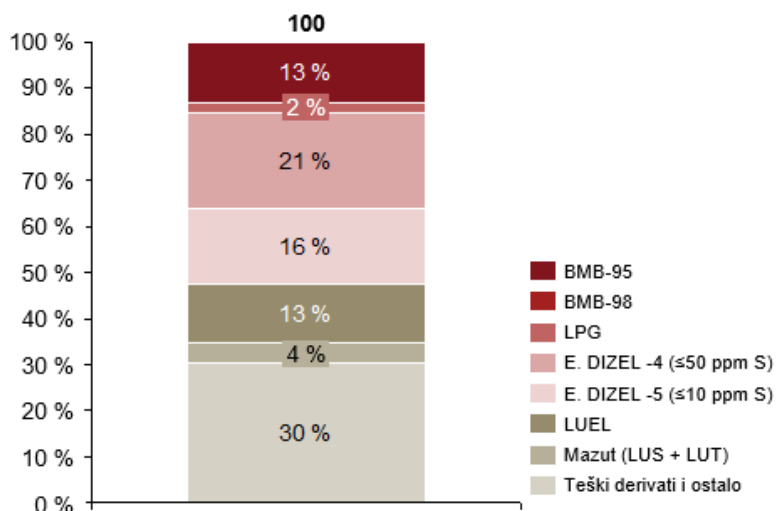
Slika 5.5.10 Proizvodnja derivata u rafineriji Brod u tisućama t/g., 2011. – 2015. godine



Izvor: Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske Izvještaj o Radu 2015., Banjalučka Berza Revizorski Izvještaji

Certifikati koji ukazuju na kvalitetu benzina i dizela, a posjeduje ih rafinerija, su BMB 95, BMB 98 i Euro Dizel koji odgovaraju kvaliteti EURO IV i Euro Dizel 10 ppm (*parts per million*) koji odgovara kvaliteti EURO V. Kvaliteta goriva koju proizvodi rafinerija Brod je u skladu s trenutnim propisima Federacije Bosne i Hercegovine i Republike Srpske, koji se odnose na proizvodnju i uvoz derivata. Vlada Republike Srpske je 2007. godine dozvolila proizvodnju goriva EURO IV kvalitete do 2010., ali ono se još uvijek proizvodi. Od 31. prosinca 2010. godine, goriva kvalitete EURO IV se ne mogu plasirati na EEA tržište. Za potpunu proizvodnju derivata kvalitete EURO V, te poboljšanje ekonomike prerade, potrebna su dodatna ulaganja u modernizaciju i povećanje kompleksnosti rafinerije Brod.

Slika 5.5.11 Proizvodnja derivata u rafineriji Brod, 2015. godina



Izvor: Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske, Izvještaj o Radu 2015

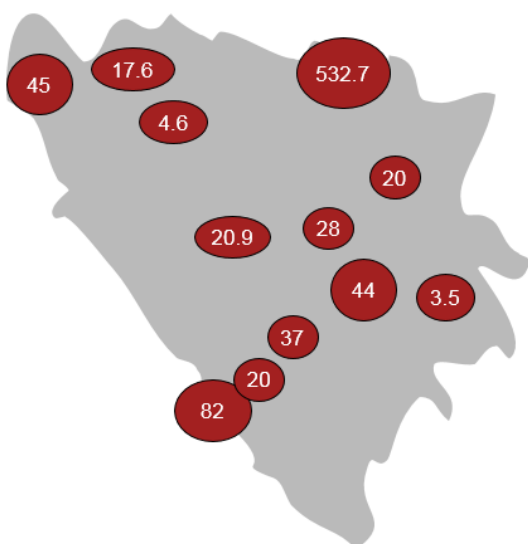
5.5.5 Program obveznih rezervi naftnih derivata

Prema EU Direktivi 2009/119/EC, Bosna i Hercegovina (i entiteti) mora uskladiti zakone i regulative kojima će se osigurati kreiranje i održavanje obveznih rezervi nafte i naftnih derivata. Sukladno direktivi, u okviru postojećih tijela na razini Bosne i Hercegovine, potrebno je definirati tijelo i njegove uloge i odgovornosti u procesu koordinacije čuvanja zaliha (CES – *Central Stockholding Entity*) i gospodarski subjekt na razini entiteta, na kojega bi se prenijeli zadatci vezani uz upravljanje obveznim 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 EU direktivi 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 nalazi u rafineriji nafte Brod, oko 113.000 m³ na terminalima Bihać, Blažuj, Mostar i Živnice, te 82.000 m³ u luci Ploče kojima upravljaju „Naftni terminali federacije“.

Kreiranje obveznih rezervi nafte i naftnih derivata u Federaciji Bosne i Hercegovine je definirano Zakonom o naftnim derivatima, prema kojemu je određeno da je „Operator – Terminali Federacije“ jedini ovlašteni za uspostavu i zadržavanje rezervi naftnih derivata i u 100-postotnom 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.

Kreiranje obveznih rezervi nafte i naftnih derivata u Republici Srpskoj je definirano Zakonom o nafti i derivatima nafte, prema kojem je određeno da će Vlada odrediti potrebne količine nafte i derivata nafte, organizirati kreiranje rezervi i njihovo zadržavanje i osigurati skladišne kapacitete. U 2012. godini određeno je da su „JP Robne rezerve RS“ nadležne za formiranje, čuvanje i obnavljanje obveznih zaliha derivata nafte. Nakon kreiranja potrebnog regulatornog okvira, Republika Srpska će stvoriti preduvjete za provedbu prethodno navedene Direktive. Republika Srpska još uvijek nije započela stvaranje zaliha nafte i derivata nafte.

Slika 5.5.12 Kapaciteti skladišta za sirovu naftu i derivate u Bosni i Hercegovini u m³



Izvor: Energy Community Emergency oil stocks in the energy community level

Republika Srpska trenutno raspolaže s 238,307 m³ skladišnih kapaciteta za naftne derivate (Slika 5.5.12). Uz navedene skladišne kapacitete, na području Republike Srpske, rafinerija Brod također posjeduje skladišta za sirovu naftu kapaciteta 163,000 m³ i skladišta za proizvode kojima je potrebna daljnja prerada kapaciteta 122,863 m³. Dio skladišnih kapaciteta je oštećen tijekom rata, a dio ne zadovoljava sigurnosne standarde EU-a te je potrebna modernizacija.

Na području Federacije Bosne i Hercegovine postoji 281.777 m³ kapaciteta za skladištenje naftnih derivata (Slika 5.5.12). Uz postojeće skladišne kapacitete za naftne derivate u Federaciji Bosne i Hercegovine, podzemni terminali Pajtov Han, Misoča, Pokoj i Roštani su 2006. godine preuzeti od Federalnog ministarstva obrane, ali su minirani i devastirani te nisu u uporabi. Također, ni jedan od preostalih kapaciteta za skladištenje derivata nafte na području Federacije Bosne i Hercegovine nije uporabljiv, pa su potrebna ulaganja u sanaciju i obnovu skladišne infrastrukture. Kako bi se financirala djelatnost „Operator – Terminali Federacije“ određena je obveza plaćanja takse na naftne derivate u iznosu od 0,01 KM/l (0,005 EUR/l), i ona je prihod Operatora. Ukupni iznos takse na godišnjoj razini, koji će se moći koristiti za ulaganja u skladišne kapacitete u skladu s odlukama o namjenskom utrošku sredstava, je procijenjen na 2,56 milijuna EUR. Procijenjeni iznos rekonstrukcije skladišnih prostora po jedinici volumena iznosi 255,00 EUR/m³. „Operator-Terminali Federacije“ je 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 milijuna EUR. Ukoliko će se projekt financirati isključivo iz iznosa godišnje takse, biti će potrebno oko 16 godina za realizaciju projekta. Prema podacima „Operatora – Terminala 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 tijekom 2017. godine, a kompletna rekonstrukcija svih kapaciteta 2020. godine.

Tablica 5.5.4 Skladišni kapaciteti za naftne derivate u Bosni i Hercegovini

| Entitet | Skladište | Proizvod | Kapacitet (m ³) |
|--------------------|---------------------------------|-----------------------|-----------------------------|
| RS | Rafinerija Brod ¹ | LPG | 3.241 |
| | | Benzin | 31.272 |
| | | Dizel | 80.279 |
| | | Plavi dizel (gas oil) | 4.705 |
| | | Lož ulje | 47.735 |
| | | Drugo | 79.475 |
| | Vrbanja | - | 20.900 |
| | Brežičani | - | 17.600 |
| | Banja Luka (Krajinapetrol a.d.) | - | 4.600 |
| Vardište-Višegrad | - | 3.500 | |
| FBiH | Blažuj | Tekuća goriva | 42.000 |
| | | LPG | 1.000 |
| | Živnice | Tekuća goriva | 17.400 |
| | | LPG | 1.000 |
| | Ploče | Benzin | 32.000 |
| | | Dizel | 50.000 |
| | Mostar | Tekuća goriva | 36.377 |
| | | LPG | 1.000 |
| | Bihać | Tekuća goriva | 18.100 |
| Podzemni terminali | Tekuća goriva | 83.000 | |
| Ukupno | - | 521.084 | |

Napomena: 1) Rafinerija Brod također posjeduje skladišta za sirovu naftu kapaciteta 163.000 m³ i skladišta za proizvode kojima je potrebna daljnja prerada kapaciteta 122.863 m³

Izvor: Energy Community Emergency oil stocks in the energy community level

Kako bi se uspostavio cjeloviti sustav upravljanja obveznim rezervama u Bosni i Hercegovini, nužno je ispuniti temeljne pretpostavke (Slika 5.5.13), koje je u narednom razdoblju potrebno staviti u jasan vremenski plan te ih razraditi za potrebe provedbe. Provedba mora biti definirana projektnim planom uz razrađene sve korake realizacije (npr. regulativa, institucionalni okvir, praćenje, metodologija cijena usluga skladištenja, financijsko poravnanje, planiranje kapaciteta, elementi suradnje i sl.).

Slika 5.5.13 Temeljne pretpostavke za uspostavu programa obveznih rezervi

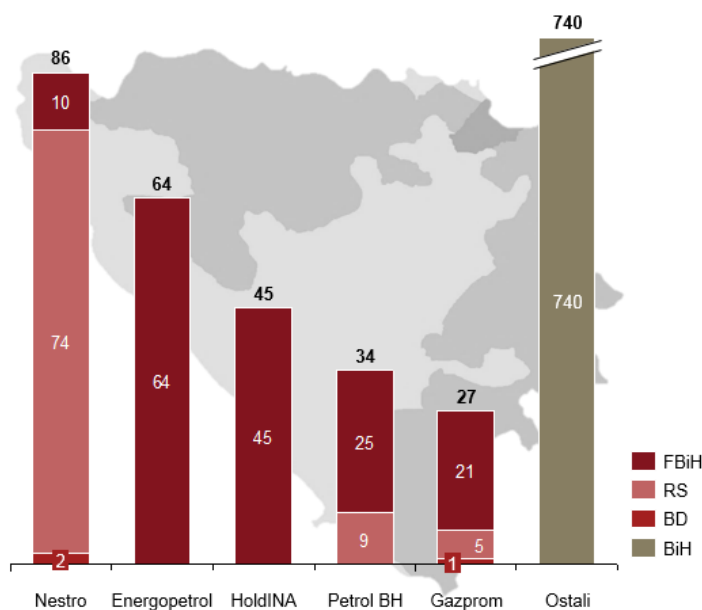


Izvor: analiza Projektnog tima

5.5.6 Tržište maloprodaje naftnih derivata

Maloprodajno tržište u Bosni i Hercegovini je vrlo fragmentirano te njime dominira veliki broj malih privatnika, što je rezultat poslijeratne liberalizacije uvoza naftnih derivata na tržište. Nakon što je Vlada Republike Srpske 2007. godine Neftegazinkoru prodala većinske udjele u rafineriji Brod rafineriji ulja Modriča i maloprodajnom lancu Petrol Banja Luka, maloprodajni lanac Nestro postaje dominantan igrač na tržištu maloprodaje naftnih derivata u Bosni i Hercegovini. Nestro trenutno posjeduje 86 benzinskih postaja, od čega je 74 u Republici Srpskoj, 10 u Federaciji Bosne i Hercegovine i 2 u Brčko distriktu Bosne i Hercegovine. Druga dva najveća poduzeća u maloprodaji u Bosni i Hercegovini su Energopetrol i INA koja posluje pod nazivom HoldINA. U Rujnu 2006. godine INA je otkupila većinski udio u Energopetrolu, 67 %, od Vlade Federacije Bosne i Hercegovine. Tada se INA obvezala na ulaganje u modernizaciju postojeće infrastrukture Energopetrola unutar tri godine od preuzimanja. Unatoč malim inicijalnim ulaganjima u modernizaciju benzinskih postaja, u posljednjim godinama ulaganja se ostvaruju. INA je također uložila u modernizaciju svojih benzinskih postaja, pa je tako do 2014. godine otprilike 37 postaja obnovljeno. U 2012. godini Gazprom je preuzeo benzinske postaje od austrijske kompanije OMV i tako ušao na tržište Bosne i Hercegovine.

Slika 5.5.14 Broj benzinskih postaja u Bosni i Hercegovini, procjena za 2016. godinu



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

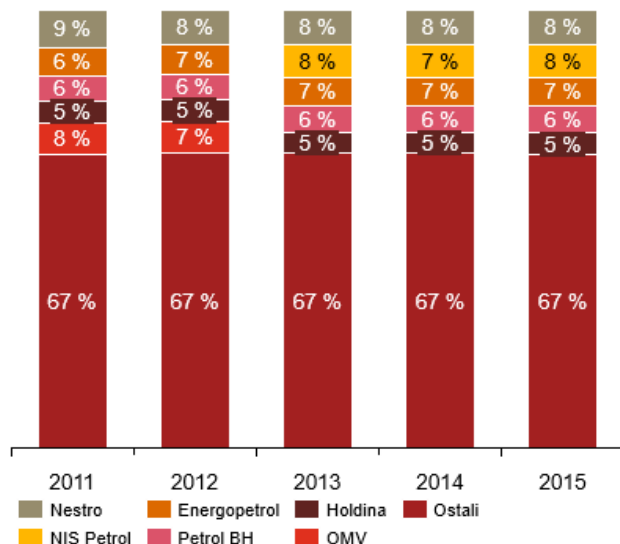
Tablica 5.5.5 Glavne kompanije u maloprodaji u Bosni i Hercegovini

| Kompanije | Komentar |
|------------------------------|---|
| Nestro Petrol | <ul style="list-style-type: none"> Dio „Optima Group” koji je u vlasništvu rafinerije Brod Posjeduje 74 benzinske postaje 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 Svih 64 benzinskih postaja je u Federaciji Bosne i Hercegovine |
| Holdina | <ul style="list-style-type: none"> Dio INA-e d.d. i raspolaže s 45 benzinskih postaja u Federaciji Bosne i Hercegovine Posjeduje skladište naftnih derivata u Plugovima, 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 postaja 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 postaju 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

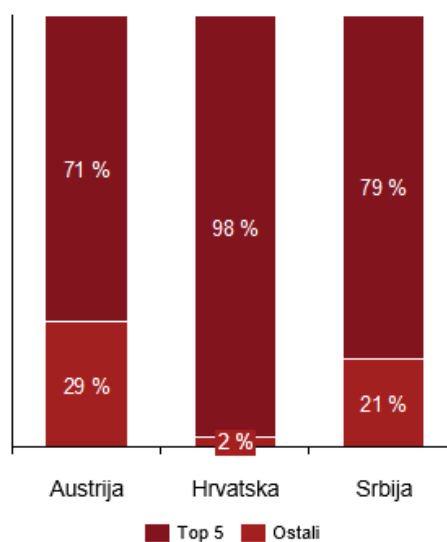
U Bosni i Hercegovini dominiraju mali privatni poduzetnici s relativno niskim razinama prodaje. Tržište je liberalizirano, pa se cijene naftnih derivata formiraju slobodno. U Bosni i Hercegovini, 75 % benzinskih postaja je u vlasništvu malih privatnika, ali njihov tržišni udio je samo 67 % (Slika 5.5.15) što ukazuje na neučinkovitost i slabo poslovanje većeg broja benzinskih postaja u privatnom vlasništvu. Tržište maloprodaje naftnih derivata u Bosni i Hercegovini je više fragmentirano nego tržišta u regiji, gdje top 5 kompanija ima značajno viši udio tržišta (Slika 5.5.16). Zbog vrlo fragmentiranog tržišta naftnih derivata smanjena su ulaganja u modernizaciju benzinskih postaja, koja se odnose na povećanje sigurnosti i smanjenja utjecaja na okoliš.

Slika 5.5.15 Tržišni udjeli glavnih maloprodajnih kompanija u Bosni i Hercegovini u %, 2011. – 2015. godine (procjena)



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

Slika 5.5.16 Usporedba strukture maloprodajnog tržišta u regiji u %, 2015. godine



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

Fragmentiranost tržišta utječe na produktivnost malih privatnih kompanija, koja je vrlo niska. Produktivnost distributivne mreže računa se kao odnos prodanih količina derivata nafte i broja benzinskih postaja. Količina prodanih derivata utvrđuje se prema ukupnoj prodanoj količini naftnih derivata i tržišnom sudioništvu kompanije. Najveću produktivnost imaju kompanije s većim tržišnim udjelima na razini Bosne i Hercegovine. Prema procjeni izvješća „WoodMackenzie BiH downstream oil long-term outlook 2016“, produktivnost većih igrača u maloprodaji se kreće 1,0 – 2,0 (odnos količine prodanih derivata i broja benzinskih postaja). Za male privatnike usprkos velikom sudioništvu na tržištu, produktivnost je osjetno manja i kreće se ispod razine od 1,0.

5.5.7 Regulatorni i institucionalni okvir

5.5.7.1 Razina Bosne i Hercegovine

Istraživanje i proizvodnja sirove nafte i plina je regulirana na entitetskoj razini, izuzev dodjela koncesija u slučaju kada se koncesijsko dobro prostire na području dvaju entiteta. Prema Zakonu o koncesijama Bosne i Hercegovine, u slučaju zajedničke nadležnosti Bosne i Hercegovine i/ili Federacije Bosne i Hercegovine i/ili Republike Srpske i/ili Brčko distrikta Bosne i Hercegovine za dodjelu koncesija, nadležni organi usuglašavaju uvjete i oblik dodjele koncesije (Slika 5.5.17).

Slika 5.5.17 Pravni okvir za eksploataciju i istraživanje ugljikovodika u Bosni i Hercegovini

| | Republika Srpska | Federacija BiH |
|--|--|---|
|  Nadležno ministarstvo | Ministarstvo industrije, energetike i rudarstva | Federalno ministarstvo energije, rudarstva i industrije |
|  Nadležni sektor/resor | Resor za rudarstvo i geologiju | Sektor Rudarstva |
|  Zakoni na nivou entiteta | <ul style="list-style-type: none"> Zakon o energetici RS Zakon o rudarstvu RS¹ Zakon o geološkim istraživanjima RS² | <ul style="list-style-type: none"> Zakon o rudarstvu FBiH Zakon o geološkim istraživanjima FBiH Zakon o istraživanju i eksploataciji nafte i plina u FBiH, koji ima isključivu primjenu za projekte od strateškog interesa za FBiH² |
|  Regulacija koncesija na nivou države | Zakon o koncesijama BiH | |
|  Regulacija koncesija na nivou entiteta | <ul style="list-style-type: none"> Zakon o koncesijama RS | <ul style="list-style-type: none"> Zakon o koncesijama FBiH Uredba o sadržaju ugovora o koncesiji za istraživanje i eksploataciju nafte i plina, načinu obračuna i plaćanja naknade i kontrolu proizvedenih količina nafte i plina u FBiH |

Napomena: 1) U proceduri je novi Zakon o rudarstvu, 2) U proceduri su izmjene i dopune ovog Zakona
Izvori: MIER, FMERI

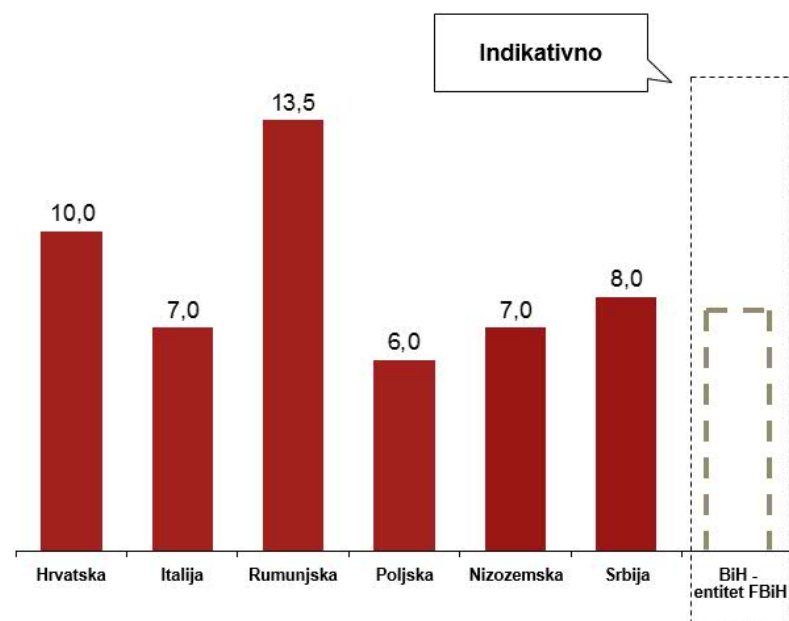
Vijeće ministara Bosne i Hercegovine donosi Odluku o kvaliteti tekućih naftnih goriva („Službeni glasnik Bosne i Hercegovine”, broj: 27/02, 28/04, 16/05, 14/06, 22/07, 101/08, 71/09, 58/10 i 73/10). Odlukom o kvaliteti tekućih naftnih derivata propisuju se uvjeti kvaliteta koje moraju ispunjavati tekuća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

5.5.7.2 Regulatorni okvir u Federaciji Bosne i Hercegovine

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

Konkurentne stope progresivne naknade i transparentan sustav naplate naknada nužni su za poticanje ulaganja u istraživanje. U Federaciji Bosne i Hercegovine, koncesionar je dužan plaćati koncesijsku naknadu tijekom istraživanja i proizvodnje ugljikovodika proporcionalnu površini istražnog prostora. Također za vrijeme proizvodnje nafte i plina 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 ulaganja, ali istovremeno dovoljno visokom da osigura priljev sredstava u proračun. Rudna renta u Federaciji Bosne i Hercegovine nije definirana, za razliku od zemalja u okruženju, što čini sustav naplate netransparentnim i smanjuje konkurentnost s obzirom na regiju (Slika 5.5.18).

Slika 5.5.18 Maksimalne stope rudne rente ili ekvivalentne naknade, u % za Federaciju Bosne i Hercegovine



Izvor: Zakon o istraživanju i eksploataciji nafte i plina u Federaciji Bosne i Hercegovine, analiza projektnog tima

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

Zakonom o naftnim derivatima uređuju se strategija razvoja naftnog sektora, politika razvoja naftnog sektora, strateški plan razvoja naftnog sektora, Akcijski plan, usklađivanje planova, bilanca naftnih derivata, energetske djelatnosti u sektoru naftne privrede, uvjeti i način obavljanja energetskih djelatnosti, uvoz naftnih derivata, dostavljanje podataka, reguliranje naftnog sektora, nadležnosti i obveze FERK-a, dozvole za rad, sadržaj i način izdavanja dozvole za rad, registar dozvola za rad, sigurnu opskrbu tržišta naftnim derivatima, cijene naftnih derivata, taksa za uspostavu rezervi naftnih derivata, kvaliteta naftnih derivata, označavanje pumpnih automata, kontrola kvaliteta, stavljanje u promet LPG-a u bocama, operativne zalihe, obvezne zalihe, rezerve naftnih derivata, osnivanje i djelatnost Operatora 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-em.

Nadležnosti FERK-a u okviru sektora naftne privrede:

1. reguliranje energetske djelatnosti: proizvodnja naftnih derivata, trgovina na veliko naftnim derivatima izuzev LPG-a, transport naftnih derivata drumskim ili željezničkim prometom, 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, transportera 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 kvalitete goriva i utvrđivanje iznosa troška na osnovi istog;
5. osiguranje nediskriminacije, učinkovite konkurencije i učinkovitog funkcioniranja tržišta naftnih derivata, obračujući posebnu pažnju na sigurnost opskrbe naftnim derivatima;
6. osiguranje transparentnih i jednakopravnih odnosa između svih sudionika na tržištu u skladu s politikom i reformom naftnog sektora;
7. zaštita prava sudionika u naftnom sektoru (uvoznika, trgovaca na veliko, trgovaca na malo, transportera i kupaca naftnih derivata) preko usuglašavanja njihovih interesa;
8. uspostava uvjeta za konkurentnost na tržištu naftnih derivata.

Cijene naftnih derivata formiraju se slobodno, prema tržišnim uvjetima. Naftni derivati koji se uvoze, proizvode i stavljaju u trgovinu moraju zadovoljavati uvjete utvrđene Odlukom o kvaliteti tekućih naftnih goriva u Bosni i Hercegovini.

FMERI nadzire i poduzima aktivnosti u svrhu sigurne, redovne i kvalitetne opskrbe 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 toplinske energije za tržište i za kupce koji zahtijevaju posebnu sigurnost i kvalitetu opskrbe u Federaciji Bosne i Hercegovine, te za stabilno i sigurno odvijanje zračnog saobraćaja. Operativne zalihe formiraju se na razini petnaestodnevnih 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 teritoriju 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 toplinsku energiju za vlastite potrebe iz navedenih naftnih derivata i energetske subjekti koji pružaju uslugu opskrbe naftnim derivatima na aerodromima otvorenim za međunarodni saobraćaj.

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

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

Zalihe i rezerve naftnih derivata čuvaju se isključivo kod Operatora – Terminali Federacije d.o.o., društvo u 100-postotnom vlasništvu Federacije Bosne i Hercegovine. Djelatnosti Operatora, između ostalih, su:

1. trgovina na veliko tekućim gorivima i srodnim proizvodima;
2. skladištenje naftnih derivata;
3. stavljanje rezervi naftnih derivata na tržište u slučaju poremećaja opskrbe;
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. suradnja s ministarstvima i nadležnim inspekcijama u skladu s posebnim propisima;
7. suradnja s domaćim i inozemnim energetske tijelima i/ili subjektima i
8. osiguranje tehničko-tehnološke ispravnosti postrojenja i skladišta za skladištenje naftnih derivata.

Zakonom je uspostavljena taksa za financiranje 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 unutarnjim 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 kvalitetu tekućih naftnih goriva su propisani Zakonom o naftnim derivatima (kvaliteta utvrđena standardima) i Pravilnikom o kvaliteti tekućih naftnih goriva. Praćenje kontrole kvaliteta i količina naftnih derivata (monitoring) vrši se u skladu s Odlukom o kvaliteti tekućih 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.

5.5.7.3 Regulatorni okvir u Republici Srpskoj

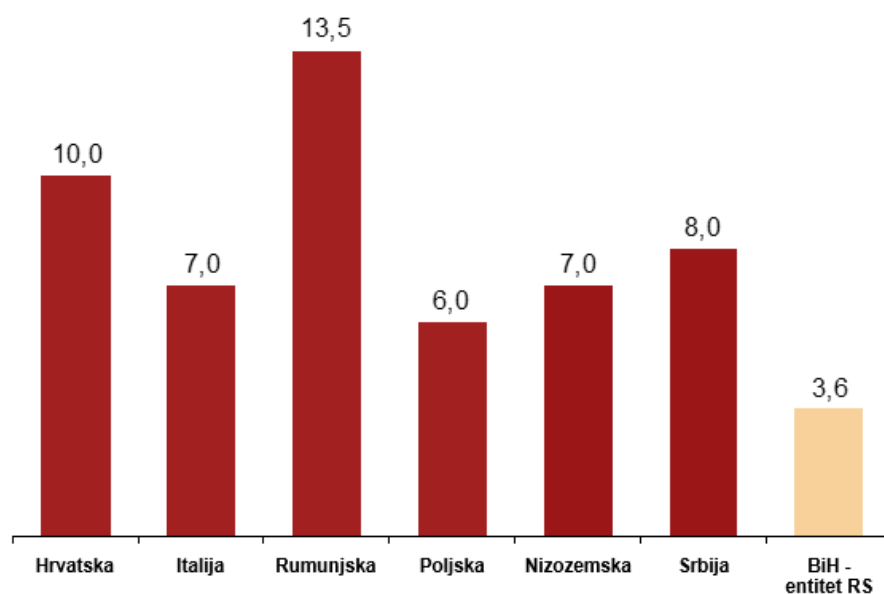
Oblast istraživanja i eksploatacije mineralnih sirovina u Republici Srpskoj normirana je Zakonom o rudarstvu i Zakonom o geološkim istraživanjima. U proceduri su novi Zakon o rudarstvu i izmjene i dopune Zakona o geološkim istraživanjima. Dodjeljivanje prava korištenja mineralnih sirovina, te određivanje naknade vrši se u skladu sa Zakonom o koncesijama Republike Srpske i pod zakonskim aktima iz oblasti koncesija. Dodjeljivanje koncesije za koncesijsko dobro koje se prostire na području oba entiteta vrši se u skladu sa Zakonom o koncesijama Bosne i Hercegovine (Slika 5.5.17).

Zakonom o rudarstvu uređuju se uvjeti i način eksploatacije rudnog bogatstva u zemlji i na njoj površini, riječnom i jezerskom dnu ili ispod njega, izgradnja, korištenje i održavanje rudarskih objekata, rudarski projekti, rudarska geodetska mjerenja i planovi, mjere zaštite, nadzor i druga pitanja koja se odnose na korištenje mineralnih sirovina na teritoriju Republike Srpske. Rudnim blagom smatraju se sve organske i neorganske mineralne sirovine. Eksploatacijom mineralnih sirovina smatra se i izvođenje radova na pripremi, obogaćivanju i oplemenjivanju mineralnih sirovina, a u eksploataciji nafte i zemnih plinova i radovi na separaciji nafte i plina, pripremi nafte i plina na eksploatacijskom polju za transport i uskladištenje, izdvajanje prirodnih tekućih plinova (etan, propan, butan i prirodni gazolin) u degazolinažama i sličnim postrojenjima, kao i transport ovih sirovina sabirnim naftovodima i plinovodima na eksploatacijskom polju.

Prema Zakonu o geološkim istraživanjima, geološka istraživanja su istraživanja i ispitivanja koja se izvode radi upoznavanja sastava, razvoja i građe zemljine kore, izrade geoloških karata, pronalaženja i utvrđivanja količina i kvaliteta mineralnih sirovina i ekonomskih učinaka njihova korištenja, utvrđivanja geoloških karakteristika tla i stijena za izgradnju objekata i sanaciju terena, identifikacije, proučavanja i zaštite objekata geonasljeđa, planiranja prostora, zaštite i unapređivanja životne sredine na principima održivog razvoja, izrada i revizija geološke dokumentacije i poslova stručnog nadzora. MIER vrši upravne i stručne poslove u oblasti rudarstva i geoloških istraživanja. Republički zavod za geološka istraživanja je nadležan za istraživačke i stručno-analičke poslove iz oblasti geoloških istraživanja (izrađuje plansku dokumentaciju i geološke karte, vodi banku jezgra istražnih bušotina), te provodi osnovna geološka istraživanja koja su od općeg interesa za Republiku Srpsku.

Za istraživanje i eksploataciju mineralnih sirovina dodjeljuje se koncesija. Licencije i rješenja za vršenje geoloških istraživanja izdaje MIER. Prema Pravilniku o visini koncesijske naknade i bankarskim garancijama u oblasti elektroenergetike, energenata, rudarstva i geologije („Službeni glasnik Republike Srpske”, broj: 67/14), u oblasti energenata (nafta i plin) jednokratna naknada iznosi 0,5 % od vrijednosti planiranog ulaganja, a koncesijska naknada iznosi 3,6 % od ukupnih prihoda ostvarenih obavljanjem koncesijske djelatnosti. Visina koncesijske naknade se određuje ugovorom o koncesiji, a u skladu s metodologijom propisanom Pravilnikom. Republika Srpska mora održavati rudnu rentu dovoljno niskom kako bi privukla ulaganja, ali istovremeno dovoljno visokom da osigura priljev sredstava u proračun. Rudna renta u Republici Srpskoj je znatno niža u usporedbi sa zemljama u regiji što ju čini konkurentnom za ulaganje u istraživanje i proizvodnju nafte (Slika 5.5.19).

Slika 5.5.19 Maksimalne stope rudne rente ili ekvivalentne naknade u % za Republiku Srpsku



Izvor: Pravilnik o visini koncesione naknade i bankarskim garancijama u oblasti elektroenergetike, energenata, rudarstva i geologije, Zakon o Rudarstvu Republike Srpske

Zakonom o nafti i derivatima nafte uređuju se djelatnosti u oblasti nafte i derivate nafte, njihovo reguliranje, funkcioniranje tržišta nafte i derivata nafte, uvjeti za kvalitetnu i sigurnu opskrbu kupaca nafte i derivata nafte, te formiranje i održavanje operativnih i obveznih rezervi derivata nafte. RERS postupa kao regulator za reguliranje energetskih djelatnosti proizvodnje derivata nafte, transport nafte naftovodima, transport derivata nafte produktovodima i skladištenje nafte i derivata nafte. U tom smislu, RERS je nadležan za:

1. utvrđivanje metodologije za obračun troškova transporta nafte naftovodima i transporta derivata nafte produktovodima,
2. donošenje tarifnog sustava za obračun cijene za korištenje naftovoda, odnosno produktovoda,
3. odobravanje cijene za korištenje naftovoda, odnosno produktovoda,
4. utvrđivanje kriterija i propisivanje uvjeta za dobivanje, izmjenu, dopunu i oduzimanje dozvole za obavljanje djelatnosti, rješavanje u postupku za dobivanje, izmjenu, dopunu i oduzimanje dozvole za obavljanje djelatnosti u oblasti nafte i derivata nafte i vođenje registra izdanih i privremeno ili trajno oduzetih dozvola za obavljanje djelatnosti u oblasti nafte i derivata nafte,
5. rješavanje u drugom stupnju po žalbi,
6. nadzor nad obavljanjem djelatnosti za koje izdaje dozvole u oblasti nafte i derivata nafte u skladu sa Zakonom o nafti i derivatima nafte i načelima utvrđenim u ovom zakonu, uključujući praćenje primjene tarifnih sustava i metodologija za pristup i korištenje naftovoda, odnosno produktovoda.

Cijene derivata nafte formiraju se slobodno, prema tržišnim uvjetima. Energetski subjekti koji obavljaju djelatnost trgovine na veliko naftom i derivatima nafte i trgovine na malo derivatima nafte, obvezni su Ministarstvu trgovine i turizma i MIER-u dostavljati podatke o uvozu i trgovini nafte i derivata nafte koji se odnose na količinu, porijeklo, cijenu i kvalitete. Derivati nafte koji se uvoze, proizvode i stavljaju u trgovinu moraju zadovoljavati uvjete utvrđene Odlukom o kvaliteti tekućih naftnih goriva u Bosni i Hercegovini.

MIER nadzire i preuzima aktivnosti u svrhu sigurne, redovne i kvalitetne opskrbe derivatima nafte. Na prijedlog MIER-a, Vlada Republike Srpske može donijeti plan intervencije u sektoru nafte i derivata nafte, u slučaju izuzetnih situacija i poremećaja na tržištu, neočekivanog ili neprekidnog nedostatka derivata nafte, velikih prirodnih nepogoda, tehnoloških katastrofa ili neočekivanog i visokog rasta cijena nafte i derivata nafte na svjetskom tržištu. Zbog toga je Zakonom o nafti i derivatima nafte propisana obveza formiranja obveznih rezervi derivata nafte radi osiguranja sigurnosti opskrbe u Republici Srpskoj. Izmjenama Zakona o nafti i derivatima nafte, propisano je da formiranje, čuvanje i obnavljanje obveznih rezervi derivata nafte obavlja Javno poduzeće „Robne rezerve Republike Srpske“ a.d. Banja Luka. Nije utvrđena metodologija o računanju količine obveznih zaliha. U Republici Srpskoj nije normiran način uspostavljanja, financiranja i održavanja obveznih zaliha derivata nafte niti postoje obvezne rezerve još uvijek.

5.5.8 Strateške smjernice

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

Tablica 5.5.6 Strateške smjernice strategije za sektor nafte i naftnih derivata u Bosni i Hercegovini

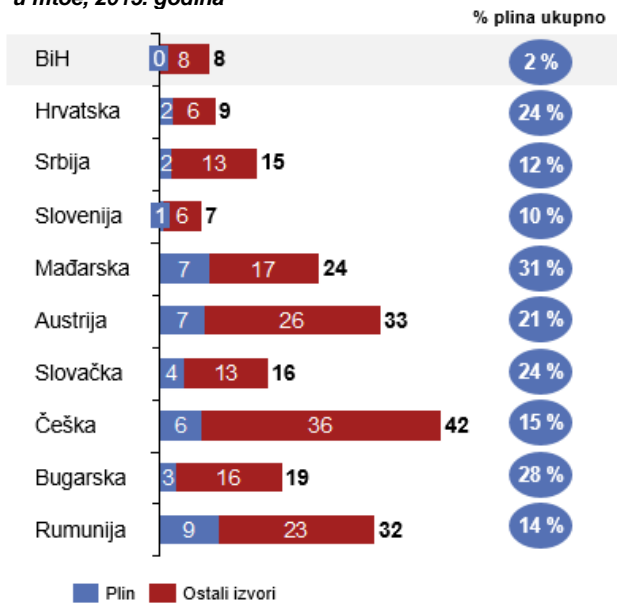
| | Strateški prioritet | Strateška smjernica |
|------------|---|--|
| Tržište | Povećati stupanj istraživanja naftnih potencijala u Bosni i Hercegovini | Daljnja harmonizacija i usklađenje procesa istraživanja i proizvodnje nafte s ciljem podrške investicijskim procesima te stimuliranja investicijskih aktivnost potencijalnih ulagača. |
| | Izrada poticajnog okvira u smjeru modernizacije rafinerije Brod, a s ciljem osiguranja kvalitete naftnih derivata | U partnerskoj suradnji s vlasnikom rafinerije Brod definirati ključne ciljeve i dinamiku daljnjih investicijskih aktivnosti u modernizaciju rafinerije (npr. <i>hidrokreking</i>). Cilj je osigurati povećanje kvalitete prerađenih derivata, te smanjiti negativan utjecaj na okoliš i zdravlje. |
| | Aktivna kontrola kvalitete derivata koji se prodaju na vrlo fragmentiranom maloprodajnom tržištu | Daljnje unaprjeđenje kapaciteta i mehanizama kontrole kvalitete naftnih derivata koji se prodaju kroz fragmentiranu maloprodajnu mrežu. Aktivno upravljanje prostornim planovima s ciljem kontrole daljnje fragmentacije mreže. |
| | Osiguravanje skladišnih kapaciteta i izrada sustava naplate | Provesti analizu stanja postojećih skladišnih kapaciteta, utvrditi potrebna ulaganja u obnovu i izgradnju novih kapaciteta i izraditi sustav financiranja obveznih rezervi. |
| Regulativa | Uspostaviti zakonodavni okvir za obvezne zalihe nafte i naftnih derivata | Sukladno zahtjevima Direktive 2009/119/EC, trenutno nije u potpunosti uspostavljen zakonodavni okvir za obavezne rezerve nafte i naftnih derivata. MVTEO je formiralo radnu grupu početkom 2016. godine koja je predložila smjernice za uspostavu obaveznih rezervi nafte. Radi sigurnosti opskrbe naftom i poštivanja preuzetih obaveza, potrebno je čim prije upotpuniti zakonodavni okvir za čuvanje obaveznih naftnih rezervi. |
| | Osiguravanje kvaliteta nafte i naftnih derivata | Odluka o kvaliteti tekućih naftnih goriva u Bosni i Hercegovini se donosi na razini Bosne i Hercegovine. 2016. godine je formirana komisija koja je sačinjena od predstavnika MVTEO-a BiH i entitetskih nadležnih ministarstava te inspeksijskih uprava. Odlukom se propisuje kvaliteta nafte i naftnih derivata na tržištu, u skladu s Ugovorom o uspostavljanju Energetske zajednice i standardima EU-a. |

5.6 Sektor plina

5.6.1 Stanje i trendovi u sektoru plina za širu regiju

Prirodni plin kao energent 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 plin u proizvodnom miksu, a koje u praksi predstavljaju veće potrošače. Za zemlje, koje u svom proizvodnom miksu sadrže termoelektreane na plin (npr. Austrija 20 % i Mađarska 50 %), udio plina je posljedično značajno veći u bruto domaćoj potrošnji.

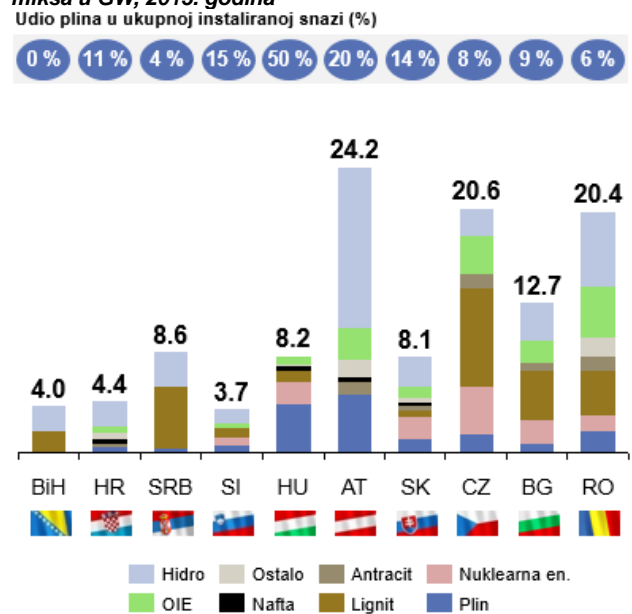
Slika 5.6.1 Udio plina u bruto domaćoj potrošnji energenata u mtoe, 2015. godina¹



Napomena: 1) Za Bosnu i Hercegovinu, bruto domaća potrošnja se odnosi na 2014. prema zadnje dostupnim podacima Agencije za statistiku Bosne i Hercegovine, dok se instalirani kapaciteti odnose na 2016. prema NOS BiH Indikativnom planu 2017. – 2026.

Izvor: Eurostat 2015., Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine ukupna energetska bilanca BiH 2014.

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

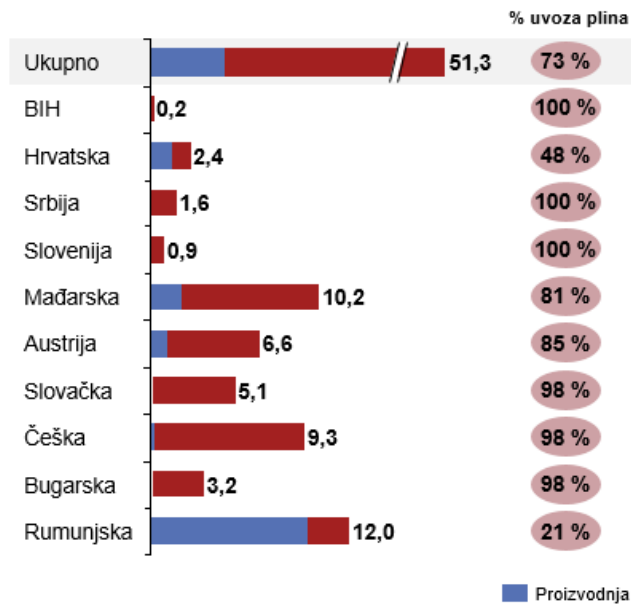


Napomena: 1) Za Bosnu i Hercegovinu, bruto domaća potrošnja se odnosi na 2014. prema zadnje dostupnim podacima Agencije za statistiku Bosne i Hercegovine, dok se instalirani kapaciteti odnose na 2016. prema NOS BiH – Indikativnom planu 2017. – 2026.

Izvor: ENTSOE Statistical Factsheet 2015., NOS BiH – Indikativni plan razvoja proizvodnje 2017. – 2026.

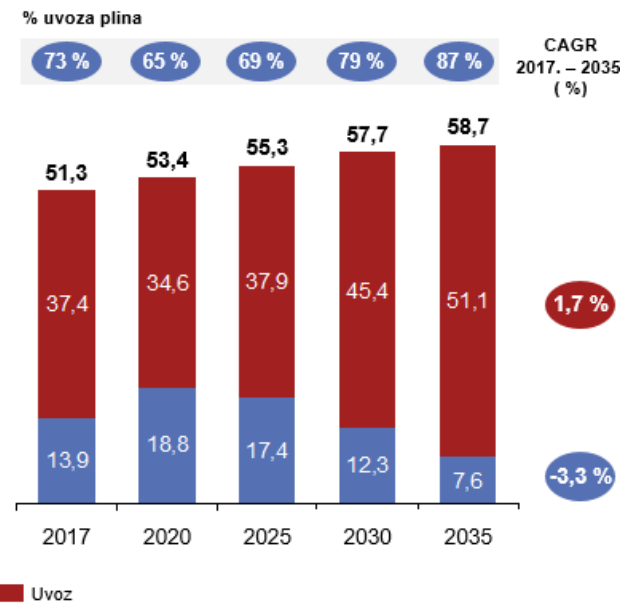
U kontekstu potrebe za plinom (Slika 5.6.3), za zemlje u regiji je karakteristično da namiruju većinu potražnje putem uvoza, koji iznosi 73 % od ukupnih potreba, tj. 51 milijardu m³ godišnje. Najveći udio vlastite proizvodnje ostvaruje Rumunjska u iznosu od 79 % potreba za plinom, dok ostale zemlje koje imaju vlastitu proizvodnju veću od 15 % su Hrvatska, Mađarska i Austrija. Bosna i Hercegovina nema vlastitu proizvodnju i potpuno je ovisna o uvozu kako bi se namirile godišnje potrebe od ~0,2 milijarde m³. Prema projekcijama ENTSO-G-a (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. Posljedično, može se očekivati nastavak povećanja uvoza do 2035, koji će činiti 87 % ukupnih potreba za prirodnim plinom.

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



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

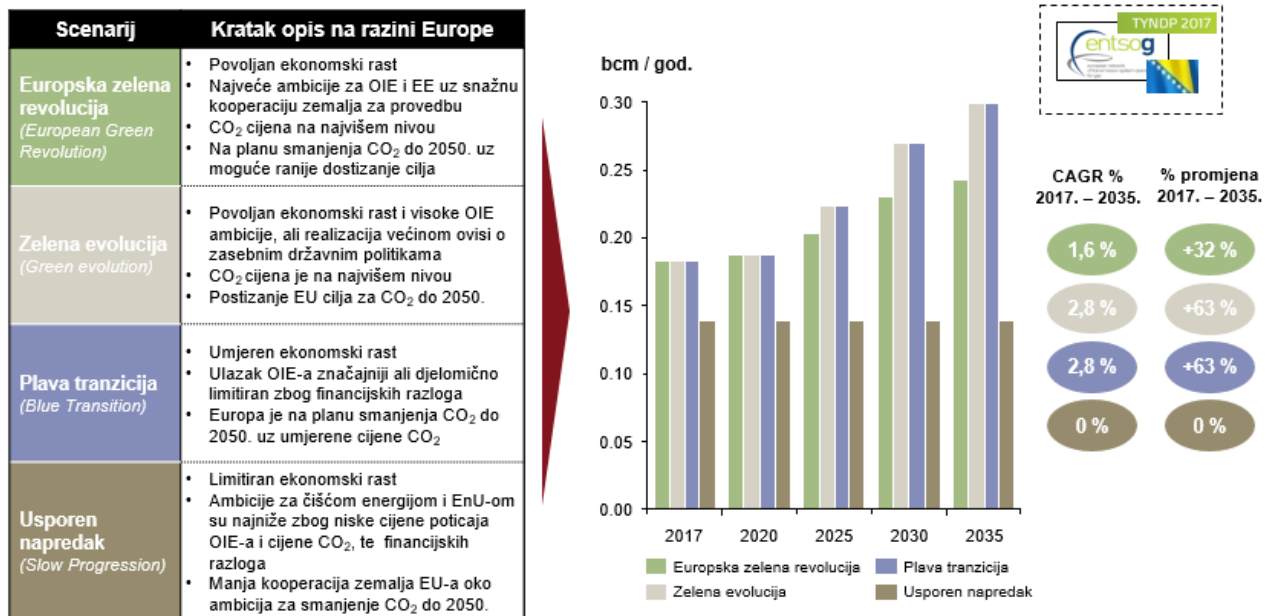
Slika 5.6.4 Razvoj opskrbe plinom na proširenom tržištu, po izvoru u milijardama m³ (bcm), 2017. – 2035. godine



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

Prema ENTSO-G projekcijama, definirana su četiri scenarija u kojem smjeru će se kretati potražnja za prirodnim plinom po zemljama u Europi. Scenariji se temelje na mogućim scenarijima ekonomskog razvoja te ambicijom za čišću energiju na razini EU-a (dostizanje ciljeva CO₂ do 2050. godine, suradnja zemalja oko integracije OIE-a i EnU-a, kretanje cijena CO₂, financijske mogućnosti itd.). Ako se promotri očekivano kretanje potražnje za prirodnim plinom za Bosnu i Hercegovinu, jedino scenarij „Usporenog napretka“ predviđa stagnaciju potražnje, dok ostala tri scenarija predviđaju rast prvenstveno nakon 2025. godine. Konkretno, prema scenariju „Europske zelene revolucije“ očekuje se postotna promjena rasta potražnje od 32 % do 2035. godine, dok se za scenarije „Zelene evolucije“ i „Plave tranzicije“ očekuje najveći rast potražnje od 63 % do 2035. godine (Slika 5.6.5).

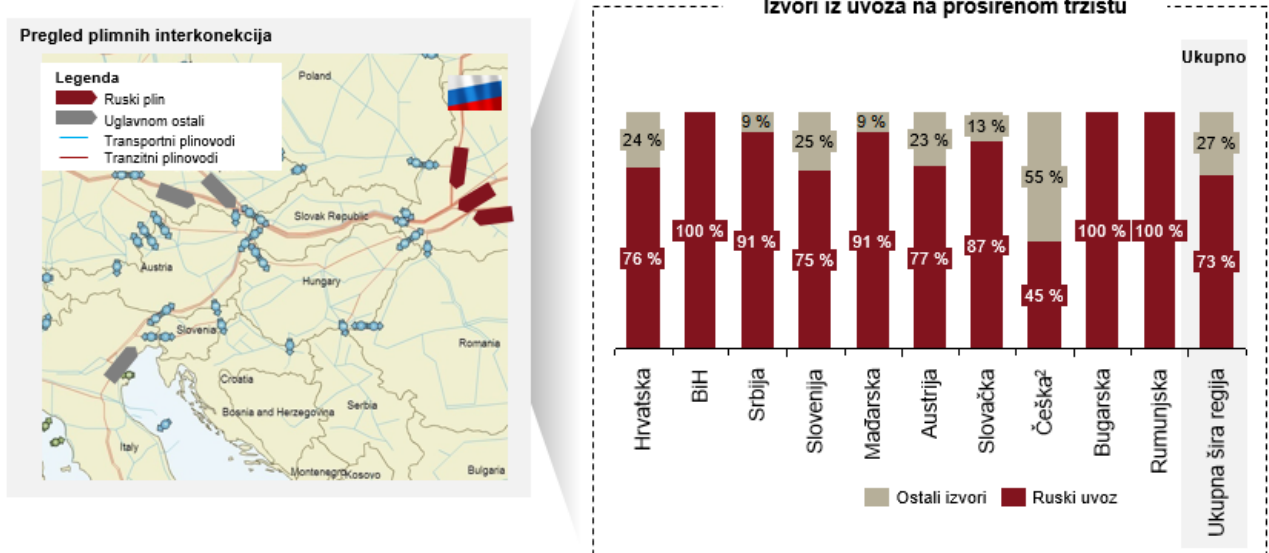
Slika 5.6.5 ENTSO-G scenariji razvoja potražnje za plinom u Bosni i Hercegovini, u milijardama m³ (bcm), 2017. – 2035. godine



Izvor: ENTSO-G TYNDP 2017 Main Report, ENTSO-G TYNDP Demand & Supply Projections, analiza Projektnog tima

Trenutno se većina uvoza za širu regiju doprema iz ruskih izvora, koji čine ~73 % ukupnog uvoza (Slika 5.6.6). Ruski plin se doprema preko Ukrajine, a zatim tranzitnim pravcima kroz Mađarsku i Slovačku. Iz navedenog je vidljivo kako je regija tradicionalno jako ovisna o izvoru plina iz jednog izvora. Navedena činjenica naročito ide u prilog zemljama koje nemaju vlastitu proizvodnju i skladišta plina, poput Bosne i Hercegovine koja namiruje 100 % potreba uvozom iz Rusije.

Slika 5.6.6 Izvori plina na proširenom tržištu (% od ukupnog uvoza, procjena), 2014. godina



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

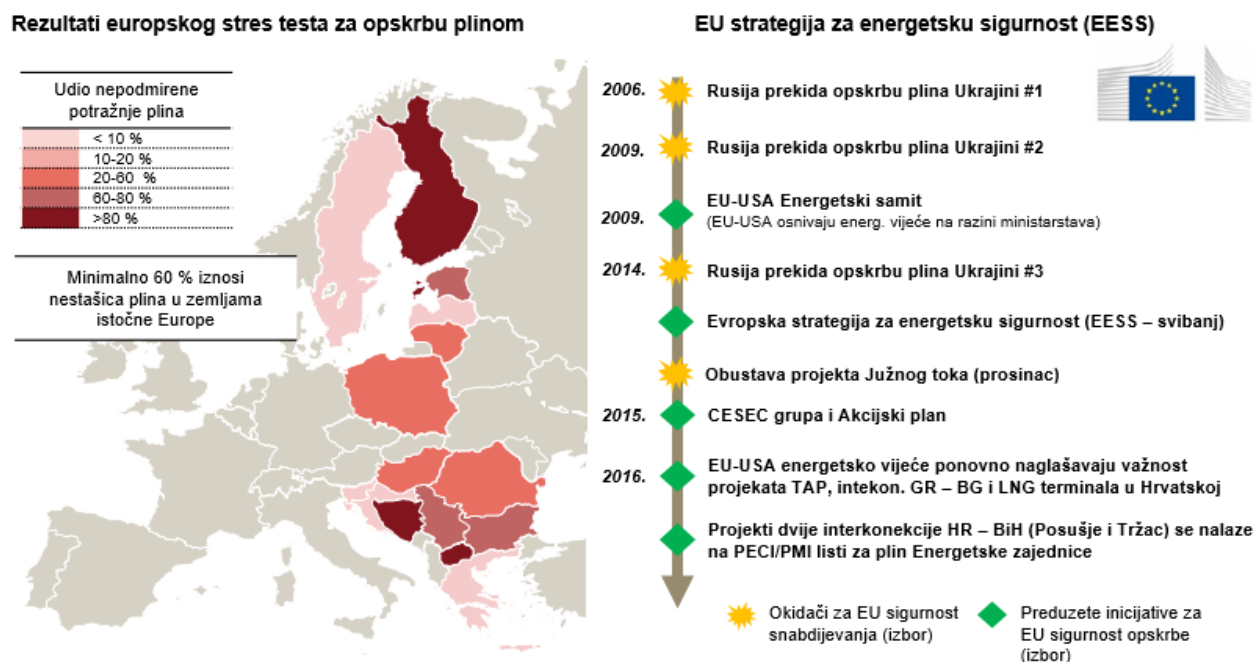
S obzirom na veliku ovisnost šire regije o jednom izvoru plina te događaje prekida isporuke plina Rusije preko Ukrajine, zbog političkih pitanja u zadnjih desetak godina (2006., 2009. i 2014. godina), EU je provela „stress test“ za opskrbu plinom. Rezultati „stress testa“ su ukazali da bi nestašica plina iznosila minimalno 60 % potražnje u zemljama istočne Europe²⁷. Također prema rezultatima testa, udio nepodmirene potražnje za plinom za Bosnu i Hercegovinu te Makedoniju bi iznosio više od 80 %. Slična situacija je i za ostatak zemalja, gdje bi nepodmirena potražnja za plinom u, na primjer Srbiji i Bugarskoj iznosila 60 % – 80 % (

Sukladno navedenoj problematici, EU je 2014. godine izradila Europsku strategiju za energetska sigurnost (engl. *EES*), kako bi pružila potporu zainteresiranim zemljama za diversifikaciju portfelja i sigurnosti opskrbe. U 2015. je također osnovana CESEC grupa²⁸ na visokoj razini (engl. *Central and South Eastern Gas Connectivity*), koja ima za cilj koordinaciju i ubrzanje realizacije izgradnji prekograničnih i trans-europskih projekata za diversifikaciju opskrbe plinom u JI regiji, te daljnjoj provedbi pravila u sektoru plina. Nadalje, Europska 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 projekt Jadransko-jonskog plinovoda na PMI listi, koji se također veže na Bosnu i Hercegovinu i predstavlja potencijalno novi dobavni pravac za plin.

²⁷ Odnosi se na šestomjesečni prekid ruskog plina pod prosječnim zimskim uvjetima i dvotjednim zahladnjenjem, nekooperativni scenarij.

²⁸ Republika Srpska nije dala suglasnost da se CESEC Memorandum potpiše (za BiH), u skladu sa Zaključkom Vlade RS-a broj 04/1-012-2-1081/17 od 4 svibnja 2017.god. Također, spominju se interkonekcije na koje Republika Srpska nije dala suglasnost i koje za Republiku Srpsku nemaju ekonomski interes (IAP i Posušje – Tržac).

Slika 5.6.7 Rezultati europskog stres testa za opskrbu plinom i ključne aktivnosti oko EU sigurnosti opskrbe



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

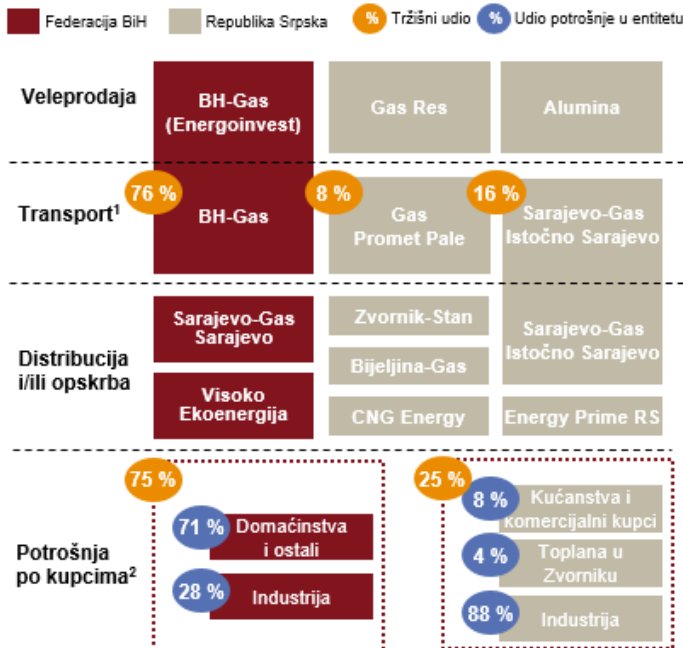
5.6.2 Struktura tržišta plina u Bosni i Hercegovini

Prema strukturi tržišta plina, Bosna i Hercegovina nema vlastitu proizvodnju plina i potpuno je ovisna o uvozu (Slika 5.6.8). Plin se namiruje jednim transportnim pravcem iz Rusije, preko Ukrajine, Mađarske i Srbije (Beregovo – Horgoš – Zvornik). U Bosni i Hercegovini, entiteti Federacija Bosne i Hercegovine i Republika Srpska koriste plinovod promjera 16 inča, koji međunarodnu granicu s Republikom Srbijom prelazi kod Šepka, a zatim prolazi pravcem Zvornik – Kladanj – Sarajevo. „BH-Gas“ djeluje kao operator transporta u Federaciji Bosne i Hercegovine s najvećom dužinom plinovoda od 189 km. Plinovod u Republici Srpskoj je u zajedničkom vlasništvu „Gas Prometa“ a.d. Istočno Sarajevo – Pale (22 km od granice sa Srbijom do Zvornika) te „Sarajevo-gasa“ d.o.o Lukavica (40 km između Zvornika i Kladnja). Dozvolu za obavljanje djelatnosti upravljanja sistemom za transport prirodnog plina u Republici Srpskoj ima „Gas Promet“ a.d. Istočno Sarajevo – Pale. Dozvolu za obavljanje djelatnosti transporta prirodnog plina u Republici Srpskoj imaju „Gas Promet“ Istočno Sarajevo – Pale i „Sarajevogas“, a.d. Istočno Sarajevo. Ako promatramo zemlje u okruženju²⁹, broj transportnih kompanija je sveden na jedan ili maksimalno dva subjekta, dok medijan dužina plinskog transportnog sustava iznosi ~2.700 km. Također postojeći plinovod u Bosni i Hercegovini, izgrađen 1979. godine, karakterizira zastarjelost te velika opterećenost tokom zimskih razdoblja kada je potrošnja plina najveća. Stoga je u budućem razdoblju potrebno aktivno upravljati imovinom (infrastrukturom) kroz koordinirano i redovno provođenje potrebnih modernizacija, rekonstrukcija, izgradnji te održavanja, u skladu s potrebama sustava. Na veleprodajnom tržištu po važećoj Uredbi (član 59) za obavljanje poslova vezanih za opskrbu potrošača plinom u Federaciji Bosne i Hercegovine određena su privredna društva Energoinvest i BH-Gas. Kao što je ranije spomenuto, BH-Gas, osim obavljanja aktivnosti opskrbe upravlja i transportnim sustavom, što nije u skladu s Trećim energetska paketom. Kao idući korak potrebna je daljnja harmonizacija s Trećim energetska paketom, te razdvajanje djelatnosti prema predviđenim modelima za plin. Na veleprodajnom tržištu aktivno djeluju „Gas Res“, poduzeće za plinske projekte koje je osnovala Vlada Republike Srpske Odlukom na osnovi Zakona o javnim poduzećima (članak 2) i Zakona o privrednim društvima (član 7 i 101), a koji je potpisao ugovor s „Gazpromom“. U terminima distribucije i opskrbe, tržište karakteriziraju vertikalno integrirani subjekti Sarajevogas i Visoko Ekoenergija u Federaciji Bosne i Hercegovine. Integriranost djelatnosti nije u skladu s Trećim energetska paketom, te je potrebna daljnja harmonizacija zakonodavnog okvira i razdvajanje djelatnosti distribucije i opskrbe. Ostvarena prodaja javnih opskrbljivača u 2014. godini je iznosila 101,9 milijuna m³ za Sarajevogas i 5,3 milijuna m³ za Visoko Ekoenergija. Osim dominantne potrošnje grada Sarajeva, veliki dio plina su konzumirali industrijski potrošači Arcelor Mittal (39, 4 milijuna m³) i Energtek Herz (11,6 milijuna m³) u 2014. godini. Na području Republike Srpske djeluju vertikalno integrirani subjekti za distribuciju i opskrbu Sarajevogas Istočno Sarajevo uz potrošnju od 3,1 milijuna m³ u 2015. i 2016. godini. Zvornik Stan je integriran subjekt za distribuciju i opskrbu na teritoriju općine Zvornik, koji u svom sastavu ima i toplanu u gradu Zvorniku, uz ostvarenu potrošnju od 2,5 mil. m³ u 2015. i 2,6 mil. m³ u 2016. godini. U narednom razdoblju se očekuje plinifikacija grada Bijeljine preko društva Bijeljina-gas nakon povezivanja transporta i distribucije. Na tržištu Republike Srpske djeluju i privredna društva iz plinskog sektora CNG Energy i Energy Prime RS. Također je potrebno u idućem razdoblju nastaviti harmonizirati zakonodavan okvir i razdvajanje djelatnosti distribucije i opskrbe sukladno Trećem energetska paketu. Ukupna potrošnja prirodnog plina u Bosni i Hercegovini u 2015. godini je iznosila ~220 mil. m³ s podjelom potrošnje ~80 % za Federaciju

²⁹ Odnosi se na Sloveniju, Slovačku, Srbiju, Hrvatsku, Bugarsku, Mađarsku i Rumunjsku.

Bosne i Hercegovine te ~20 % za Republiku Srpsku. Za 2016. godinu, ukupna potrošnja prirodnog plina je iznosila ~221 mil. m³, od čega je udio Federacije Bosne i Hercegovine 72,43 % i Republike Srpske 27,57 %.³⁰

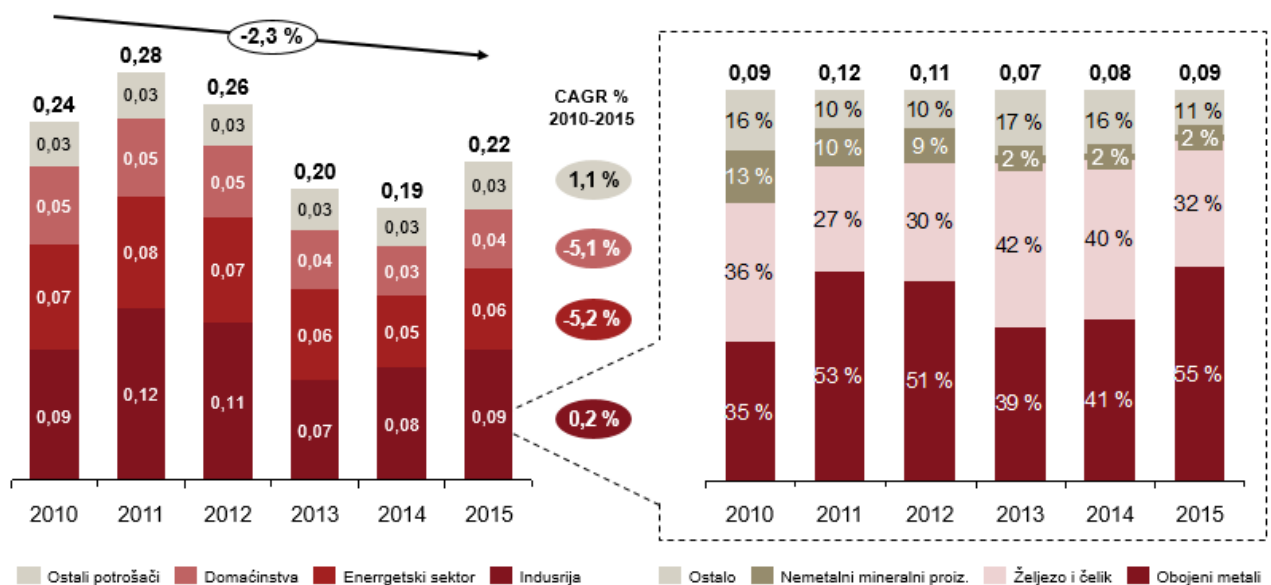
Slika 5.6.8 Struktura tržišta plina u Bosni i Hercegovini, 2014. i 2015. godina



Napomena: 1) Odnosi se na tržišni udio pokrivanja plinske mreže za transport; 2) Odnosi se na ukupnu potrošnju plina za 2015. godinu
Izvor: RERS Izvještaj o radu 2015., BH-Gas, Federalni zavod za statistiku – bilanca pr. plina 2015., Energetski planski bilans RS 2016.

Na razini Bosne i Hercegovine, trend potrošnje plina (Slika 5.6.9) je bio negativan u razdoblju 2010. – 2015. godine, uz prosječnu godišnju stopu -2,3 %. U apsolutnim vrijednostima, potrošnja se kretala između ~0,19 – 0,28 milijardi m³ koja je prvenstveno oscilirala zbog energetskog sektora (toplane) i industrijskog sektora. U industrijskom sektoru najveći potrošači plina su vezani za proizvodnju obojenih metala (35 % – 55 % industrijske potrošnje), te željeza i čelika (32 % – 42 % industrijske potrošnje) u promatranom razdoblju.

Slika 5.6.9 Ukupna potrošnja plina u Bosni i Hercegovini, po kategorijama u milijardama m³ (bcm), 2010. – 2015. godine



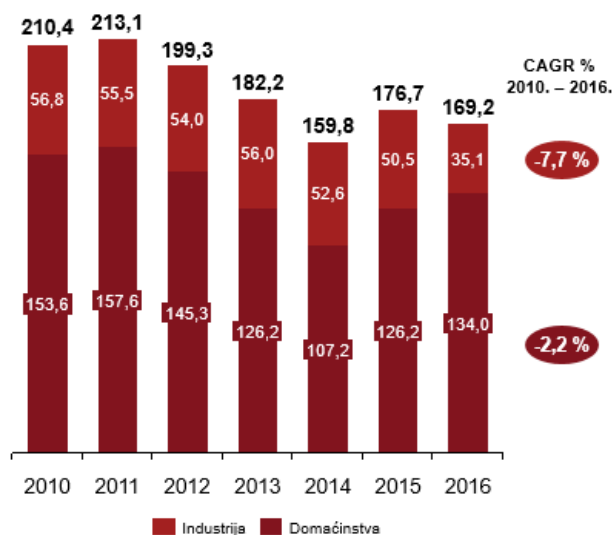
Izvor: Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine – Statistika energije plin 2010. – 2015.

U razdoblju 2010. – 2016., potrošnja plina u Federaciji Bosne i Hercegovine je iznosila ~160 – 213 milijuna m³ godišnje (Slika 5.6.10). Potrošnju karakterizira blagi pad koji je u prosjeku godišnje iznosio -3,6 %. Potrošnja plina u domaćinstvima Federacije Bosne i Hercegovine je iznosila 107 – 157 milijuna m³, gdje je udio domaćinstava iznosio 70 % – 80 % ukupne potrošnje plina. Industrijska potrošnja se u promatranom razdoblju kretala ~35 – 57 milijuna m³. BH-Gas je u promatranom razdoblju, osim isporuke plina u Federaciju Bosne i Hercegovine, isporučivao plin i u Republiku Srpsku. Za industrijske

³⁰ Gas Promet – OTS

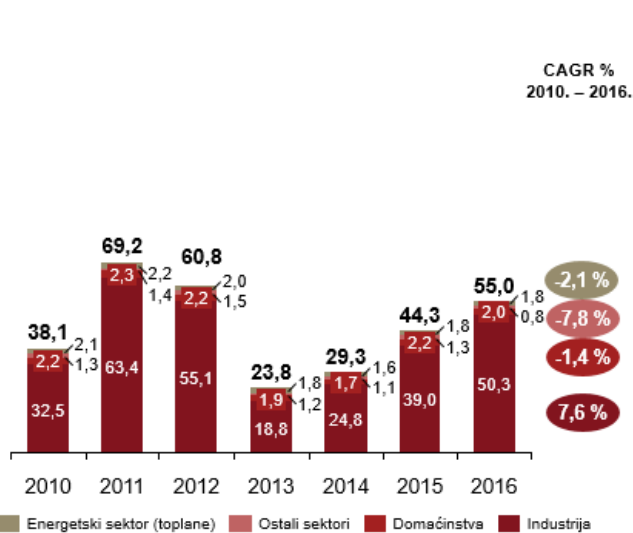
kupce Republike Srpske je isporučeno ukupno 154,3 milijuna m³ za razdoblje 2010. – 2013. godine, dok je za domaćinstva u razdoblju 2010. – 2014. isporučeno 7,4 milijuna m³ prirodnog plina. Za Republiku Srpsku ukupna potrošnja plina je iznosila ~24 – 70 milijuna m³ godišnje u razdoblju 2010. – 2016. godine (Slika 5.6.11). Potrošnju karakterizira velika nepredvidivost industrijskih kupaca koji su povijesno imali najveći udio u ukupnoj potrošnji ~80 % – 90 % u promatranom razdoblju. Potrošnja plina u domaćinstvima Republike Srpske je iznosila 2 – 2,3 milijuna m³ godišnje, uz blagi trend opadanja od prosječno -1,4 % godišnje. Može se očekivati da će trend rasta u domaćinstvima nakon 2017. godine porasti s obzirom na plinifikaciju grada Bijeljine nakon izgradnje i povezivanja s transportnim sustavom. Rast potrošnje plina u budućnosti za Bosnu i Hercegovinu će značajno ovisiti o izgradnji planiranih plinovoda, ali i tržišnim uvjetima tj. cijenama plina.

Slika 5.6.10 Potrošnja plina u Federaciji Bosne i Hercegovine u milijunima m³ (mcm), 2010. – 2016. godine



Napomena: BH-Gas je isporučivao plin i u Republiku Srpsku. Za industriju 2010. – 2013. ukupno 154,3 milijuna m³, a za domaćinstva 2010. – 2014. ukupno 7,4 milijuna m³ prirodnog plina
Izvor: BH-Gas

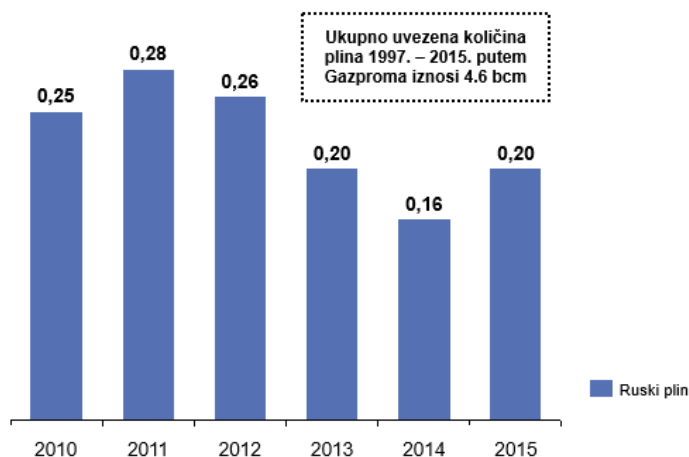
Slika 5.6.11 Potrošnja plina u Republici Srpskoj u milijunima m³ (mcm), 2010. – 2016. godine



Izvor: Republički zavod za statistiku – bilans prirodnog gasa 2014. i 2015., Energetski bilans Republike Srpske 2016

Kao što je i ranije spomenuto, uvoz plina u Bosnu i Hercegovinu se namiruje iz ruskih izvora tj. preko Gazproma, gdje je ukupno uvezena količina plina u razdoblju 1997. – 2015. godine iznosila 4,6 milijardi m³ (Slika 5.6.12). Za Federaciju Bosne i Hercegovine se Ugovor za isporuku prirodnog plina produljuje svake godine, a nositelj 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 raditi drastične razlike u potrošnji prirodnog plina u zimskom razdoblju u odnosu na ljetno kako se ne bi plaćao penal za puni zakup kapaciteta za transport. Nositelj ugovora s transporterom u Mađarskoj je BH-Gas/Energoinvest. Isto važi za transport (tranzit) prirodnog plina kroz Srbiju. Na veleprodajnom tržištu u Republici Srpskoj djeluje poduzeće Gas Res od 2015. godine. Za razdoblje 7/2015. – 12/2016. isporučeno je 106 milijuna m³ plina u Republiku Srpsku od Gas Resa. Gas Res sklapa godišnje ugovore s Gazpromom, a radi se na potpisivanju dugoročnog ugovora.

Slika 5.6.12 Opskrba plinom u Bosni i Hercegovini u milijardama m³ (bcm), 2010. – 2015. godine



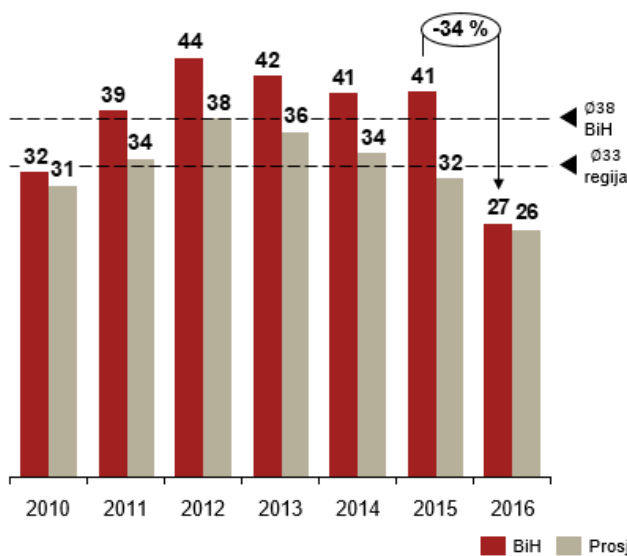
Izvor: Gazprom Export Reports 2010 – 2015

Cijene plina u Bosni i Hercegovini su povijesno bile značajno više u odnosu na cijene za širu regiju. Posljedično, može se reći kako je tržište plina značajno opredijeljeno činjenicom da se isto zasniva na jednom ulazu prirodnog plina na kraju sustava, što podrazumijeva značajno sudionništvo transportnih troškova kroz treće zemlje. Nadalje, u unutarnjem transportu postoji podjela između entitetskih operatora sustava s nejedinstvenim pristupom u određivanju tarifa.

Kako nabavne i prodajne cijene plina uvelike ovise o tarifama koje se primjenjuju kroz treće zemlje, ali i na unutarnjem transportu, potrebna je veća suradnja regulatornih tijela i operatora transportnih sustava te daljnja harmonizacija regulatornog okvira prema Trećem energetskom paketu, a sve u cilju dobivanja tržišno prihvatljivih cijena plina.

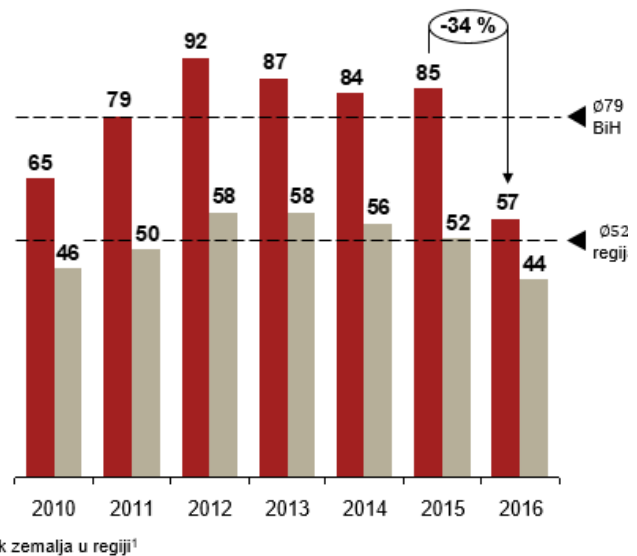
Prema dinamici kretanja cijena plina u Bosni i Hercegovini za industriju (Slika 5.6.13, Slika 5.6.14), vidljivo je kako je u prosjeku cijena bez PDV-a, poreza i ostalih nameta iznosila 38 EUR/MWh, dok je cijena u široj regiji u prosjeku iznosila 33 EUR/MWh. U 2016. je, korekcijom veleprodajnika u Bosni i Hercegovini, došlo do značajnog pada cijena od -34 % u odnosu na 2015., gdje je cijena konvergirala ostatku regije. Sniženje je posljedica promjene burzovne cijene nafte po kojoj se indeksira cijena plina. Međutim, promatrajući cijene korigirane za paritet kupovne moći (engl. PPP – *Purchase Power Parity*), razlika je veća u odnosu na ostatak regije.

Slika 5.6.13 Cijene plina za industriju za Bosnu i Hercegovinu 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 Rumunjska
Izvor: Eurostat

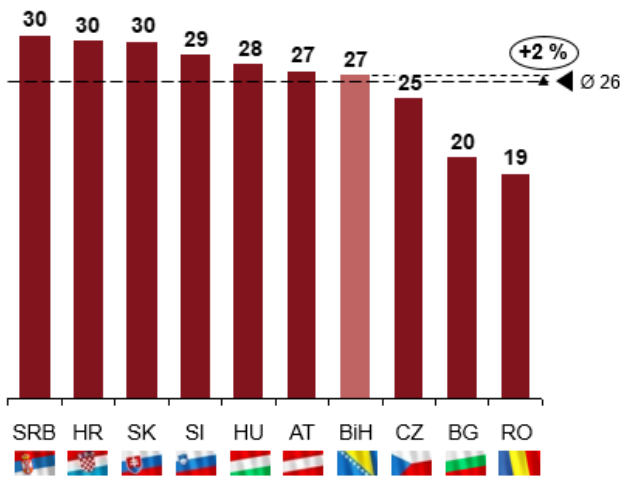
Slika 5.6.14 Cijene plina za industriju za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u PPP/MWh, 2010. – 2016. godine



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 Rumunjska
Izvor: Eurostat

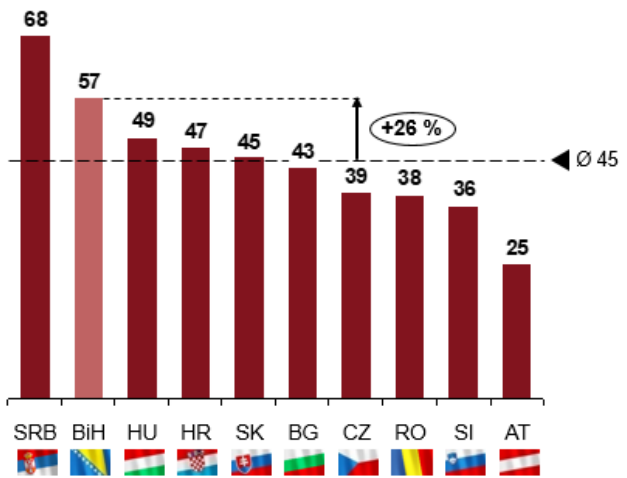
Usporedbom Bosne i Hercegovine i ostalih zemalja u 2016. godini, cijene plina u Bosni i Hercegovini od ~27 EUR/MWh su na sličnim razinama kao i kod ostalih razvijenijih zemalja u regiji poput Austrije, Češke, Mađarske i Slovenije, a čije su cijene u intervalu ~25 – 29 EUR/MWh. Međutim, s obzirom na korekciju za životni standard pojedine zemlje, cijene su veće u odnosu na ostatak regije, izuzevši Srbiju koja ima najveće cijene za industriju (Slika 5.6.15 i Slika 5.6.16).

Slika 5.6.15 Cijene plina za industriju za Bosnu i Hercegovinu 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

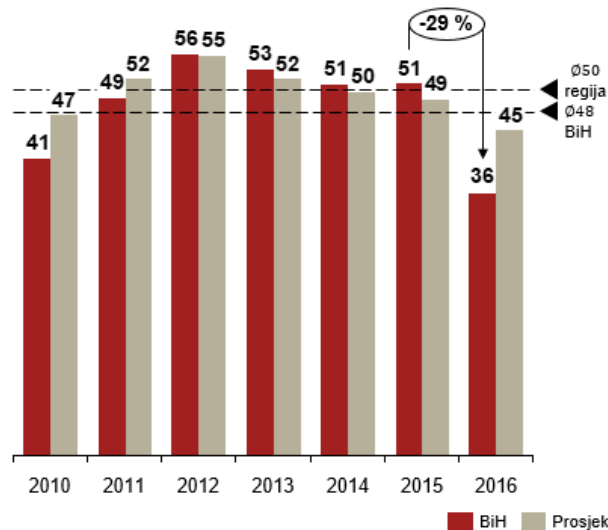
Slika 5.6.16 Cijene plina za industriju za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u PPP/MWh, 2016. godina



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

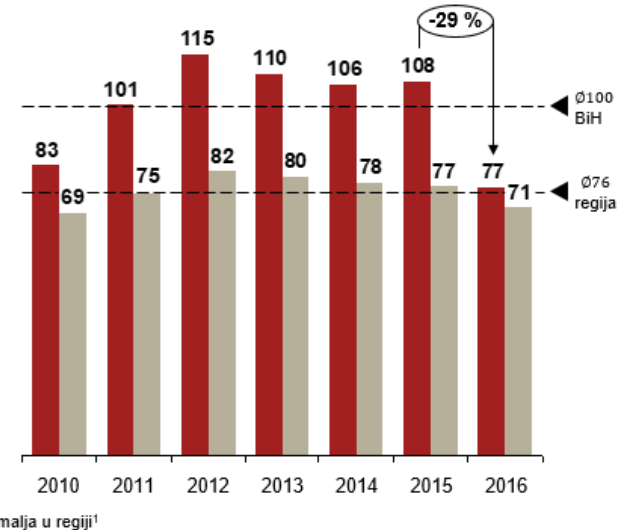
Kao i za industriju, slična dinamika kretanja cijena plina je prisutna i za kućanstva, ali uz manju razliku cijena u odnosu na ostale zemlje. Ukupna cijena plina za kućanstva je u promatranom razdoblju iznosila u prosjeku 48 EUR/MWh za Bosnu i Hercegovinu, dok je prosječna cijena za regiju iznosila 50 EUR/MWh. U 2016. godini je u Bosni i Hercegovini zabilježen značajan pad cijena za kućanstva od -29 % u odnosu na 2015., što je rezultiralo krajnjim cijenama od 36 EUR/MWh, koje su ispod prosjeka regije. Promatrajući cijene korigirane za kupovnu moć tj. životni standard u Bosni i Hercegovini, ostvareni su pozitivni pomaci i konvergiranje prema široj regiji. U 2016. je za Bosnu i Hercegovinu navedena cijena iznosila 77 PPP/MWh, a za zemlje u regiji 71 PPP/MWh u prosjeku (Slika 5.6.17 i Slika 5.6.18).

Slika 5.6.17 Cijena plina za kućanstva u Bosni i Hercegovini i proširenoj regiji, s PDV-om i ostalim nametima u EUR/MWh, 2010. – 2016. godine



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

Slika 5.6.18 Cijena plina za kućanstva u Bosni i Hercegovini i proširenoj regiji, s PDV-om i ostalim nametima u PPP/MWh, 2010. – 2016. godine

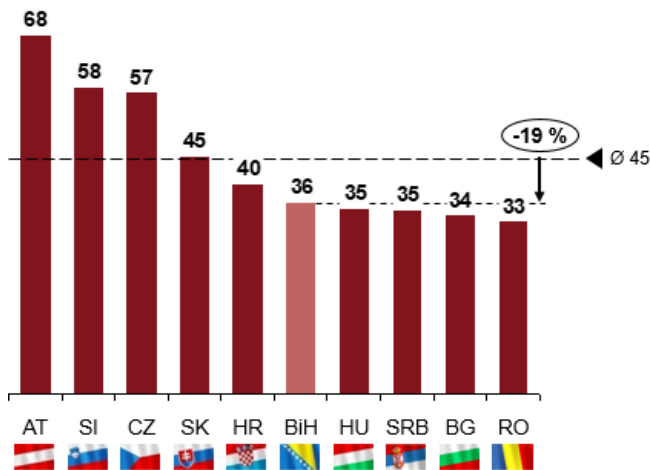


Napomena: Za kućanstva je uzeta kategorija D2: 20 GJ < potrošnja < 200 GJ ,1) Obuhvaćene zemlje u regiji su Hrvatska, Srbija, Slovenija, Mađarska, Austrija, Češka, Slovačka, Bugarska i Rumunjska
Izvor: Eurostat

Na razini pojedinačnih zemalja, Bosna i Hercegovina je u 2016. godini pozicionirana ispod prosjeka regije za -19 %. Zemlje s nižim cijenama plina za kućanstva od Bosne i Hercegovine su Mađarska, Srbija, Bugarska i Rumunjska, 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

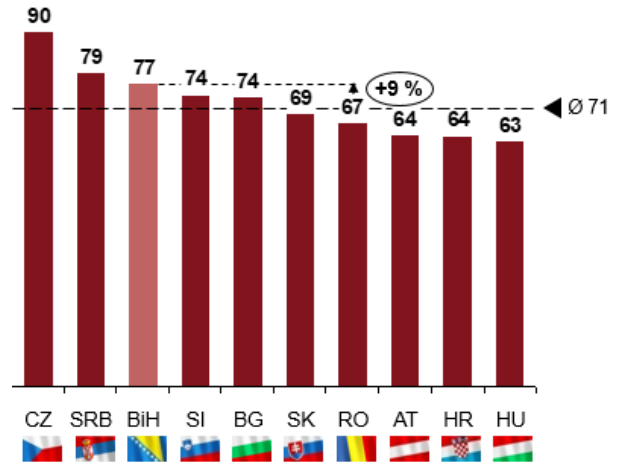
Bosnu i Hercegovinu u odnosu na ranije godine. Zemlje s najnižim cijenama za kućanstva su Mađarska, Hrvatska i Austrija (Slika 5.6.19 i Slika 5.6.20).

Slika 5.6.19 Cijena plina za kućanstva za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, s PDV-om i ostalim nametima u EUR/MWh, 2010–2016. godine



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

Slika 5.6.20 Cijena plina za kućanstva za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, s PDV-om i ostalim nametima u PPP/MWh, 2010. – 2016. godine



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

5.6.3 Razvoj plinovodne infrastrukture u regiji i u Bosni i Hercegovini

Uzimajući u obzir geopolitička zbivanja, postoje mogućnosti da se statusi pojedinih projekata promijene. Sukladno tome iako je Južni tok otkazan 2014., u 2017. godini su obnavljani pregovori o izgradnji plinovoda Južni tok. Također, Jadransko-jonski plinovod (IAP) i LNG terminal za uplinjavanje u Hrvatskoj predstavljaju prekogranične projekte relevantne za Bosnu i Hercegovinu. Puštanje LNG terminala u Hrvatskoj i izgradnju evakuacijskih plinovoda, prema procjenama, može se očekivati u skorijem razdoblju. Nadalje, IAP projekt, kao planirani odvojak Trans-jadranskog plinovoda (TAP), predstavlja vrlo perspektivnu opciju plinifikacije Albanije, Crne Gore, Hrvatske te Bosne i Hercegovine (dominantno Federacije Bosne i Hercegovine). Navedeni prekogranični projekti bi omogućili za Bosnu i Hercegovinu pristup plina iz više pravaca za zadovoljenje buduće potražnje te sigurnosti opskrbe. Razumijevanje opcija za diversifikaciju dobave izvora i pravaca plina, te eventualna provedba takvih projekata, važna je u kontekstu pregovaračke pozicije i postizanja cjenovne konkurentnosti, kako za krajnje korisnike (kućanstva), tako i za industriju kojoj to može imati veliku ulogu u konkurentnosti.

Slika 5.6.21 Potencijalni dobavni prekogranični pravci plina za diversifikaciju portfelja



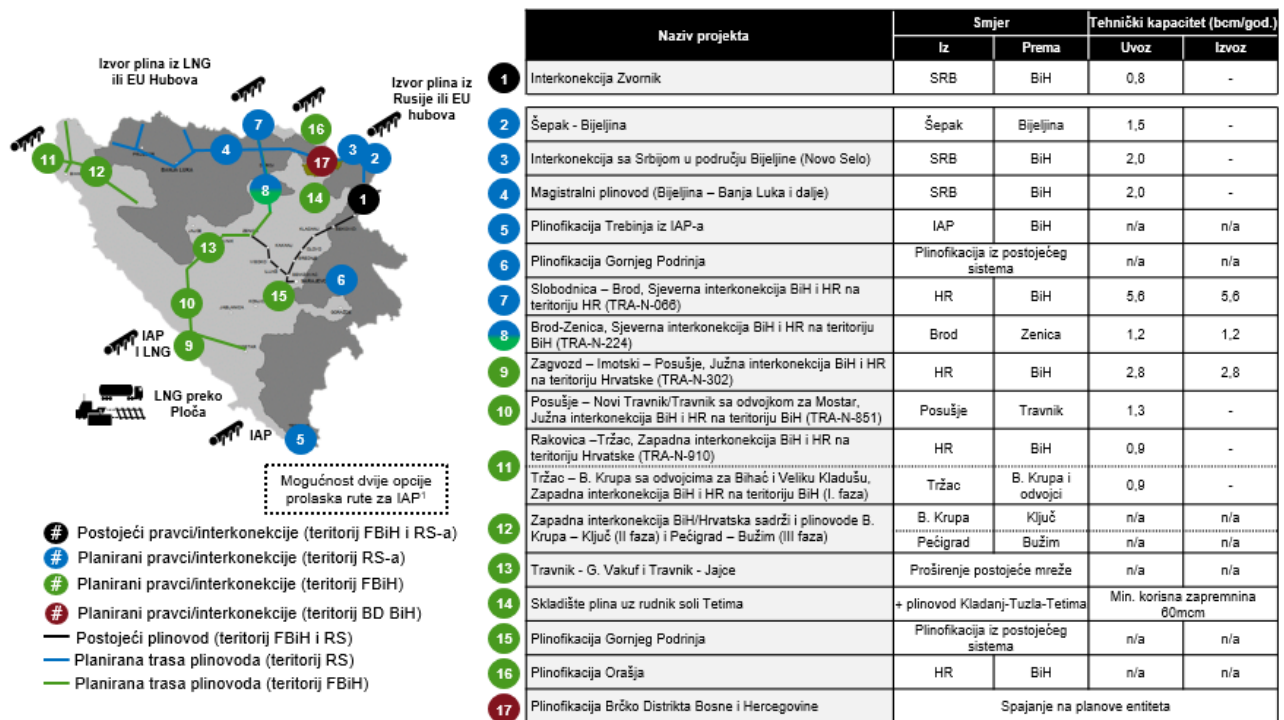
— Postojeći plinovodi
 Planirani projekti/plinovodi u izgradnji
 - - - - - Potencijalni projekti plinovoda
 Plin iz Rusije
 Plin iz LNG-a
 Plin iz kaspijske regije

| Izvor plina | Pravci plinovoda | Tehn. kapacitet (bcm/god.) | Trenutni status | Procjene puštanje u rad |
|------------------|--|----------------------------|--|----------------------------|
| LNG | LNG terminal na otoku Krku i evakuacijski plinovod | 5.6 (HR – BiH) | Inženjerske studije i Open Season u tijeku | 2019. – 2021. |
| | IAP | 2.8 (HR – BiH) | MOU sa Socar ¹ | 2021. |
| Kaspijska regija | TAP | 10 (moguće do 20) | Izgradnja u tijeku | 2020. |
| | TANAP | 16 (moguće do 31) | Izgradnja u tijeku | 2018. |
| | Družba (i nastavak prema BiH) | 14 (UA – HU) | - | ✓ |
| Rusija | Turski tok | 31.5 | Potpisan EPC za 1. dio trase | 2020. – 2025. (procjena) |
| | Južni tok | 60 | Otkazano 2014., obnovljeni pregovori 2017. | U procesu donošenja odluke |

Napomena: 1) 25. 8. 2016 je potpisan Memorandum o razumijevanju (engl. MOU) zajedničke inicijative za IAP između kompanije Socar iz Azerbajdžana, 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 plinovodne mreže u skladu s planiranim prekograničnim projektima koji su relevantni za Bosnu i Hercegovinu i dio JI regije. Cilj Federacije Bosne i Hercegovine je podizanje važnosti prirodnog plina kao energenta u privredi s ciljem ojačavanja integracije tržišta plina i osnaženjem komponente energetske sigurnosti. Strateška vizija sustavnog vertikalnog povezivanja na plinovodni sustav Hrvatske se temelji na paradigmi formiranja plinskog prstena, te dobave plina iz više izvora plina. Time bi se plin mogao osigurati iz LNG-a, kaspijske regije dopremane kroz Jadransko-jonski plinovod ili općenito iz EU plinskih čvorišta (engl. hubova). Za Republiku Srpsku je također cilj podizanje važnosti prirodnog plina u privredi gdje je prvi fokus i nova interkonekcija sa Srbijom u području Bijeljine i izgradnja plinovoda Bijeljina – Banja Luka i dalje. Također, za Republiku Srpsku je prioritetna plinifikacija Bijeljine, te završetak plinske infrastrukture Šepak-Bijeljina. Slijedi plinifikacija Gornjeg Podrinja. Kao najniži fokus za Republiku Srpsku je opcija povezivanja sa sjeverom Hrvatske preko interkonekcije Slobodnica – Brod, te mogućnost plinifikacije grada Trebinje ukoliko bude ekonomske opravdanosti projekta plinifikacije. U nastavku su dani planovi realizacije plinovodnih projekata u skladu sa strateškim vizijama oba entiteta (Slika 5.6.2 i BH-Gas, analiza projektnog tima (Tablica 5.6.1).

Slika 5.6.22 Plinovodi u Bosni i Hercegovini (trenutno stanje i plan)



Napomena: Brojevi planiranih interkonekcija nisu povezani s redoslijedom fokusa izgradnje

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, Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine i Republike Srpske, BH-Gas, analiza Projektnog tima

Tablica 5.6.1 Dinamika i fokus izgradnje plinovodnih projekata u Bosni i Hercegovini

| Razina | Plinovodni projekat | Razdoblje puštanja u rad | | | | Fokus |
|--------|--|--------------------------|----------|----------|----------|-------|
| | | Do 2020. | Do 2025. | Do 2030. | Do 2035. | |
| FBiH | 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.) | | | ✓ | ✓ | ◑ |
| | Dopremanje LNG-a preko luke Ploče putem željeznice ili kamiona | | ✓ | | | ◐ |
| | Plinifikacija Gornjeg Podrinja | | | ✓ | ✓ | ◑ |
| | Proširenje mreže Travnik – Gornji Vakuf i Jajce | | | ✓ | ✓ | ◑ |
| | Plinifikacija Orašja | | | ✓ | ✓ | ◑ |
| | Podzemno skladište plina Tetima s priključnim plinovodom Kladanj – Tuzla – Tetima | | | ✓ | ✓ | ◑ |
| RS | Plinifikacija Bijeljine | ✓ | | | | ● |
| | Interkonekcija sa Srbijom u oblasti Bijeljine (Novo Selo) | | ✓ | ✓ | | ● |
| | Magistralni plinovod (Bijeljina – Banja Luka – dalje) | | ✓ | ✓ | | ● |
| | Plinifikacija Gornjeg Podrinja | | | ✓ | | ◐ |
| | Plinifikacija Trebinja iz IAP-a | | ✓ | ✓ | | ◑ |
| | Povezivanje s Hrvatskom (Gradiška i Brod) | | | ✓ | | ◑ |
| BD BIH | Plinifikacija Brčko distrikta Bosne i Hercegovine | | ✓ | ✓ | ✓ | ◐ |

● Visok ○ Nizak

Napomena: 27. 4. 2017. potpisan je Memorandum o razumijevanju između operatora BH-Gasa i Plinacro za razvoj projekata Južne 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, Radna skupina Republike Srpske, 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 osiguranja sigurnosti opskrbe prirodnim plinom. Južna interkonekcija se nalazi na PMI listi za plin od Energetske zajednice. U terminima operativne realizacije dijela trase, plinovod Zenica – Travnik je trenutno u fazi ishoda uporabe dozvole. Predviđena trasa plinovoda 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 plinovodni sustav Hrvatske, i prolazio teritorijem Republike Srpske prema Federaciji Bosne i Hercegovine je na niskom fokusu za Republiku Srpsku. Važno je naglasiti kako su projekti Sjeverne i Južne interkonekcije planirani kao reverzibilni (ulaz – izlaz) uz očekivano razdoblje puštanja u rad do 2025. godine. Uz Sjevernu i Južnu interkonekciju, za Federaciju Bosne i Hercegovine je također relevantan projekt Zapadne interkonekcije na srednjoj razini fokusa. Projekt 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 plin od Energetske zajednice. Zapadna interkonekcija sadrži i potencijalni daljnji nastavak plinovoda 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 plinovod spoji preko teritorija Republike Srpske s planiranim plinovodom Travnik – Jajce. Realizacija faze II. i faze III. Zapadne interkonekcije je planirana u razdoblju do 2025. ili 2030. godine. S obzirom na razvoj tehnologija u sektoru plina, potrebno je razmotriti opciju transporta plina bez korištenja infrastrukture plinovoda. Konkretno, moguć je prijevoz ukapljenog prirodnog plina (LNG) korištenjem postojeće

željeznice iz Luke Ploče ili korištenjem cestovnog prometa³¹. Navedena opcija se treba sagledati kao mogućnost u slučaju prolongacije izgradnje plinovoda ili kao opcija namirenja dijela potražnje. Međutim, uloga plinovoda 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 sustava, a koji su između ostalog dio razvojnih projekata BH-Gasa. Tu se ubrajaju plinifikacija Gornjeg Podrinja, proširenje mreže Travnik – Gornji Vakuf i Jajce te plinifikacija 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 plina, identificiran je jedini potencijalan lokalitet gradnje skladišta plina kraj rudnika soli Tetima te priključni plinovod Kladanj – Tuzla – Tetima. Skladište plina bi doprinijelo većoj sigurnosti opskrbe zbog velikih skokova potrošnje tijekom zime te zadovoljenja rasta potrošnje u budućem razdoblju.

Kratkoročno gledajući, najveći fokus za Republiku Srpsku je povezivanje distribucijskog sustava grada Bijeljine s transportnim sustavom plina koji je u tijeku (planiran završetak do kraja 2017.), te nastavku plinovoda prema Brčkom i Ugljeviku. Nadalje, u srednjem i dugom roku, projektom nove interkonekcije sa Srbijom bi se povezali gradovi Banja Luka i Brod, uz povezivanje i ostalih područja uz glavnu trasu plinovoda, kao i odvajanje kraka prema Doboju i Zenici. Republika Srpska planira u narednom razdoblju i trase plinovoda za regiju Gornje Podrinje (planirana dužina plinovoda je ~150 km raznih promjera). Kao najniži fokus za Republiku Srpsku je opcija povezivanja s Hrvatskom (gradovi Gradiška i Brod). Za jug Republike Srpske postoji potencijalna opcija plinifikacije grada Trebinja, ukoliko postoji tržišna opravdanost nakon izgradnje projekta IAP, čime bi se plin doveo i na jug. Prilikom planiranja novih plinovodnih pravaca, potrebne su izmjene i dopune Prostornog plana Republike Srpske do 2025. godine.

Plinifikacija Brčkog se također razmatra kao jedna od mogućih strateških opcija Brčko distrikta Bosne i Hercegovine na srednjoj razini fokusa s indikativnim razdobljem realizacije 2025. – 2035. godine. Sami razvoj će uvelike ovisiti, između ostaloga, o tržišnim prilikama tj. kretanju cijena plina. S obzirom na relativno malo područje koje zauzima Brčko, mogućnost plinifikacije Brčkog se treba sustavno promatrati u skladu s entitetskim planovima razvoja plinske mreže. Također, Brčko distrikt Bosne i Hercegovine ostavlja i opciju da bude tranzitni pravac za prolazak plinske mreže prema entitetima u budućnosti.

³¹ 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 prometom prema Federaciji BiH. Navedeni trend razvoja lanca vrijednosti u LNG sektoru (engl. *break-bulking services and small scale LNG*) ima sve značajniju ulogu na Baltiku, te se očekuje snažan razvoj i na Mediteranu.

5.6.4 Regulatorni i institucionalni okvir

5.6.4.1 Nivo Bosne i Hercegovine

Na razini Bosne i Hercegovine legislativa koja regulira sektor plina postoji samo na entitetskim, ali ne i na razini Bosne i Hercegovine. Neophodno je ispuniti propisane zahtjeve iz Trećeg energetskog paketa za normiranje pitanja iz sektora plina na razini Bosne i Hercegovine. Na Ministarskom vijeću Energetske zajednice održanom u listopadu 2016. godine, potpisan je sporazum između MVTEO-a, FMERI-ja, MIER-a, Energetske zajednice i Europske komisije, kojim je dogovoreno donošenje Zakon o regulatoru električne energije i plina, prijenosu i tržištu električne energije u Bosni i Hercegovini i usvajanje harmoniziranih entitetskih zakona kojima se uređuje sektor plina, a u skladu s Trećim energetskim paketom. Energetska zajednica je temeljem ovog Sporazuma suspendirala mjere protiv Bosne i Hercegovine privremeno, do 31. 3. 2017. godine. S obzirom da postignuti Sporazum nije ispoštovan, mjere su automatski ponovno aktivirane.

5.6.4.2 Regulatorna u Federaciji Bosne i Hercegovine

Uredbom o organizaciji i regulaciji sektora plinske privrede u Federaciji Bosne i Hercegovine se uređuje organizacija, pravila i uvjeta za obavljanje energetskih djelatnosti u sektoru prirodnog plina, prava i dužnosti sudionika u sektoru prirodnog plina, razdvajanje djelatnosti operatora sustava, pristup treće strane sustavu za prirodni plin i otvaranje tržišta prirodnog plina. Uredba je određena preuzetim obvezama iz Ugovora o osnivanju Energetske zajednice i EU direktive za plin 2003/55/EC, koja je stavljena izvan snage Direktivom 2009/73/EZ.

Uredbom su definirane energetske djelatnosti u sektoru plina:

- opskrba plinom,
- transport plina,
- distribucija plina,
- skladištenje plina,
- upravljanje postrojenjem za LNG.

Sudionici u sektoru plina su:

- opskrbljivač plinom,
- operator transportnog sustava,
- operator distribucijskog sustava,
- operator sustava skladišta plina,
- operator postrojenja za LNG,
- povlašteni kupac,
- tarifni kupac,
- zaštićeni kupac.

Trenutno ne postoji regulator za plin u Federaciji Bosne i Hercegovine. U prijedlogu Zakona o plinu u Federaciji Bosne i Hercegovine nadležnost za plin bi se trebala dati FERK-u, osim regulacije transporta plina.

U nadležnosti kantona je praćenje odnosa između ponude i potražnje plina na svom području, izradu procjena buduće potrošnje i raspoložive ponude, planiranje izgradnje dodatnih kapaciteta i razvoj distribucijskog sustava 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 plina, izradu procjena buduće potrošnje i raspoložive ponude, planiranje izgradnje i razvoja dodatnih kapaciteta plinskog sustava, te predlaganje i poduzimanje mjera u slučaju proglašenja kriznog stanja.

Operator za plin u Federaciji Bosne i Hercegovine je BH-Gas d.o.o. Sarajevo, koji obavlja djelatnosti transporta plina uz opskrbu i trgovinu.

Operator transportnog sustava, operator distribucijskog sustava, operator sustava skladišta plina i operator postrojenja za LNG dužan je osigurati učinkovit i nediskriminirajući pristup mreži transportnom sustavu, distributivnom sustavu, sustavu skladišta plina i postrojenju za LNG. Uredba propisuje da pristup transportnom sustavu, distribucijskom sustavu, sustavu skladišta plina i postrojenju za LNG definira neovisni regulator energetskih djelatnosti, a sve u smislu reguliranog ili pregovaračkog pristupa. S obzirom da ne postoji regulator za plin 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 sustavu, odnosno metodologiji i tarifnim stavkama, koji se primjenjuju objektivno i jednaki su za sve sudionike na tržištu plina.

Operator transportnog sustava, operator distribucijskog sustava, operator sustava skladišta plina i operator postrojenja za LNG ima pravo odbiti pristup sustavu u slučaju nedostatka kapaciteta, kada bi ga pristup sustavu onemogućio u izvršavanju javne usluge ili kada bi pristup sustavu mogao izazvati ozbiljne financijske i privredne poteškoće. Energetski subjekt za plin koji želi ugovoriti opskrbu plinom, ali mu se zbog tehničkih ili drugih razloga ne može osigurati pravo na

pristup distributivnom ili transportnom sustavu, može izgraditi direktni plinovod. Izgradnji izravnog plinovoda može se pristupiti samo na osnovi odobrenja FMERI-ja.

Opskrba plinom 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, opskrbljivaču plinom tarifnih kupaca koji obavljaju javnu uslugu u Federaciji Bosne i Hercegovine, svojom Odlukom regulira cijenu za opskrbu plinom. Za ostale tarifne kupce, BH-Gas regulira cijenu uz obvezu da o svakoj promjeni cijene u pisanoj formi obavijesti FMERI. Reguliranje cijene prirodnog plina zasniva se na osnovi cijene nafte i naftnih derivata na svjetskom tržištu kao polazne osnove za kalkulaciju, definiranih razdoblja isporuke, odnosa planiranih količina i realiziranih količina plina, sezonske ili dnevne dinamike isporuke tarifnim kupcima, odnosa ugovorene i isporučene kvalitete plina kao i ostalih kalkulativnih elemenata cijene isporučenog plina. Cijena plina za industrijske potrošače određuje se ugovorom s potrošačem. Zbog reguliranja cijena na ovaj način dolazi do unakrsnog subvencioniranja različitih kategorija potrošača.

Operator transportnog sustava koji pripada vertikalno integriranom energetskom subjektu, mora biti neovisan od drugih aktivnosti koje nisu povezane s transportom, u smislu pravnog statusa, organizacije i odlučivanja, što ne stvara obvezu da se razdvaja vlasništvo nad imovinom transportne mreže od vertikalno integriranog privrednog društva. Djelatnost operatora distributivnog sustava koji je dio horizontalno integriranog subjekta, mora biti organizirana u samostalnom pravnom subjektu i neovisno od djelatnosti izvan sektora plina. Iznimno, djelatnost operatora transportnog sustava, operatora distribucijskog sustava, operatora sustava skladišta plina i operatora postrojenja za LNG može biti organizirana zajedno, u okviru djelatnosti mješovitog operatora, ali koja je neovisna u pogledu svog pravnog statusa, organizacije i odlučivanja od djelatnosti opskrbe plinom, što ne stvara obvezu da se razdvaja vlasništvo nad imovinom transportne mreže od vertikalno integriranog privrednog društva. Mješoviti operator, koji je dio vertikalno integriranog energetskog subjekta, mora svoje djelatnosti organizirati u samostalnom pravnom licu neovisno od proizvodnje i opskrbe plinom.

5.6.4.3 Regulativa u Republici Srpskoj

Zakonom o plinu uređuje se način organiziranja, regulacija i funkcioniranje prirodnog plina, uvjeti za uredno, kvalitetno i sigurno opskrbljivanje kupaca prirodnim plinom, način obavljanja djelatnosti proizvodnje, transporta, distribucije, opskrbe i skladištenja prirodnog plina i trgovina na teritoriju Republike Srpske. Sve navedene djelatnosti osim trgovine prirodnim plinom smatraju se reguliranim djelatnostima od općeg interesa. U proceduri je novi Zakon o plinu.

RERS ima sljedeće regulatorne nadležnosti u sektoru plina:

1. utvrđivanje metodologije za obračunavanje troškova proizvodnje, transporta, distribucije, skladištenja i opskrbe prirodnim plinom;
2. utvrđivanje metodologije za obračunavanje troškova priključenja na mrežu;
3. donošenje tarifnog sustava za obračunavanje cijena za korištenje sustava za proizvodnju, transport, distribuciju, skladištenje prirodnog plina i tarifni sustav za obračun cijena prirodnog plina za opskrbu tarifnih kupaca;
4. utvrđivanje kriterija i propisivanje uvjeta za dobivanje, izmjenu i oduzimanje dozvola za obavljanje djelatnosti, kao i rješavanje, u postupku za dobivanja, izmjena i oduzimanja dozvola za obavljanje djelatnosti u sektoru prirodnog plina;
5. rješavanje po žalbi na rješenja operatora transportnog i distributivnog sustava u postupcima davanja odobrenja za korištenje mreže i odobrenja za priključenje na mrežu;
6. utvrđivanje minimalne godišnje potrošnje prirodnog plina kojom se stiče status kvalificiranog kupca i utvrđuje status i vođenje registra kvalificiranih kupaca prirodnog plina;
7. Davanje suglasnosti na pravila rada operatora sustava i na opće uvjete opskrbe prirodnim plinom;
8. Davanje suglasnosti energetskim subjektima na cijene usluga i cijene opskrbe prirodnim plinom.

Operator transportnog sustava u Republici Srpskoj je Gas Promet. U slučaju kada je transport plina djelatnost integriranog energetskog subjekta, operator transportnog sustava dužan je računovodstveno razdvojiti djelatnosti transporta plina od ostalih djelatnosti i ne smije ostvarivati međusobno subvencioniranje djelatnosti koje se obavlja u okviru ovakvog energetskog subjekta. Ista pravila se primjenjuju i kod djelatnosti skladištenja i distribucije plina.

Cijene plina su regulirane samo za javnu opskrbu za kategoriju domaćinstva. Cijene se određuju na osnovi tržišne cijene prirodnog plina, te zadovoljavaju sve kriterije u pogledu regulacije.

Operator transportnog, distributivnog sustava i skladišta dužan je omogućiti pristup treće strane svakom licu koje zahtijeva pristup sustavu, bez diskriminacije, u skladu s tehničkim mogućnostima i u ovisnosti od stupnja opterećenosti transportne ili distributivne mreže ili skladišta. Cijene pristupa i korištenja sustava su regulirane i javne. Cijene utvrđuje operator transportnog, odnosno distributivnog sustava ili skladišta na osnovi metodologije i tarifnog sustava na koje daje suglasnost RERS.

Novi objekti u sklopu plinske infrastrukture mogu se graditi u skladu sa Zakonom o koncesijama i Zakonom o uređenju prostora i građenja. Na zahtjev ulagača, RERS može ovakvu infrastrukturu izuzeti iz pravila o reguliranom pristupu treće strane i reguliranim cijenama za pristup i korištenje ove infrastrukture, uz ispunjavanje propisanih uvjeta i o tome obavješćuje Ministarstvo nadležno za područje energetike.

Kvalificirani kupci kupuju plin na slobodnom tržištu. Prema Zakonu o plinu, tržište plina je otvoreno od 1. 1. 2015. godine.

5.6.5 Strateške smjernice

U nastavku je dan sažetak strateških smjernica, koje su razrađene sukladno trenutačnom stanju u području plina na razini Bosne i Hercegovine i entiteta. Potrebna je daljnja provedba zakonodavno-pravnog okvira sukladno praksama EU-a na razini Federacije Bosne i Hercegovine i Republike Srpske, ali i Bosne i Hercegovine (uz međusobnu suradnju s entitetima). Dodatno, potrebni su novi pravci plinovoda uz daljnju integraciju transportnih sustava i plinifikaciju entiteta i potencijalno Brčko distrikta Bosne i Hercegovine, kako bi se povećala važnost prirodnog plina kao energenta u gospodarstvu.

Tablica 5.6.2 Sažetak strateških smjernica na razini entiteta i Bosne i Hercegovine u području plina

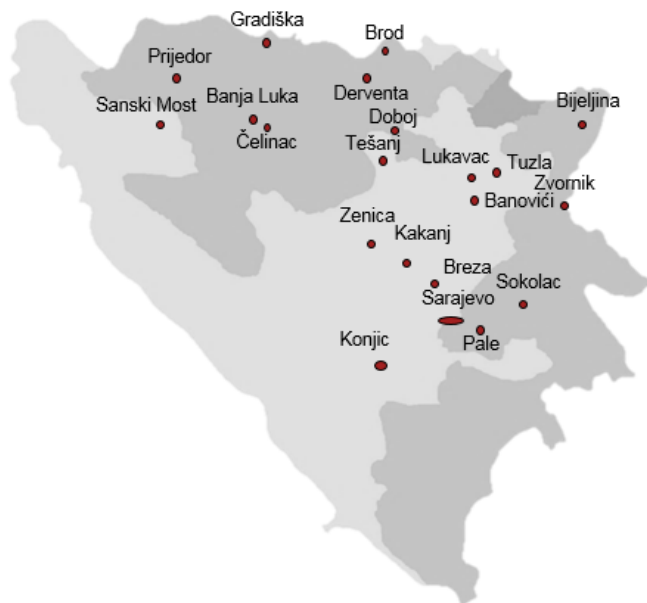
| | Strateški prioritet | Strateška smjernica |
|------------|---|--|
| Tržište | Izgradnja nove infrastrukture u kontekstu sigurnosti opskrbe i diversifikacije izvora te pravaca | <p>Potrebna je izgradnja novih dobavnih plinovoda s obzirom na to da se uvoz prirodnog plina u Bosni i Hercegovini odvija iz jednog transportnog pravca na relativno malo tržište.</p> <p>Prioritet izgradnje plinovoda za Federaciju Bosne i Hercegovine obuhvaća Južnu interkonekciju kao najvažniju, te Sjevernu i Zapadnu interkonekciju isto na visokom fokusu razvoja. Dodatno, potrebno je u budućnosti razmotriti i nove tehnologije razvoja kao što je mogućnost dopremanja plina u ukapljenom stanju putem željeznice i/ili cestovnog prometa.</p> <p>Prioritet izgradnje plinovoda za Republiku Srpsku je interkonekcija s Republikom Srbijom, pa zatim potencijalno s Hrvatskom u niskom fokusu.</p> <p>Za Brčko distrikt Bosne i Hercegovine je u budućnosti također potrebno sagledati opciju plinifikacije.</p> <p>Navedenim projektima se postiže diversifikacija izvora, ali i pravaca plina radi osiguranja sigurnosti opskrbe i povećanja važnosti prirodnog plina kao energenta za kućanstva i industriju. Također je potrebno osigurati neprekidan kapacitet za OTS u skladu s Trećim energetske paketom.</p> |
| | Modernizacija i odgovarajuće održavanje postojeće infrastrukture u kontekstu sigurnosti opskrbe, energetske učinkovitosti i daljnje plinifikacije | <p>Postojeći plinovod, izgrađen 1979. godine, karakterizira zastarjelost te velika opterećenost tijekom zimskih razdoblja kada je potrošnja plina najveća. Stoga je u budućem razdoblju potrebno aktivno upravljati imovinom (infrastrukturom) kroz provođenje potrebnih modernizacija, rekonstrukcija, izgradnji te održavanja, u skladu s potrebama sustava. Navedene metode, sukladno Direktivi 2012/27/EU, trebaju imati za cilj i kontinuirano povećanje energetske učinkovitosti.</p> |
| | Upravljanje cjenovnom konkurentnosti plina i nastavak konvergencije prema cijenama u regiji | <p>Cijena plina je u zadnjem razdoblju ostvarila pozitivan trend pada te konvergirala prema cijenama s regionalnih tržišta. Iako je udio plina u ukupnoj potrošnji relativno nizak, zbog osjetljive ekonomske situacije, potrebno je nastaviti aktivno upravljati cijenama plina kroz podizanje konkurencije, unaprjeđenje učinkovitosti tržišnih subjekata, razmatranje opcija diversifikacije te izgradnju kompetencija trgovanja na burzama s većim fokusom na kratkoročne ugovore i spot tržišta. Potrebno je osigurati istovjetne cjenovne uvjete za opskrbljivače u oba entiteta (i Brčko distriktu Bosne i Hercegovine).</p> |
| Regulativa | Normiranje osnovnih pitanja iz sektora plina na razini Bosne i Hercegovine, u skladu sa zahtjevima iz Trećeg energetske paketa | <p>Sektor plina je reguliran na razini entiteta. U proceduri je novi prednacrt Zakona o regulatoru električne energije i plina, prijenosu i tržištu električne energije u Bosni i Hercegovini, koji u svom tekstu predviđa reguliranje dijela plinskog sektora na razini Bosne i Hercegovine.</p> |
| | Dodjeljivanje regulatornih ovlaštenja za sektor plina DERK-u | <p>Trenutno ne postoji regulator za plin na razini Bosne i Hercegovine. Predlaže se davanje određenih regulatornih nadležnosti za plin DERK-u po usvajanju navedenog Zakona. Predlaže se da se pitanje koordinacije regulatornih aktivnosti obavlja na razini Bosne i Hercegovine u okviru budućih nadležnosti DERK-a, nakon usuglašavanja ovog pitanja od strane nadležnih entitetskih institucija i nadležnog ministarstva na razini Bosne i Hercegovine.</p> |

| | |
|---|--|
| <p>Rješavanje pitanja ratnog duga za plin prema Ruskoj Federaciji</p> | <p>Ukupan dug za isporučeni prirodni plin Bosne i Hercegovine za razdoblje 1991. – 1995. godine iznosi 104,8 mil. USD. Trenutno, ratni dug je djelomično isplaćen od 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 1000 m³ plina, potrebno je cca. 100 godina do isplate). Shodno navedenome, potrebno je rješavanje pitanja međusobnih dugova za plin s Ruskom Federacijom na razini Bosne i Hercegovine.</p> |
| <p>Razdvajanje djelatnosti transporta i distribucije od opskrbe sukladno EU praksama</p> | <p>U Federaciji Bosne i Hercegovine, operator za plin BH-Gas obavlja djelatnosti transporta plina uz opskrbu i trgovinu, te je potrebno izvršiti razdvajanje ovih djelatnosti sukladno jednim od predviđenih modela za razdvajanje operatora plina (ISO, ITO ili vlasničko razdvajanje). Nadalje, potrebno je razdvajanje djelatnosti distribucije od opskrbe (te nadzor od regulatornog tijela) u skladu s odredbama Trećeg energetskeg paketa u oba entiteta zbog daljnje liberalizacije tržišta i poticanja konkurencije.</p> |
| <p>Nastavak otvaranja tržišta plina</p> | <p>U Bosni i Hercegovini nije zaokružen zakonski okvir koji regulira sektor prirodnog plina usklađen s Trećim energetskeg paketa, a time i stupanj liberalizacije i organizacije tržišta u Bosni i Hercegovini nije u potpunosti ujednačen. Na Ministarskom vijeću Energetske zajednice održanom u listopadu 2016. godine, potpisan je sporazum između tri nadležna ministarstva, Energetske zajednice i Europske komisije, kojim je dogovoreno donošenje Zakona o regulatoru električne energije i plina, prijenosu i tržištu električne energije u Bosni i Hercegovini i usvajanje harmoniziranih entitetskih zakona kojima se uređuje sektor plina, a u skladu s Trećim energetskeg paketa, što bi dovelo do ujednačavanja normativnog okvira za uspostavu organiziranog tržišta prirodnog plina u Bosni i Hercegovini. Zbog navedenog, tržište prirodnog plina u Bosni i Hercegovini je segmentirano i aktivnosti se odvijaju na razini entiteta u skladu s entitetskim propisima.</p> <p>Opskrba plinom i cijene nisu liberalizirane za sve korisnike u Federaciji Bosne i Hercegovine – veleprodajna cijena prirodnog plina za distributivna poduzeća se donosi na osnovi Odluke Vlade Federacije Bosne i Hercegovine, dok se cijena za industrijske potrošače određuje shodno Ugovoru s potrošačem i promjenama cijene prirodnog plina kod isporučioaca.</p> <p>Pravno i regulatorno, tržište plina je otvoreno (vleprodaja i opskrba) u Republici Srpskoj od 1. 1. 2015. godine, prema važećem Zakonu o plinu, ali će nastavak aktivnosti biti dalje proveden i provedbom odredbi novog Zakona o plinu.</p> <p>Sukladno navedenome, potrebno je što prije donijeti harmonizirano zakonodavstvo u Bosni i Hercegovini s Trećim energetskeg paketa u skladu sa Sporazumom iz listopada 2016. godine.</p> |

5.7 Toplinarstvo

Javna usluga daljinskog grijanja u Bosni i Hercegovini dostupna je isključivo u urbanim područjima, ili ponekad samo u određenim dijelovima urbanih sredina (Slika 5.7.1). Za toplinske sustave u Republici Srpskoj, karakteristično je da se uglavnom opskrbljuju toplinskom energijom iz toplana koje su organizirane kao javna poduzeća, dok se u Federaciji Bosne i Hercegovine većim dijelom opskrbljuju toplinskom energijom iz obližnjih termoelektrana ili industrijskih kapaciteta. U nastavku će se staviti fokus na sustave u većim gradovima, te će biti navedene strateške opcije za sustave u manjim sredinama, uz osvrt na unaprjeđenje sustava individualnih grijanja kućanstava.

Slika 5.7.1 Lokacija toplifikacijskih sustava u Bosni i Hercegovini

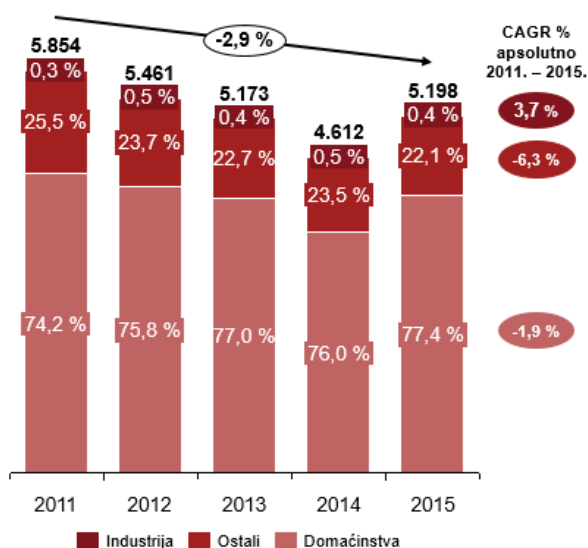


Izvor: ESSBiH Modul 9 Daljinsko grijanje 2008, analiza Projektnog tima

5.7.1 Potrošnja i proizvodnja toplinske energije

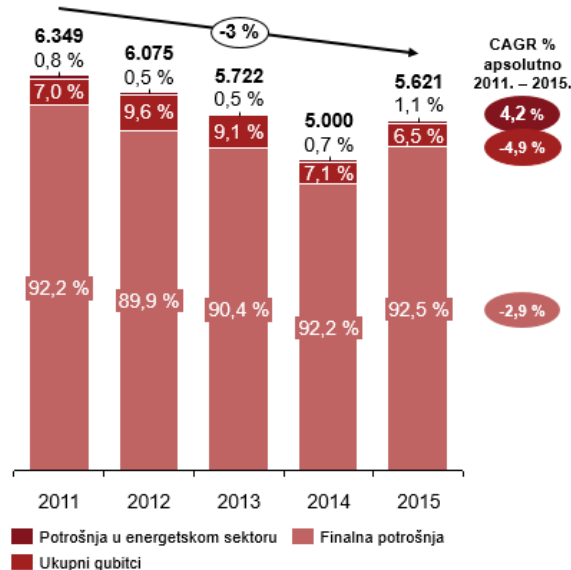
Toplinska energija u Bosni i Hercegovini uglavnom se koristi u kućanstvima, koja sačinjavaju oko 77 % finalne potrošnje toplinske energije u 2015. godini (Slika 5.7.2). Toplinska energija se isključivo isporučuje za grijanje prostora i nema opskrbe potrošnom toplom vodom. Trend smanjenja potrošnje toplinske energije predvođen je smanjenjem potrošnje u kućanstvima, do kojeg prvenstveno dolazi zbog visokih cijena grijanja, nesigurnosti opskrbe i zastarjelih instalacija. Iz tih razloga, sve više kućanstva prelazi na druge izvore grijanja. U Bosni i Hercegovini, postrojenja za proizvodnju toplinske energije su 25 ili više godina stara te će uskoro dostići predviđeni radni vijek. Prema bilanci toplinske energije za 2015. godinu gubici u distribuciji iznose 6,5 % (od ukupne proizvedene toplinske energije). Zbog starosti, kod pojedinih sustava postoji problem niske učinkovitosti, gdje gubici toplinske energije dosežu čak 60 %. U posljednjih 20 godina modernizacija sustava 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 toplinskih poduzeća su otežana.

Slika 5.7.2 Trend finalne potrošnje toplinske energije u Bosni i Hercegovini u TJ, 2011. – 2015. godine



Izvor: Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine – Statistika energije – električna i toplinska energija 2011. – 2015., analiza Projektnog tima

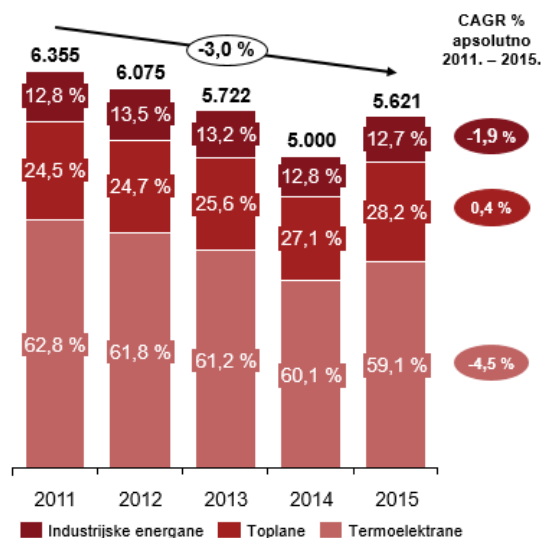
Slika 5.7.3 Trend strukture ukupne potrošnje toplinske energije u Bosni i Hercegovini u TJ, 2011. – 2015. godine



Izvor: Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine – Statistika energije – električna i toplinska energija 2011. – 2015., analiza Projektnog tima

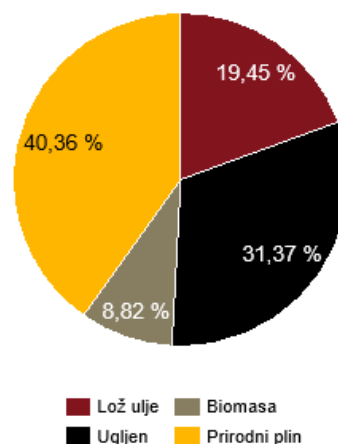
U Bosni i Hercegovini toplinska energija se najvećim dijelom proizvodi u toplanama, oko 59 %, a ostatak u industrijskim energanama i termoelektanama (Slika 5.7.4). U Republici Srpskoj, veći dio toplinske energije se opskrbljuje iz toplan, dok se u Federaciji Bosne i Hercegovine veći dio sustava oslanja na lokalna termoenergetska postrojenja, što je posljedica predratnog industrijskog razvoja potaknutog bogatim nalazištima mrkog ugljena i lignita. U energetskom proizvodnom miks u toplinske energije najzastupljeniji je prirodni plin s 40,4 % udjela, no plin se koristi samo u toplinskim sustavima u Sarajevu i Zvorniku. Međutim, prema planiranim projektima plinifikacije gradova novim dobavnim pravcima i proširenjem postojeće plinovodne mreže može se očekivati povećana uporaba plina u toplinarstvu u budućnosti. U ostalim toplinskim sustavima dominantnu ulogu imaju ugljen i lož ulje. Veliko povećanje potrošnje biomase u posljednjim godinama zabilježeno je u Bosni i Hercegovini kao posljedica puštanja u pogon nove toplane u Prijedoru. Trenutno, biomasa zauzima udio od oko 9 % ukupnog proizvodnog miksa u toplinarstvu, ali u budućnosti se očekuje povećanje udjela zbog globalnog trenda prelaska na obnovljive izvore energije i smanjenja udjela fosilnih goriva u energetskom miks (Slika 5.7.5).

Slika 5.7.4 Proizvodnja toplinske energije u Bosni i Hercegovini u TJ, 2011. – 2015. godine



Izvor: Agencija za statistiku Bosne i Hercegovine – Statistika energije – električna i toplinska energija 2011. – 2015., analiza Projektnog tima

Slika 5.7.5 Proizvodnja toplinske energije po energentu u Bosni i Hercegovini u %, 2015. godina



Izvor: Statistički ljetopis FBiH 2016, Bilans toplotne energije RS 2015., analiza Projektnog tima

5.7.2 Toplinarska poduzeća u Bosni i Hercegovini

Toplinarska poduzeća su u javnom vlasništvu i nalaze se u većim urbanim sredinama (Tablica 5.7.1). Ratna zbivanja su ostavila veliku štetu na mnogim toplinskim sustavima, primarno zbog prouzročenih dugova koji su uz oštećenja i starost instalacija glavni razlozi teškog oporavka toplinskih poduzeća. U Bosni i Hercegovini ne postoje sustavi daljinskog hlađenja, te njihova instalacija i primjena, za sada, nije izvjesna.

Tablica 5.7.1 Pregled glavnih toplinskih poduzeća u Bosni i Hercegovini

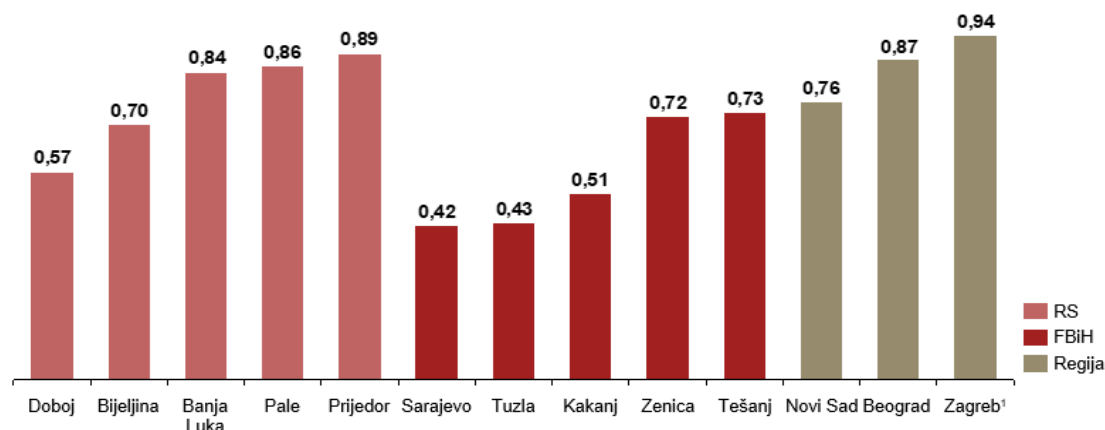
| | Naziv poduzeća | Grad | Vlasništvo | | Glavni energent |
|--------------------------------|-------------------------------------|------------|----------------|-------------------|--------------------------------|
| | | | Većinski javno | Većinski privatno | |
| RS | Toplana Ad Banja Luka | Banja Luka | ✓ | ✗ | Mazut, biomasa |
| | „Gradska Toplana“ ODJP | Doboj | ✓ | ✗ | Ugljen (lignit) |
| | JP „Gradska Toplana“ | Pale | ✓ | ✗ | Biomasa (70 %), ugljen (30 %) |
| | „Centralna Toplana“ | Prijedor | ✓ | ✗ | Mazut, biomasa |
| | JODP „Toplane-INS“ Istočno Sarajevo | Sarajevo | ✓ | ✗ | Mazut |
| | JP „Gradska toplana“ Brod | Brod | ✓ | ✗ | LUT-Mazut |
| | „IEE“ PJ „Toplana“ | Gradiška | ✓ | ✗ | Biomasa |
| | JP „Nova toplana“ | Sokolac | ✓ | ✗ | Biomasa |
| | JP „Gradsko grijanje“ | Čelinac | ✓ | ✗ | Ugljen |
| | JP „Gradska toplana“ | Bijeljina | ✓ | ✗ | Ugljen |
| | „Zvornik – stan“ a.d. | Zvornik | ✓ | ✗ | Prirodni plin |
| | FBiH | JP „Rad“ | Lukavac | ✓ | ✗ |
| „Centralno Grijanje“ D.D. | | Tuzla | ✓ | ✗ | Ugljen |
| JP „Grijanje“ | | Kakanj | ✓ | ✗ | Ugljen |
| JP „Grijanje“ | | Zenica | ✓ | ✗ | Ugljen (85 %), pr. plin (15 %) |
| KJKP „Toplane Sarajevo“ D.O.O. | | Sarajevo | ✓ | ✗ | Prirodni plin |
| JP „Toplana“ D.D. | | Tešanj | ✓ | ✗ | Ugljen |

Izvor: web-stranice poduzeća, ESSBiH Modul 9 Daljinsko grijanje 2008

Cijene daljinskog grijanja za fizičke osobe u Bosni i Hercegovini su u rangu s cijenama ili niže od cijena u gradovima u regiji (Slika 5.7.6), te je najzastupljeniji način plaćanja paušalno prema površini prostora. Cijene se uglavnom utvrđuju na lokalnoj razini i ne temelje se na stvarnoj cijeni proizvodnje i isporuke toplinske energije, zbog čega većina toplinskih poduzeća prima poticaje od lokalnih vlasti. Osnovni razlozi lošeg poslovanja toplinarskih subjekata, unatoč prihvatljivoj cijeni grijanja su:

- starost i niska učinkovitost proizvodnih kapaciteta,
- starost i veliki gubitci u toplinskim mrežama,
- poteškoće u mjerenju, obračunu i naplati isporučene toplinske energije kod pojedinih subjekata,
- visoke cijene energenata (ugljena, mazuta i prirodnog plina),
- težak ekonomski položaj poduzeća zbog kojega obnova infrastrukture nije moguća.

Slika 5.7.6 Prosječna mjesečna cijena grijanja za kućanstva u EUR/m², 2016. godina



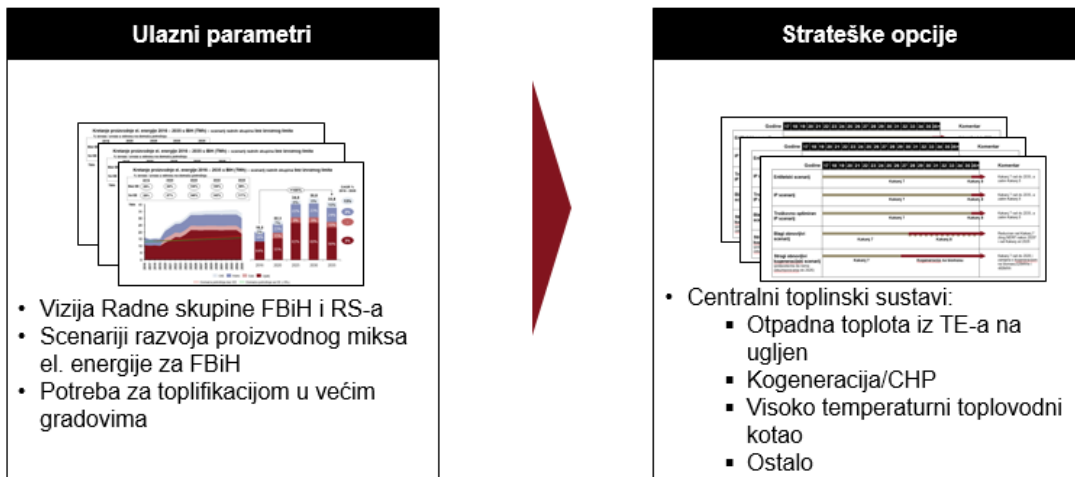
Napomena: 1) Izračunato prema prosječnom računu za grijanje stana od 50 m², 2) Sve cijene su svedene na ekvivalentnu cijenu za 12 mjeseci fakturiranja s uključenim PDV-om

Izvori: btoplana.com, toplanapd.com, toplane-sa.co.ba, grijanjezenica.ba, zvanične informacije dobivene putem telefonskog intervjua (podatci za 2016. godinu), analiza Projektnog tima

5.7.3 Opcije razvoja sustava daljinskog grijanja

Okviri strateških opcija za toplinarstvo su razrađeni u skladu s vizijama radnih skupina Republike Srpske i Federacije Bosne i Hercegovine, scenarijima razvoja proizvodnog miksa i potreba u budućnosti (Slika 5.7.7). Strateške opcije za realizaciju razvoja daljinskog grijanja uzimaju u obzir korištenje otpadne toplinske energije iz termoelektrana na ugljen, kogeneraciju toplinske i električne energije, korištenje toplovodnih kotlova i ostale metode i tehnologije koje bi poboljšale uslugu, energetska učinkovitost, poslovanje i druge faktore ključne za razvoj toplinarstva. U kontekstu razvoja sustava daljinskog grijanja u EU-a, danas je tržišni udio sustava daljinskog grijanja 12 %. Cilj je na razini 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



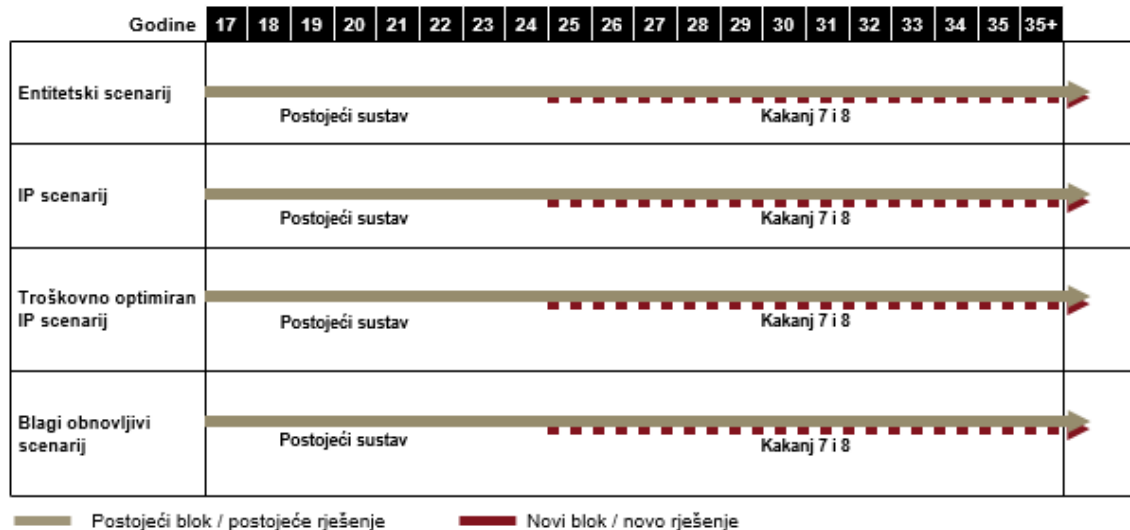
Izvor: analiza Projektnog tima

5.7.3.1 Sarajevo

Trenutni sustav za toplifikaciju u Sarajevu sačinjavaju 3 velika toplovodna kotla na plin i veliki broj malih sustava na plin. Takav sustav je najmoderniji u Bosni i Hercegovini, ali potrebno ga je kontinuirano održavati i prilagoditi planovima razvoja. U Sarajevu nije uvedena usluga opskrbe sanitarnom toplom vodom.

Prema svim scenarijima podrazumijeva se korištenje postojećeg sustava i nakon 2035. godine, jer je sustav u Sarajevu u posljednjih 20 godina obnovljen i u dobrom stanju. Osim korištenja plina, kao dodatna moguća opcija je povezivanje Sarajeva i TE Kakanj toploviđom, koja se može primijeniti od 2024. godine, u skladu s izgradnjom TE Kakanj 8. U međuvremenu, potrebno je provesti prilagodbu postojećeg sustava novom i izgraditi magistralni toploviđ iz Kakanja do Sarajeva. Prema tome, kao dodatan izvor grijanja za grad Sarajevo se predviđa novi blok 8 u TE Kakanj, dok bi blok 7 ostao kao rezerva. Predlaže se izgradnja fleksibilnog sustava pomoću modula za iskorištenje otpadne topline primjenom toplinskih pumpi. Time se iskorištava otpadna toplina bloka 8 i bloka 7, čime se razdvaja proizvodnja toplinske i električne energije što čini sustav učinkovitijim i fleksibilnijim.

Slika 5.7.8 Sarajevo – korištenje otpadne toplinske energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju



Izvor: EP BiH, analiza Projektnog tima, analiza Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine

5.7.3.2 Tuzla

Trenutno se grad Tuzla grije na blokove 3 i 4 TE Tuzla. Toplinska energija se dobiva oduzimanjem pare iz parne turbine čime se smanjuje proizvodnja električne energije iz te turbine i čini sustav manje učinkovitim. Korištenje otpadne topline ili topline iz ispušnih plinova se ne koristi.

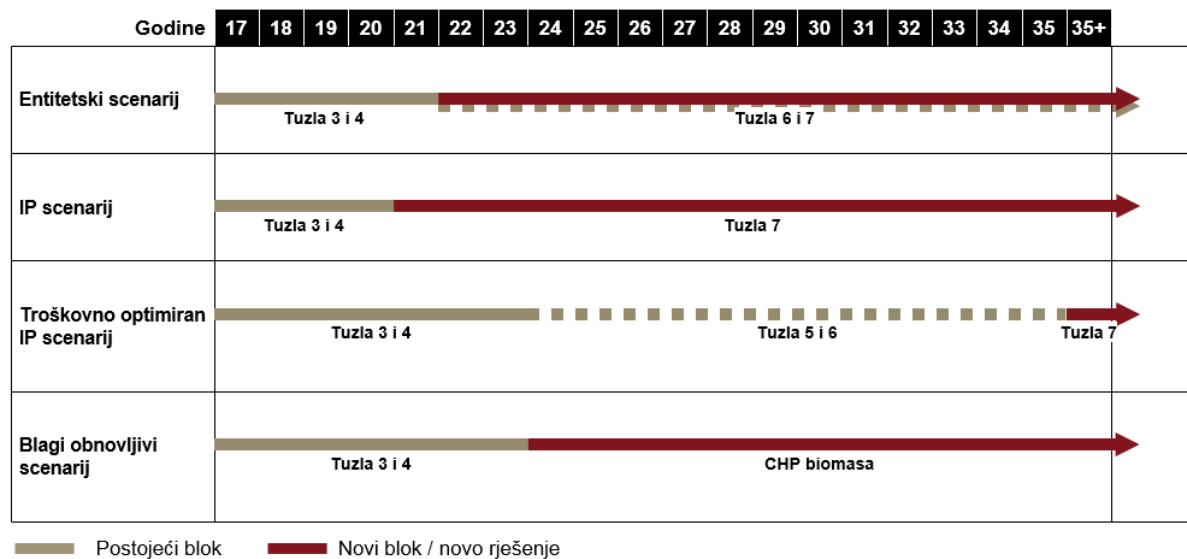
Prema entitetskom scenariju dekomisija bloka 3 će se izvršiti do 2021. godine, a bloka 4 do 2022. godine. Izgradnja novog bloka 7 se očekuje do 2021. godine i preuzet će proizvodnju toplinske energije nakon dekomisije blokova 3 i 4. U planu je priključenje naselja Živinice i Lukavac na toplifikacijski sustav i ulaganje u povećanje učinkovitosti postojeće distributivne mreže u Tuzli. Na taj način će grijanje Tuzle, Lukavca i Živinica od 2022. godine biti osigurano iz novog bloka 7, pri čemu će blok 6 ostati kao rezerva. Navedeni blok 7, kao energent će koristiti ugljen.

Prema Indikativnom planu (IP), dekomisija postojećih blokova 3 i 4, kojima se trenutno opskrbljuju potrošači toplinskom energijom, izvršiti će se do 2024. godine. Međutim, izgradnja novog bloka 7 će biti izvršena do 2020. godine i preuzet će generaciju toplinske 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 tome slučaju, kako ne bi došlo do prekida opskrbljivanja potrošača toplinskom energijom, potrebno je izgraditi odvojeni modul toplinskih pumpi koje će koristiti otpadnu toplinu iz blokova 5 i 6. Ovako postavljenim sustavom odvaja se proizvodnja električne i toplinske energije, čime se povećava učinkovitost i fleksibilnost sustava. 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 opskrbljivati potrošače toplinskom 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 toplinske 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 opskrbu 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 sustava za opskrbu sanitarnom toplom vodom.

Slika 5.7.9 Tuzla – korištenje otpadne toplinske energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju



Izvor: EP BiH, analiza Projektnog tima, analiza Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine

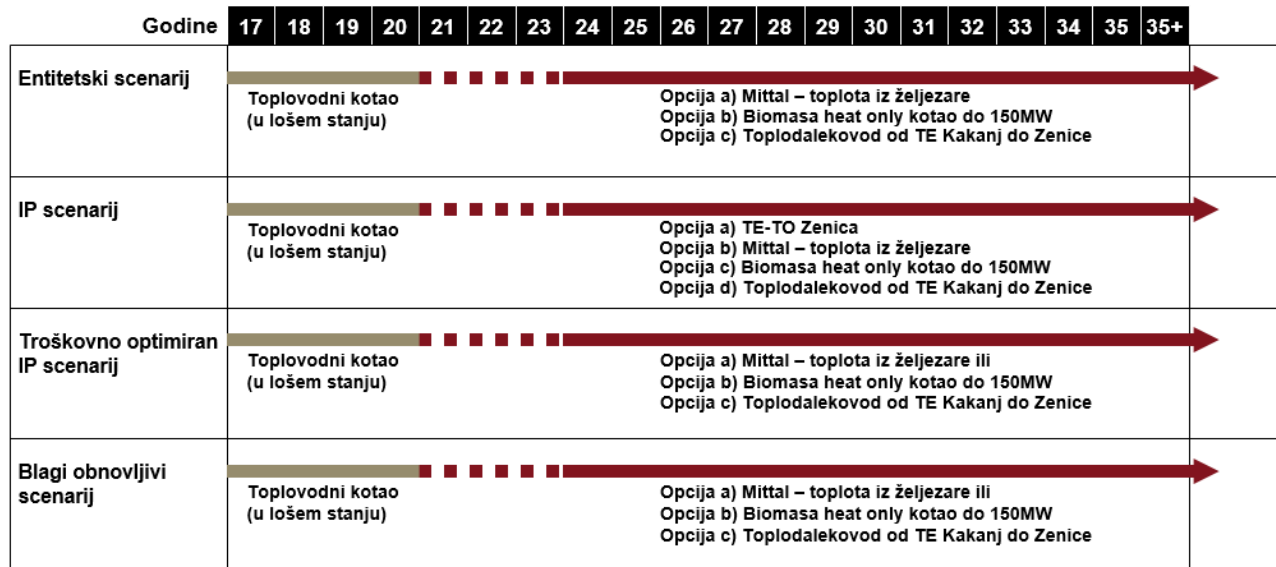
5.7.3.3 Zenica

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 učinkovitosti i sigurnosti opskrbe predstavljene su moguće opcije unaprjeđenja sustava za grad Zenicu. Prema dinamici, razmatrane opcije novog sustava se mogu realizirati u razdoblju 2020. – 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 plin bi iznosio 385 MWe i 90 MWt, a osim modifikacije postojećeg distributivnog sustava 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 izravno na razvoj proizvodnog miksa za električnu energiju. Prva opcija je korištenje toplinske 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 time, nameće se da je proizvodnja

toplinske energije ovisna o proizvodnji željezare što može utjecati na sigurnost opskrbe. Ova opcija iziskuje relativno najmanje promjene postojećeg sustava, 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 opskrbe 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 sustav se predviđa do 2024. godine. Kao treća opcija se predlaže razvijanje magistralnog vrelovoda od Termoelektrane Kakanj do Zenice, koji predstavlja siguran i učinkovit sustav opskrbe toplinskom energijom, te također omogućuje priključenje lokalnih naselja između Kakanja i Zenice na toplovodnu mrežu. Ova opcija podrazumijeva razvoj i prilagodbu postojećeg sustava 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., odnosno u razdoblju završetka izgradnje bloka 8 u Kakanju.

Slika 5.7.10 Zenica – korištenje otpadne toplinske energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju

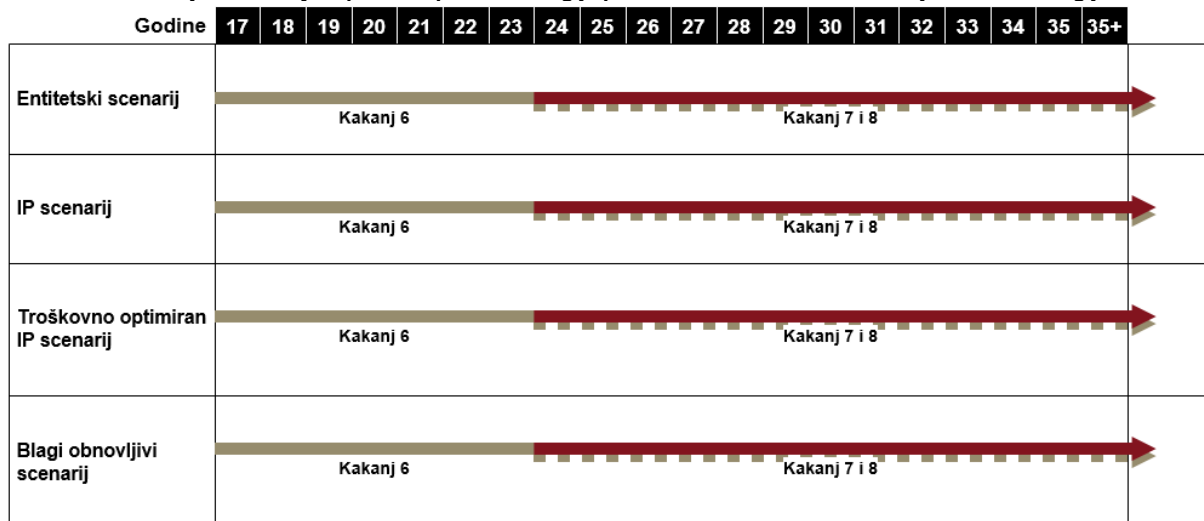


Postojeći blok / postojeće rješenje
 Novi blok / novo rješenje
 Izvor: EP BiH, analiza Projektnog tima, analiza Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine

5.7.3.4 Kakanj

Grad 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 grad 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 toplinske energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju

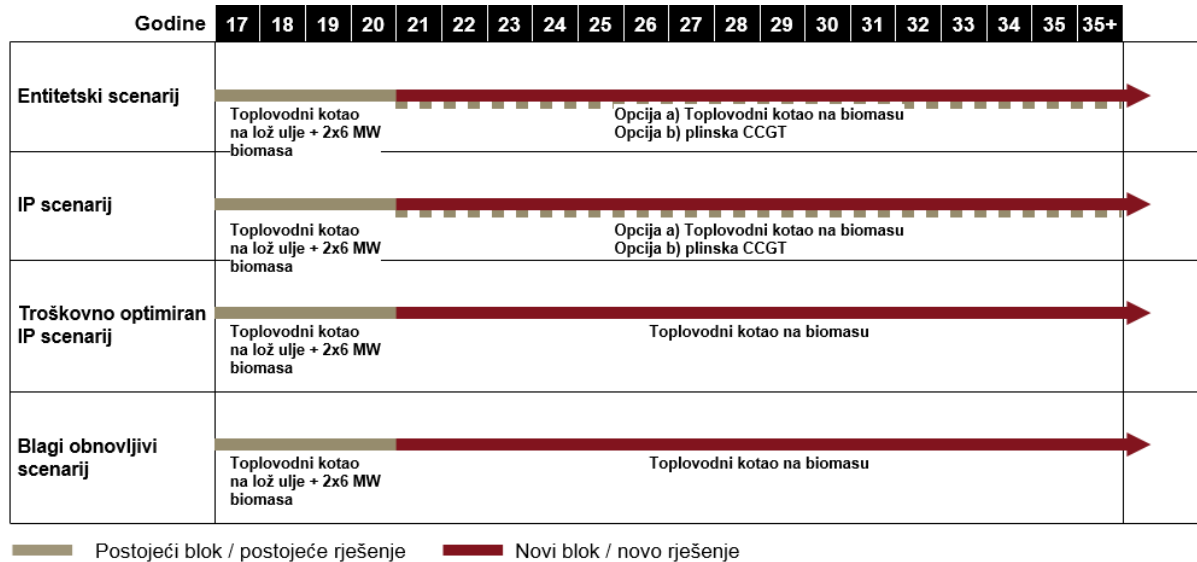


Postojeći blok / postojeće rješenje
 Novi blok / novo rješenje
 Izvor: EP BiH, analiza Projektnog tima, analiza Radne skupine Federacije Bosne i Hercegovine

5.7.3.5 Banja Luka

Postojeći toplinski sustav Banje Luke nije dugoročno održiv u sadašnjim okolnostima. Toplinska energija se u Banjoj Luci proizvodi iz toplovodnog kotla na lož ulje i dva kotla po 6 MW na biomasu. Korištenje lož ulja kao osnovnog goriva onemogućava korištenje niskotemperaturnog i fleksibilnog sustava distribucije topline zbog povećane koncentracije sumpora i dušikovih oksida (NO_x) u ispušnim plinovima. Unaprjeđenja koja se mogu postići boljim upravljanjem distribucijom topline nisu dovoljna da osiguraju konkurentnu cijenu grijanja.

Slika 5.7.12 Banja Luka – korištenje toplinske energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju



Izvor: analiza Projektnog tima, Radna skupina Republike Srpske

Dvije opcije razvoja toplinskog sustava u Banjoj Luci su predstavljene kroz četiri scenarija oslanjajući se na razvoj proizvodnog miksa za električnu energiju (Slika 5.7.12). Entitetski i IP scenariji uključuju izgradnju sustava više kondenziranih kotlova na biomasu ili u slučaju plinifikacije sjevernog dijela Republike Srpske, postoji mogućnost izgradnje plinskog postrojenja za kogeneraciju toplinske i električne energije (engl. CCGT – *combined cycle gas turbine*). Imajući u vidu napredak tehnologije i evoluciju financijskog tržišta u pravcu obnovljivih izvora energije, može se pretpostaviti da ovakav objekt na biomasu treba smatrati potencijalnim rješenjem.

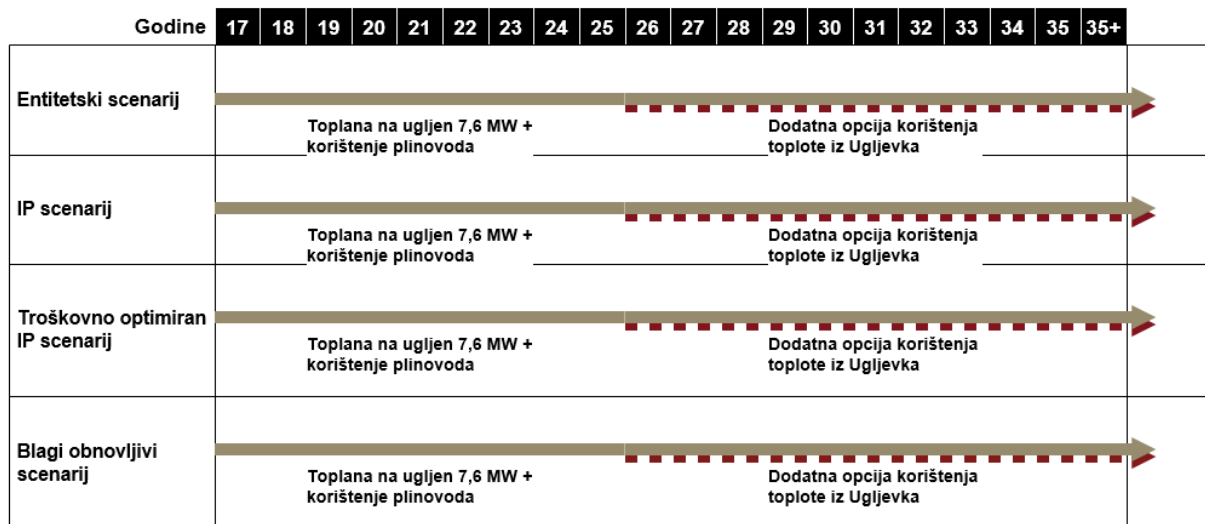
Potencijalnu izgradnju TE-TO Banja Luka na plin je moguće očekivati nakon minimalno deset godina s obzirom na plan izgradnje plinovoda prema Banjoj Luci do 2025. ili do 2030. godine³². Druga opcija, prema troškovno optimiranom IP scenariju i blago obnovljivom scenariju, uključuje izgradnju termoelektrane-toplane (TE-TO) na biomasu s pripadajućim fleksibilnim toplinskim modulom. U obje opcije podrazumijeva se unaprjeđenje energetske učinkovitosti distribucijskih sustava primjenom alata za upravljanje distributivnim toplinskim sustavima, čime se postojeći toplinski sustav prevodi u niskotemperaturni sustav s regulacijom protoka. Razvitak toplinarstva u Banjoj Luci također podrazumijeva uvođenje mogućnosti opskrbe potrošača sanitarnom vodom i širenje toplovodne mreže na cijelo područje Banje Luke – Laktaša, čime bi se povećalo tržište i poboljšalo poslovanje toplinarskih poduzeća.

5.7.3.6 Bijeljina

U gradu Bijeljina uslugu daljinskog grijanja obnaša JP „Gradska toplana Bijeljina“ koja kao glavni energent koristi ugljen. S obzirom na povezivanje grada Bijeljine na transportni sustav za plin (predviđeno puštanje u rad krajem 2017. godine), omogućilo bi se korištenje plina kao energenta za grijanje. Plan plinifikacije grada je u završnoj fazi te je uključen u sve scenarije razvoja proizvodnog miksa (Slika 5.7.13). Kao dodatna opcija razvoja novog toplinskog sustava za šire područje grada Bijeljine, postoji potencijalna mogućnost korištenja otpadne topline iz termoelektrane Ugljevik. Podrazumijeva se razvoj niskotemperaturnog sustava distribucije toplinske energije koji će biti razvijen sukladno modernim standardima za upravljanje distribucijom topline. U navedenom sustavu predviđa se opskrba svih potrošača sanitarnom toplom vodom čime se povećava učinkovitost i tržište. Dodatno, u okolini grada Bijeljine postoji perspektivnost korištenja geotermalne energije koja se može iskoristiti kao izvor toplinske energije za pojedine dijelove grada. Zbog manjka istraživanja, komercijalni potencijal geotermalne energije na području Bijeljine nije poznat. Prema tome, potrebno je provesti istraživanja geotermalnih resursa na tom području.

Slika 5.7.13 Bijeljina – korištenje toplinske energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju

³² Opcija plina u sklopu proizvodnje el. energije u Republici Srpskoj nije eksplicitno definirana s obzirom da je uvjet izgradnja plinovodne infrastrukture do Banje Luke koja je trenutno u nižoj fazi zrelosti.



— Postojeći blok / postojeće rješenje — Novi blok / novo rješenje
 Izvor: analiza Projektnog tima

5.7.3.7 Prijedor i Dobož

Grijaње u Prijedoru i Dobožu je osigurano izgrađenim novim postrojenjima. Konkretno, u gradu Prijedoru je izgrađeno kogeneracijsko (CHP) postrojenje na biomasu, dok je u gradu Dobožu moderniziran toplovodni kotao na ugljen koji ima koncesijsku obvezu s TE Stanari za korištenje ugljena. Navedena rješenja su odgovarajuća u narednom razdoblju i ne očekuje se potreba za dodatnim opcijama za zadovoljenje toplinskog konzuma.

5.7.4 Ostali toplinski sustavi

5.7.4.1 Mali samostalni toplinski sustavi

Toplinski sustavi, izuzev prethodno opisanih sustava u velikim gradovima, spadaju pod male samostalne toplinske sustave (Tablica 5.7.2). Cilj za sve sustave, pa tako i male samostalne toplinske sustave, je da se u narednom razdoblju razvije napredni sustav upravljanja distribucijom toplinske energije, pripreme ili ostvare prijelazi na niskotemperaturne sustave distribucije i omogući isporuka sanitarne tople vode. S obzirom na to da većina kućanstava 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 sustava (Tablica 5.7.2), lokalni izvori geotermalne energije ili biomase se mogu smatrati dovoljnim. Ovi sustavi se ne suočavaju s konkurencijom većih i učinkovitijih potrošača biomase ni u jednom scenariju.

Tablica 5.7.2 Odabrani prikaz razvoja malih samostalnih toplinskih sustava

| | Toplinski sustav | Predviđeni razvoj |
|-------------|---|---|
| RS | Brod | <ul style="list-style-type: none"> Prelazak na kondenzacijski kotao na biomasu i niskotemperaturni režim |
| | Čelinac | |
| | Istočno Sarajevo | |
| | Pale | |
| | Sokolac | |
| | Derventa | |
| | Gradiška | |
| Zvornik | <ul style="list-style-type: none"> Razmotriti korištenje geotermalne energije. Alternativno, prelazak na kondenzacijski kotao na biomasu i niskotemperaturni režim | |
| FBiH | Tešanj | <ul style="list-style-type: none"> Prelazi na kondenzacijski kotao na biomasu i niskotemperaturni režim Priključenje na toplovodni sustav Kakanj ili prelazak na kondenzacijski kotao na biomasu i niskotemperaturni režim Priključenje na toplovodni sustav Tuzla ili prelazak na kondenzacijski kotao na biomasu i niskotemperaturni režim |
| | Konjic | |
| | Sanski Most | |
| | Breza | |
| | Banovići | |
| | Lukavac | |

Izvor: analiza Projektnog tima

5.7.4.2 Razvoj toplinskog sustava u Brčko distriktu Bosne i Hercegovine

Prema Akcijskom planu energetske održivosti kojega je usvojila vlada Brčko distrikta Bosne i Hercegovine u 2015. godini predviđena je izgradnja kogeneracijskog postrojenja i razvoj toplinskog sustava. Na teritoriju Brčko distrikta Bosne i Hercegovine, s obzirom na već postojeću infrastrukturu, postoji nekoliko lokacija za izgradnju kogeneracijskog postrojenja koje su povoljne za transport energije, pristup i utjecaj na okolinu te pružaju izvor rashladne vode. Prema trenutnim potrebama distrikta Brčko i projekcijama budućeg razvoja smatra se da bi dvije jedinice kapaciteta 2 x 20 MWe i 2 x 40 MWt, čime bi se osigurala isporuka 220 GWhe i 180 GWht energije, pokrile sve potrebe. Postrojenje na biomasu navedenog kapaciteta godišnje bi trošilo oko 20.000 t topole ili biomase ekvivalentne energetske vrijednosti, te se procjenjuje da postoje kapaciteti za proizvodnju navedene količine biomase na neiskorištenom zemljištu u Brčko distriktu Bosne i Hercegovine. Dodatno, postoji mogućnost iskorištenja ostataka iz drvne industrije i spaljivanje dijela gradskog otpada u energetske svrhe. Predviđeno vrijeme izgradnje navedenog kogeneracijskog postrojenja je 4 godine, te je u tome vremenu potrebno razviti toplinski sustav i plantaže biomase potrebne kao izvor energije.

5.7.4.3 Individualno grijanje

Raspoloživi podatci ukazuju da većina stanovništva koristi individualne sustave grijanja, od kojih su najzastupljeniji sustavi na biomasu i ugljen. Isto tako, u većim gradovima poput Banje Luke i Sarajeva dolazi do napuštanja toplinskih sustava u korist individualnih rješenja. Individualne sustave karakterizira mali broj učinkovitih sustava poput kondenzacijskih kotlova na pelet, akumulatora topline i integriranih sustava za proizvodnju sanitarne tople vode.

Potrebno je smanjiti energetska siromaštvo uzrokovano širokom zastupljenosti neučinkovitih individualnih sustava koje obilježava neučinkovito i skupo korištenje ogrjevnog drveta, korištenje ugljena u individualnim ventiliranim ložištima u naseljenom području i problem unutarnjeg i urbanog zagađenja. U svrhu smanjenja energetske siromaštva potrebno je promovirati korištenje sustava daljinskog grijanja kroz smanjenje cijene usluge i širenje toplinske mreže kao i poticati povećanje energetske učinkovitosti individualnih sustava grijanja. U narednih 10 godina potrebno je barem udvostručiti prosječnu učinkovitost individualnih sustava grijanja na čvrsta i plinovita goriva primjenom kondenzacijskih kotlova, kaljevitih peći i peći sa integriranim skladištenjem topline kao i proizvodnjom sanitarne tople vode. Također, gdje god je moguće treba razmotriti primjenu solarne energije, toplinskih pumpi i geotermalnih izvora. Ipak, očekuje se da će ruralna područja u najvećem dijelu zadržati individualno grijanje na ogrjevno drvo.

5.7.5 Regulatorni i institucionalni okvir

5.7.5.1 Razina Bosne i Hercegovine

Sektor toplinarstva je reguliran na entitetskoj razini, te na razini Bosne i Hercegovine 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 koncesijsko dobro prostire na području oba entiteta.

5.7.5.2 Regulativa u Federaciji Bosne i Hercegovine

Djelatnost toplinarstva je regulirana propisima kojima se definiraju komunalne djelatnosti i obavljaju je javna komunalna poduzeća (toplane), na kantonalnoj i općinskoj razini. Mjerenje i naplata se ne vrše prema stvarnoj potrošnji kod dijela potrošača, što negativno utječe na racionalizaciju potrošnje i energetske učinkovitosti. Postojeća infrastruktura ne podržava uvođenje sanitarne tople vode pomoću topline iz sustava centralnog grijanja. Ne postoje planovi ni sredstva za izgradnju infrastrukture za kogeneraciju. Zbog zastarjele infrastrukture, bilježe se veliki gubitci energije.

Pojedini kantoni u Federaciji Bosne i Hercegovine su donijeli zakone o javno-privatnom partnerstvu. Ovi zakoni daju okvir za ostvarivanje suradnje između privatnih ulagača i lokalnih zajednica u pogledu realizacije infrastrukturnih projekata radi osiguranja financiranja u cilju izgradnje, sanacije, rekonstrukcije, upravljanja ili održavanja infrastrukture, pružanja usluga i izgradnje objekata, a u svrhu zadovoljavanja javnih potreba. Stoga bi se i potencijalna ulaganja u infrastrukturu daljinskog grijanja mogle realizirati na osnovi ovih zakona.

5.7.5.3 Regulativa u Republici Srpskoj

Prema Zakonu o energetici, toplinarstvo je energetska djelatnost. Međutim, djelatnost toplinarstva obavljaju komunalna poduzeća u skladu sa Zakonom o komunalnim djelatnostima i Zakonom o održavanju zgrada. Mjerenje i naplata se ne vrše prema stvarnoj potrošnji kod dijela potrošača, što negativno utječe na racionalizaciju potrošnje i energetske učinkovitosti. Postojeća infrastruktura ne podržava uvođenje sanitarne tople vode pomoću topline iz sustava centralnog grijanja. Zbog zastarjele infrastrukture, bilježe se veliki gubitci energije.

Zakon o javno-privatnom partnerstvu u Republici Srpskoj daje okvir za ostvarivanje suradnje između privatnih ulagača i lokalnih zajednica u pogledu realizacije infrastrukturnih projekata radi osiguranja financiranja u cilju izgradnje, sanacije, rekonstrukcije, upravljanja ili održavanja infrastrukture, pružanja usluga i izgradnje objekata, a u svrhu zadovoljavanja javnih potreba. Stoga bi se i potencijalna ulaganja u infrastrukturu daljinskog grijanja mogla realizirati na osnovi ovog zakona.

5.7.6 Strateške smjernice

S obzirom na trenutno stanje u sektoru toplinarstva definirane su strateške smjernice strategije za toplinarstvo u domeni tržišta i regulative (Tablica 5.7.3).

Tablica 5.7.3 Strateške smjernice za sektor toplinarstva

| | Strateški prioritet | Strateška smjernica |
|------------|---|---|
| Tržište | Proširenje i unaprjeđenje sektora toplinarstva kroz sustave daljinskog grijanja | Planiranje i modernizacija infrastrukture u pogledu razvoja sustava daljinskog grijanja te uvođenja sanitarne tople vode iz sustava grijanja (korištenje toplinskih sustava u industrijskim procesima), što bi povećalo tržište. |
| | Izrada studija izvodivosti optimalnih opcija za sustave daljinskog grijanja | <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 sustava daljinskog grijanja:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ izrada i kontinuirano ažuriranje toplinske mape s ciljem podloge za ulaganja u sustave daljinskog grijanja, ○ izrada sveobuhvatne procjene potencijala za primjenu VUK i učinkovitih sistema daljinskih grijanja i hlađenja, te utvrđivanje konkretnih mjera i ulaganja u skladu sa zahtjevima Direktive za energetska učinkovitost (rok je 30. 11. 2018.), ○ rekonstrukcija postojećih kotlova te zamjena mazuta biomasom ○ praćenje EU trendova koji za cilj imaju povećanje sustava daljinskog grijanja na 30 % do 2030., odnosno na 50 % do 2050. g., ○ povećanje udjela kogeneracijskih elektrana (npr. biomasa) koje će zadovoljiti potrebu za toplinskim konzumom, ○ korištenje produkta otpadne topline iz kotlova na ugljen/ostalo (sukladno razvoju TE sektora te iz industrije gdje je to moguće), ○ kroz kondenzacijske kotlove na biomasu gdje je to optimalno rješenje, ○ daljnja integracija OIE-a u sustave daljinskog grijanja. |
| | Provedba mjera energetske učinkovitosti sukladno Direktivi 2012/27/EU | Optimizirati sustav mjerenja i naplate potrošnje te odnosa prema korisnicima. Definirati mjere i postaviti provedbeni okvir za racionalizaciju gubitaka (gubitci i do 60 % u pojedinim slučajevima) i jedinične potrošnje toplinske energije kroz mjere energetske učinkovitosti na strani proizvodnje toplinske energije te na strani potrošača. |
| Regulativa | Usvajanje zakona i podzakonskih akata kojima se uređuje sektor toplinarstva | Trenutno ne postoji legislativa koja posebno regulira sektor toplinarstva. Potrebno je donijeti zakone kako bi se normativno uredila pitanja: proizvodnje, distribucije, opskrbe toplinskom energijom, politike tarifiranja te odnosa opskrbljivača i potrošača topline i druga relevantna pitanja za ovaj sektor. |

5.8 Energetska učinkovitost

5.8.1 Europske direktive i Akcijski planovi

Energetska učinkovitost dobila je ulogu kao jedan od važnijih elemenata modernih energetskih sektora te inicijativa energetskih politika država članica Europske unije. Za Bosnu i Hercegovinu, energetska učinkovitost dobiva na sve većem značaju, stoga je u narednom razdoblju potrebno donijeti set odluka i mjera kojima bi se, ne samo transponirale obvezujuće direktive EU-a prema Ugovoru o energetske zajednici, već i u punoj mjeri omogućila provedba istih.

Slika 5.8.1 Direktive vezane za energetska učinkovitost



Izvor: EUR-lex

Direktiva 2012/27/EU o energetske učinkovitosti je uvedena u okvir Ugovora o uspostavi Energetske zajednice u listopadu 2015. godine i od tada je ona obvezujuća za Bosnu i Hercegovinu. Rok za provedbu je 15. listopada 2017. godine. Transpozicija nove Direktive se očekuje u vidu izmjena postojećeg Zakona o energetske učinkovitosti te dopunama sekundarne legistative.

Direktiva 2012/27/EU uvodi pojam granične potrošnje (engl. *cap consumption*) izražen u primarnoj i finalnoj energiji, postavljajući limit na razini 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 učinkoviti sustavi daljinskog grijanja. To znači promjenu načina planiranja, kao u uključivanje čitavog energetskog sektora u fazu pripreme, provedbe i monitoringa predloženih programa i planiranih mjera.

Europska 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, a 133 Mtoe izraženo u finalnoj energiji. Prilikom računanja ciljeva korišten je PRIMES model. Bitno je naglasiti da je cilj zajednički za sve zemlje na razini Energetske zajednice. Zemlje članice, pa tako i Bosna i Hercegovina, dužne su analizirati svoju predviđenu potrošnju u primarnoj i finalnoj energiji te usvojiti programe i planove kako bi ostale u predviđenim okvirima potrošnje.

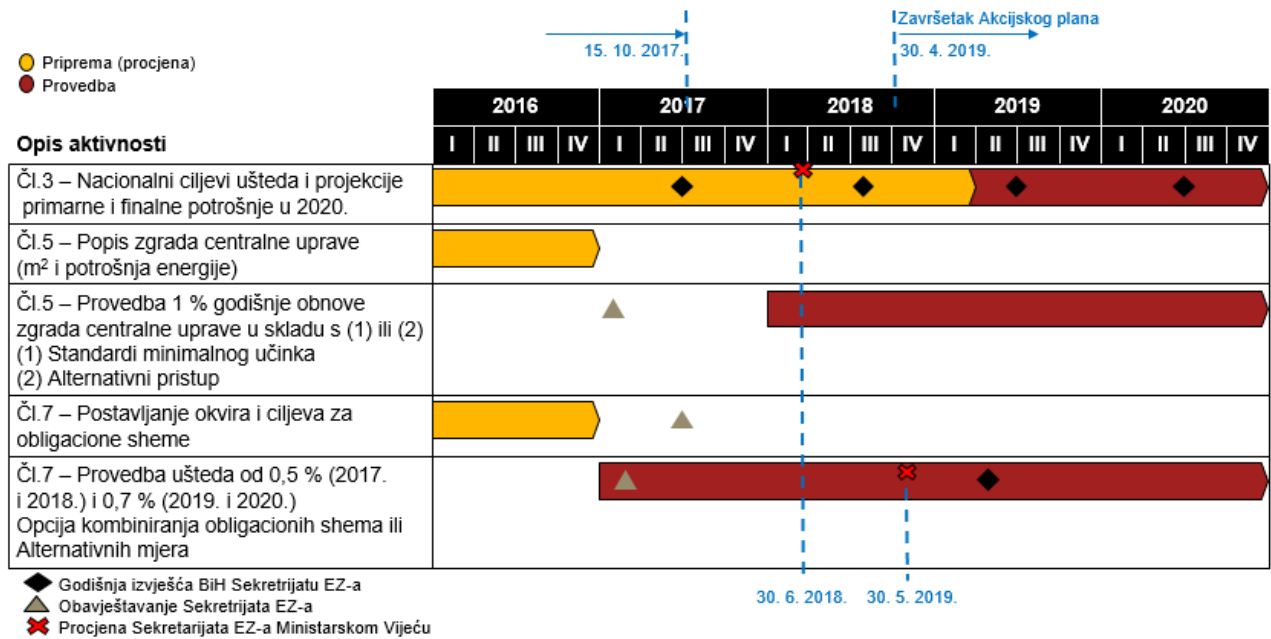
U Bosni i Hercegovini se trenutno radi na usvajanju Akcijskog plana energetske učinkovitosti, što je i obveza države iz Ugovora o osnivanju Energetske zajednice. Akcijski plan se radi prema predlošku Sekretarijata EZ-a tako da bude usklađen s Akcijskim planovima na entitetskim razinama, te bi trebao biti usklađen s novom Direktivom 2012/27/EZ.

U Republici Srpskoj se trenutno radi na pripremi Akcijskog plana prema predlošku Sekretarijata Energetske zajednica, koji nisu u potpunosti kompatibilni s nacionalnim planovima EU zemalja te će iz tog razloga samo djelomično biti usklađen s novom direktivom. Do 30. 4. 2019. godine se očekuje priprema novog Akcijskog plana koji će biti u potpunosti usklađen. U Federaciji Bosne i Hercegovine još nije donesen Akcijski plan za energetska učinkovitost, te se trenutno radi na nacrtu Smjernica za energetska učinkovitost.

Tri ključna člana nove direktive na koje se trebaju vezati kvantificirani ciljevi su sljedeći:

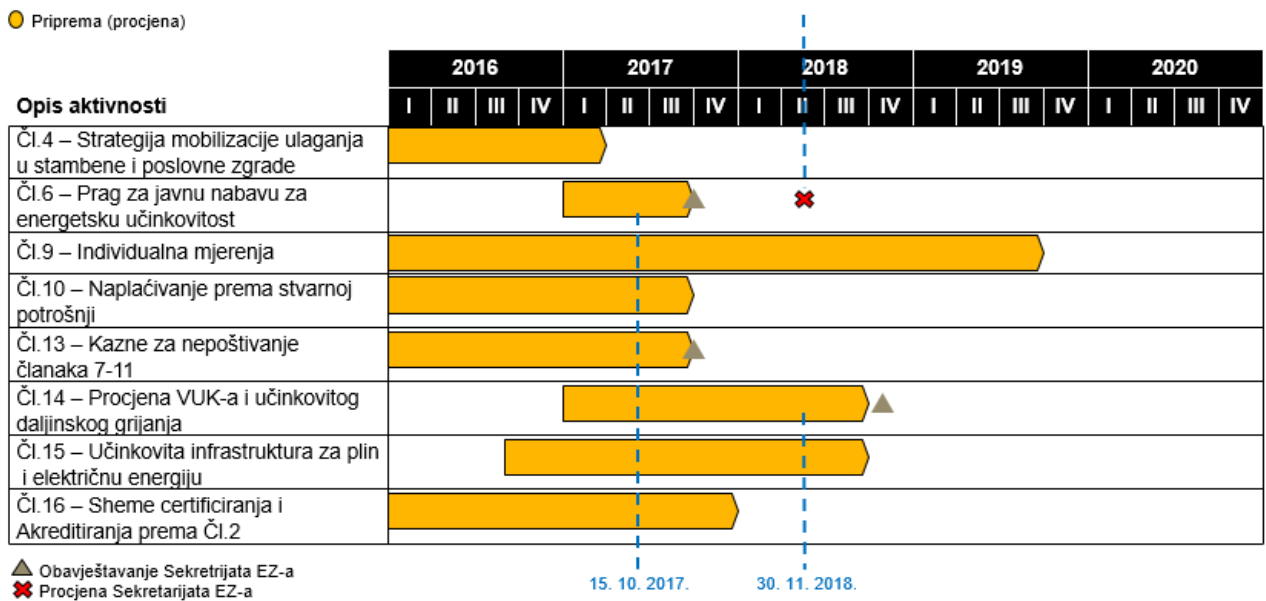
- Član 3 – odnosi se na indikativni cilj svake zemlje izražen u potrošnji primarne ili finalne energije u 2020. godini, uštedama primarne ili finalne energije ili indikatorima energetske intenzivnosti;
- Član 5 – odnosi se na obnovu zgrada centralne uprave / javnih zgrada;
- Član 7 – odnosi se na obligacijske 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



Izvor: analiza Projektnog tima, Direktiva 2012/27/EU

Slika 5.8.3 Vremenski plan za druge odabrane članove Direktive 2012/27/EU



Izvor: analiza Projektnog tima, Direktiva 2012/27/EU

5.8.2 Ključni strateški elementi

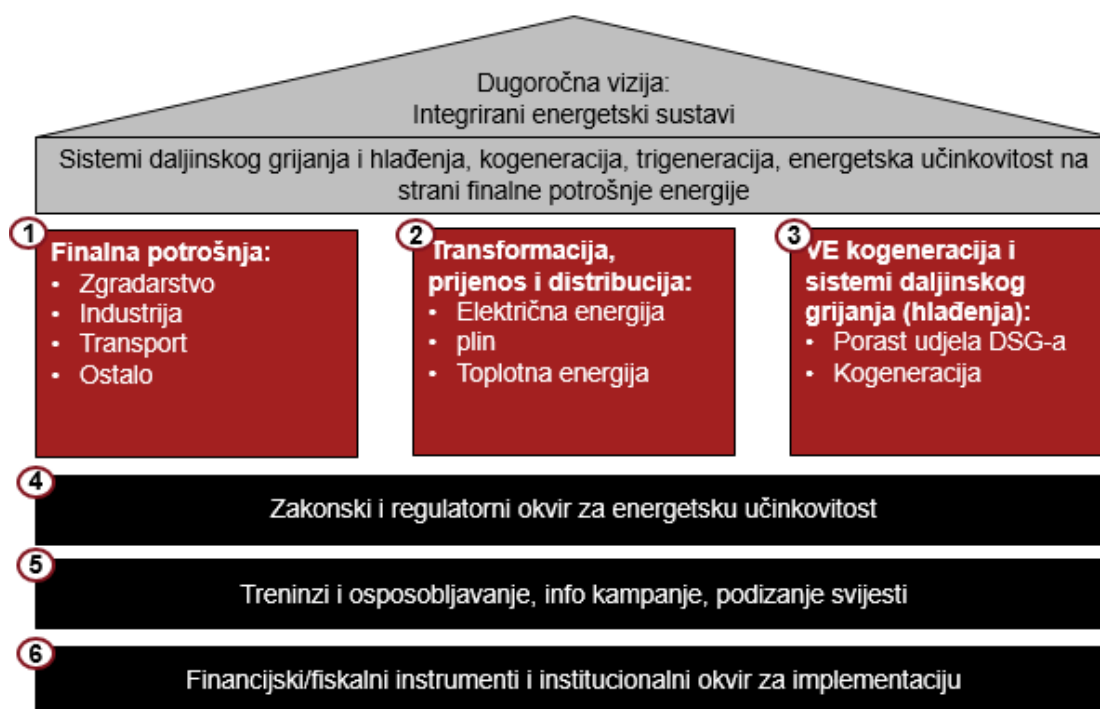
Ključni elementi strategije za energetska učinkovitost predloženi su po uzoru na dugoročnu viziju EU zemalja i to tako, da, prije svega, odgovore stvarnim potencijalnim interesima Bosne i Hercegovine, te da zahtjevi Direktive 2012/27/EU budu zadovoljeni.

Dugoročna strategija u oblasti energetske učinkovitosti ima tri ključna elementa (Slika 5.8.4):

- uštede u finalnoj potrošnji,
- uštede u procesu transformacije, prijenosa i distribucije električne energije, plina i topline,
- stvaranje uvjeta za visoko učinkovitu kogeneraciju i promociju i ekspanziju učinkovitih sustava daljinskog grijanja.

Osim navedenih elemenata, bitno je poboljšati zakonski i regulatorni okvir za energetska učinkovitost, definirati financijske mjere i institucionalni okvir za provedbu, kao i provoditi informativne kampanje i razne treninge i osposobljavanja.

Slika 5.8.4 Ključni elementi dugoročne strategije energetske učinkovitosti



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 učinkovitosti, svaka zemlja je dužna provesti projekte na strani finalne potrošnje, proporcionalno ukupnoj prodaji finalnim kupcima, izuzimajući sektor transporta.

5.8.3.1 Postojeće stanje

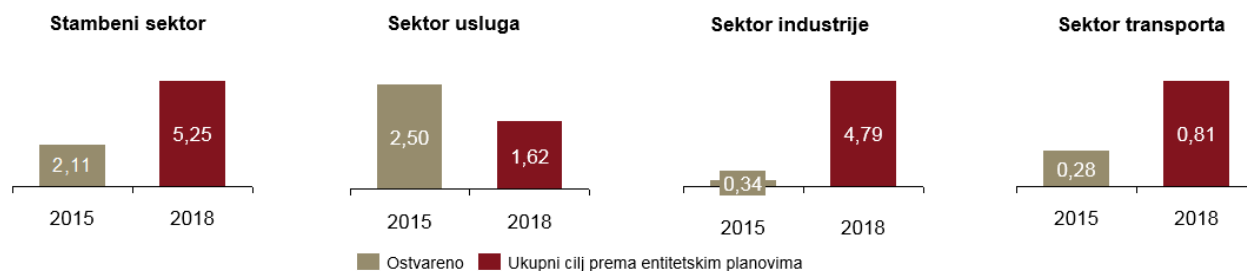
Podatci o postojećim indikativnim ciljevima u finalnoj potrošnji su dobiveni kao zbroj planiranih ušteda u Federaciji Bosne i Hercegovine, Republici Srpskoj i Brčko distriktu Bosne i Hercegovine. Prema trenutno važećoj Direktivi 2006/32/EC, Bosna i Hercegovina je preuzela cilj za ostvarenje ušteda do 2018. godine u iznosu od 9 % od prosječne finalne potrošnje energije za razdoblje 2006. – 2010., te on iznosi 12,47 PJ (0,3 Mtoe). Ukupni cilj je podijeljen na četiri sektorska cilja za:

- stambeni sektor,
- sektor usluga,
- industriju,
- transport.

Najviše ušteda se planira ostvariti u stambenom sektoru i sektoru industrije.

Dosad je praćena realizacija ušteda ostvarenih u 2015. godini. Na razini Bosne i Hercegovine su ostvarene uštede u iznosu od 5,23 PJ (od toga je na razini Federacije Bosne i Hercegovine 3,71 PJ, a na razini Republike Srpske 1,52 PJ). Najviše ušteda je ostvareno u sektoru usluga, s 2,50 PJ, i stambenom sektoru s 2,11 PJ (Slika 5.8.5).

Slika 5.8.5 Sektorski ciljevi i uštede u PJ, 2015. i 2018. godina



Izvor: Akcioni plan energetske učinkovitosti Republike Srpske do 2018., Akcijski plan za korištenje OIE-a Bosne i Hercegovine, analiza Projektnog tima

5.8.3.2 Planirane uštede

Bosna i Hercegovina ima veliki potencijal za ostvarenje ušteta, naročito u sektoru zgradarstva, koji ima više od 50 % udjela u finalnoj potrošnji energije. Kao prvi korak potrebno je napraviti pouzdanu bazu podataka o postojećem stanju stambenog fonda u cijeloj Bosni i Hercegovini, te izraditi Dugoročnu strategiju za obnovu zgrada, koja je ujedno i sastavni član članka 4 nove direktive, koja se priprema na osnovi postojećeg inventara zgrada, troškovno – optimalne metodologije, i uz analizu svih primjenjivih mjera. Uz obvezu za punom provedbom Direktive 2010/31/EU, u sklopu programa je potrebno razmotriti sljedeće opcije:

- termalna sanacija objekata sa sobnim grijanjem i snižavanje njihovih energetske potreba,
- razvod i instalacija centraliziranog sustava grijanja u ovim objektima (radijatori i cijevna mreža),
- priključak na novi sustav daljinskog grijanja.

Član 7 nove direktive postavlja kvantificirane ciljeve za uštede u finalnoj potrošnji energije, bez obzira hoće li se kao instrument provedbe koristiti obligacijske sheme ili alternativni pristup. Iznos očekivanih ušteta se bazira na srednjoj vrijednosti godišnje prodane energije krajnjim kupcima, u razdoblju od tri godine prije 1. 1. 2016. Prvi Paragraf člana 7 dozvoljava da se izdvoji sektor transporta, čime se smanjuje osnova za postizanje ciljeva.

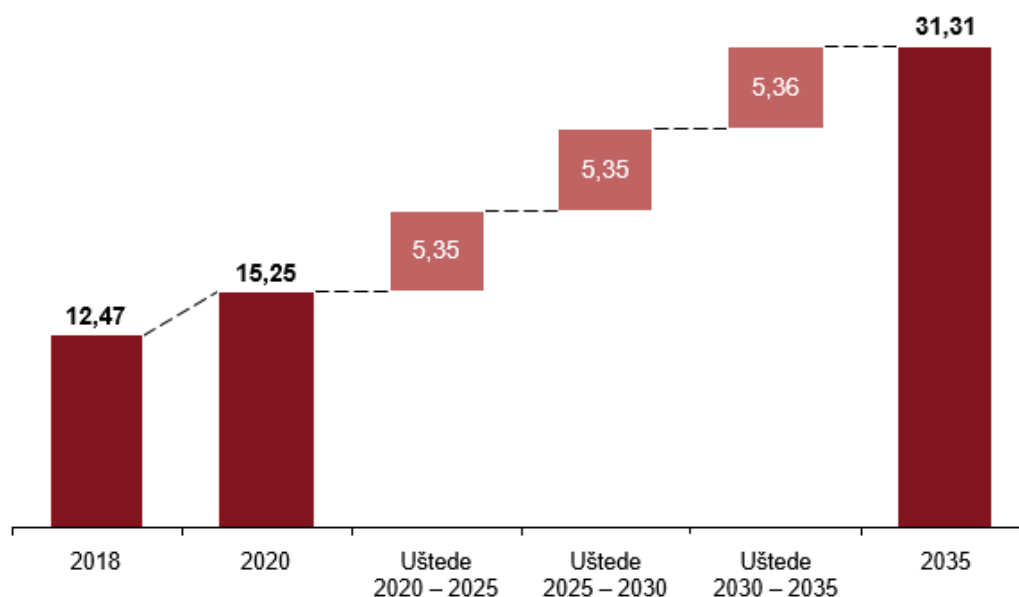
Za Bosnu i Hercegovinu je planirano da se u prve dvije godine provedbe (2017. i 2018.) ostvaruju uštede od 0,5 %, a u druge dvije godine provedbe (2019. i 2020.) se udio povećava na 0,7 %. Sukladno tome se do 2020. godine očekuju ukupne uštede od 15,25 PJ.

Za svaki od entiteta i za Brčko distrikt Bosne i Hercegovine su napravljene preliminarne procjene za očekivane uštede za razdoblje od 2020. godine nadalje, po uzoru na zemlje EU-a. Sukladno tome, dobivene su i preliminarne procjene za uštede na razini Bosne i Hercegovine. U razdoblju 2020. – 2035. godine se očekuje godišnja ušteta od 1,5 % godišnje, što na petogodišnjoj razini iznosi 5,35 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 bi u odnosu na BAU (engl. *business as usual*) scenarij iznosilo 31,31 PJ, u odnosu na referentnu 2010. godinu.

Konkretno, podjela prema kojoj su izračunate ukupne uštede je sljedeća:

- Federacija Bosne i Hercegovine – 20,76 PJ,
- Republika Srpska – 9,67 PJ,
- Brčko distrikt Bosne i Hercegovine – 0,88 PJ.

Slika 5.8.6 Planirane uštede u finalnoj potrošnji u Bosni i Hercegovini u PJ do 2035. godine



Izvor: analiza Projektnog tima

Koristeći podatke iz APEnU-a za Republiku Srpsku, procijenjena ulaganja za postizanje cilja u trogodišnjem razdoblju 2016. – 2018. iznose 316 milijuna KM, odnosno nešto više od 160 milijuna EUR. Također, u okviru Akcijskog plana, u dijelu koji se odnosi na obligacijske sheme, jedinično ulaganje po uštedenom kWh procijenjeno je na 0,781 KM/kWh (0,4 EUR/kWh). Uvažavajući ovu procjenu iz zvaničnog dokumenta te projicirajući ovaj odnos ulaganja po uštedenom kWh energije, proizlazi da je u razdoblju 2021. – 2035. godine potrebno, za očekivane uštede uložiti 73,2 milijuna KM (37,4 milijuna EUR) na godišnjoj razini, onda dolazimo do značajnih iznosa koje bi trebalo uložiti u energetska ulaganja. To znači da je, ako se želi ostvariti postavljeni cilj do 2035. godine, potrebno ukupno 1,1 milijarda KM (oko 560 milijuna EUR). Nakon što se u Federaciji Bosne i Hercegovine i Brčko distriktu Bosne i Hercegovine usvoje Akcijski planovi za energetska ulaganja, sljedeći korak je procjena potrebnih ulaganja u energetska ulaganja, kako bi se postigli zadani ciljevi.

Pri analizi ostvarenih ušteda, vidljivo je da ih je najmanje ostvareno u industriji i transportu. Upravo je zato potrebno intenzivirati programe i projekte namijenjene navedenim sektorima kroz naredne Akcijske planove, kako na razini Bosne i Hercegovine, tako i na entitetskim razinama. Imajući u vidu činjenicu da su projekti energetske učinkovitosti u industriji, što je pokazalo iskustvo iz regije, značajno povoljniji sa stanovišta financijske isplativosti, onda je razumljivo zašto se u okviru ove strategije fokus stavlja na energetska ulaganja 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 učinkovitosti |
|-------------|---|
| Zgradarstvo | Obnova zgrada centralne uprave / javnih zgrada |
| | Provedba Dugoročne strategije obnove stambenog sektora |
| | Obnova javnih zgrada, uz pomoć donatora i projekata tehničke pomoći |
| | Uvođenje energetskog menadžmenta u javne zgrade |
| Industrija | Povećanje energetske učinkovitosti industrijskih procesa (zamjena goriva, optimizacija sagorijevanja, frekventna regulacija pumpi, kompresora i ventilatora, zamjena starih i predimenzioniranih pumpi i dr.) |
| | Promocija kogeneracije |
| | Uvođenje energetskog menadžmenta u industrijska postrojenja |
| | Obvezni energetska pregledi velikih potrošača (više od 10 GWh godišnje) |
| Transport | Promocija uvođenja energetskog menadžmenta u mala i srednja poduzeća |
| | Infrastrukturne mjere na putnoj mreži s učincima uštede energije (izgradnja zaobilaznica i kružnih tokova, unaprjeđenje sustava saobraćajne signalizacije, poboljšanje infrastrukture javnog prijevoza i dr.) |
| | Zamjena starih vozila energetski učinkovitim vozilima u javnom i teretnom transportu |

Izvor: analiza Projektnog tima

5.8.4 Transformacija, prijenos i distribucija

Nova direktiva adresira energetska učinkovitost na sve sudionike energetskog lanca, pa se tako mjere koje su planirane i provedive na strani transformacije, prijenosa i distribucije stavljaju pod isti krov s uštedama finalne potrošnje prilikom izvješćivanja 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 energetskom 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 energetskim uslugama (2006/32/EC), mjere učinkovitosti na strani primarne energije nisu bile eksplicitno predviđene. U Akcijskom planu, koji se treba pripremiti do 30. 4. 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

Po energetske bilanci za 2016. godinu, udio termoelektrana u ukupnoj proizvodnji električne energije u Republici Srpskoj je iznosio 65,4 % (4.742 GWh), dok je prema energetske bilanci iz 2016. godine taj isti udio u Federaciji Bosne i Hercegovine bio oko 66 %. Prema NOS BiH izvješću, specifična potrošnja blokova u TE Gacko iznosi 11.520 kJ/kWh, TE Ugljevik 11.470 kJ/kWh i u TE Stanari 9.500 kJ/kWh, iz čega slijedi da je srednja učinkovitost elektrana (eta) 33,6 %³³. Treba naglasiti da je u sklopu scenarija Radnih skupina entiteta u proizvodnom miksu planirana izgradnja novog bloka u TE Gacko, kapaciteta 350 MW, čijim se ulaskom očekuju i dodatne značajne uštede u potrošnji primarne energije. Prema istom izvješću, prosječna specifična potrošnja blokova TE Tuzla TE Kakanj iznosi 12.248 kJ/kWh, dok je srednja učinkovitost elektrana (eta) 29,4 %.

Dugoročni je cilj u 2035. godini postići od 35 % do 40 % prosječne učinkovitosti blokova. Za izračun planiranih ušteda napravljena su 3 scenarija:

- S1 – učinkovitost elektrana 35 % (specifična potrošnja od 10.286 kJ/kWh),
- S2 – učinkovitost elektrana 38 % (specifična potrošnja od 9.474 kJ/kWh),
- S3 – učinkovitost 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, sa i bez mjera energetske učinkovitosti:

- Republika Srpska – srednja vrijednost potrošnje bez EnU-a – 4.655 GWh,
- Republika Srpska – srednja vrijednost potrošnje s EnU-om – 4.431 GWh,
- Federacija Bosne i Hercegovine – srednja vrijednost potrošnje bez EnU-a – 7.812 GWh,
- Federacija Bosne i Hercegovine – srednja vrijednost potrošnje s EnU-om – 7.435 GWh.

Podizanjem srednjeg stupnja učinkovitosti termoelektrana, na strani primarne energije, generiraju se uštede planirane na strani finalne potrošnje u razdoblju do 2035. godine.

Tablica 5.8.2 Planirane uštede na strani transformacije do 2035. godine

| Scenarij | Uštede (PJ) | |
|----------|------------------------------------|------------------------------------|
| | Procjena potrošnje bez mjera EnU-a | Procjena potrošnje s mjerama EnU-a |
| S1 | 13,19 | 12,56 |
| S2 | 19,60 | 18,65 |
| S3 | 23,33 | 22,20 |

Izvor: analiza Projektnog tima

³³ Kao osnova za daljnji proračun je uzeta eta bez TE Stanari i iznosi 31,3 %

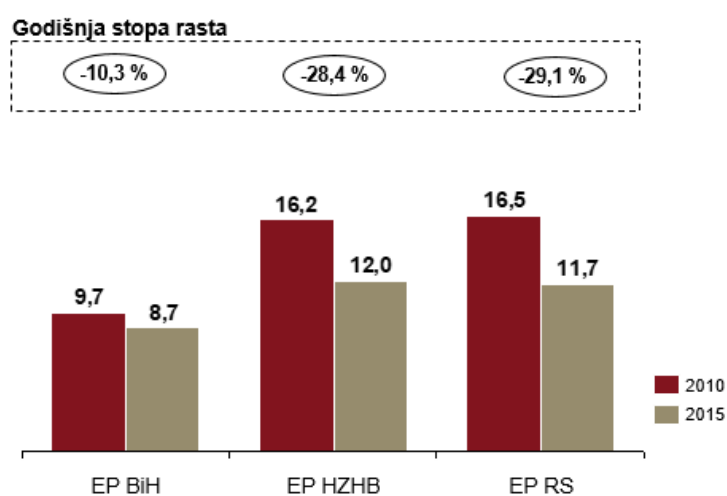
5.8.4.2 Planirane uštede u prijenosu i distribuciji

Prijenosna mreža razinom razvoja i izgrađenosti ispunjava sve trenutne potrebe EES-a Bosne i Hercegovine. Gubitci u prijenosnoj mreži, o kojima je više riječi bilo u poglavlju o elektroenergetskom sektoru, su zadovoljavajući te su se na razini gubitaka razvijenih europskih sustava. Stoga se eksplicitno nisu radile i planirane uštede za samu prijenosnu mrežu. Međutim, u narednom razdoblju sugerira se nastavak praćenja budućih trendova za smanjenjem gubitaka u prijenosnoj mreži kroz daljnji razvoj IT sustava, modernizaciju mreže, uvođenje rada pod visokim naponom itd.

U Bosni i Hercegovini postoji trend konstantnog smanjenja distributivnih gubitaka, sa 16 % u 2010. godini na otprilike 11,7 % u 2015. godini za EP HZHB, s 9,7 % na 8,7 % za EP BiH, te sa 16,5 % na 11,7 % za EP RS (Slika 5.8.7). Smanjeni gubitci dolaze kao rezultat brojnih regulatornih i tehničkih mjera i aktivnosti, koje su realizirane u oba entiteta u proteklom razdoblju.

Smanjivanje distributivnih gubitaka je dugotrajan i kompleksan proces, za koji je potrebna visoka razina uređenosti na svim organizacijskim i tehničkim razinama u distributivnim kompanijama.

Slika 5.8.7 Distributivni gubici električne energije, 2010. – 2015. godine



Izvor: RERS godišnji izvještaj, Radna skupina Republike Srpske, Radna skupina FBiH

U distribucijskoj mreži, tehnički i netehnički, odnosno komercijalni, gubitci su jedan od najvećih problema operatora 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, sa i bez mjera energetske učinkovitosti:

- EP RS – srednja vrijednost potrošnje bez EnU-a – 3.621 GWh,
- EP RS – srednja vrijednost potrošnje s EnU-om – 3.396 GWh,
- EP BiH – srednja vrijednost potrošnje bez EnU-a – 6.778 GWh,
- EP BiH – srednja vrijednost potrošnje s EnU-om – 6.401 GWh,
- EP HZHB – srednja vrijednost potrošnje bez EnU-a – 1.042 GWh,
- EP HZHB – srednja vrijednost potrošnje s EnU-om – 942 GWh.

Tablica 5.8.3 Planirane uštede na strani distribucije

| Cilj | Uštede (PJ) | | |
|----------------|------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|
| | Procjena potrošnje bez mjera EnU-a | Procjena potrošnje s mjerama EnU-a | |
| 9 % do 2020. | EP RS | 0,35 (97 GWh) | 0,33 (91 GWh) |
| | EP BiH | 0 | 0 |
| | EP HZHB | 0,16 (43,4 GWh) | 0,15 (41,3 GWh) |
| | TOTAL | 0,51 (140,4 GWh) | 0,48 (132,3 GWh) |
| 6,5 % do 2035. | EP RS | 0,53 (146,2 GWh) | 0,50 (138,3 GWh) |
| | EP HZHB | 0,68 (187,6 GWh) | 0,63 (175,9 GWh) |
| | EP HZHB | 0,17 (47,8 GWh) | 0,16 (43,2 GWh) |
| | TOTAL | 1,38 (381,8 GWh) | 1,28 (357,4 GWh) |

Izvor: analiza Projektnog tima

Ovi ciljevi se postižu realizacijom brojnih tehničkih investicijskih mjera (Tablica 5.8.4), kao i raznim aktivnostima i programima poput uvođenja sustava nagrađivanja i kažnjavanja distributivnih kompanija za postizanje ciljeva i izrade programa operatora distributivnog sustava u cilju smanjenja gubitaka te nadzor provođenja mjera i učinaka od 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 suvremenijim 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 Sustavi daljinskog grijanja

5.8.5.1 Trenutno stanje

Prema podacima preuzetim iz energetske bilance za 2016. godinu, daljinskim grijanjem se u Republici Srpskoj grije oko 2,3 milijuna m² stambenog prostora, te 460 tisuća m² poslovnog prostora, dok u Federaciji Bosne i Hercegovine ima oko 970 tisuća stanova koji se griju preko većih toplinarskih poduzeća. U Bosni i Hercegovini zasad nema sustava za pripremu tople vode i isporuka topline vrši se samo za grijanje.

Prema propisima Republike Srpske proizvodnja i isporuka toplinske energije se smatra komunalnom djelatnosti od posebnog javnog interesa za čije obavljanje je nadležna jedinica lokalne samouprave koja, prema Zakonu o komunalnim djelatnostima, osniva javno komunalno poduzeće. Članom 5 ovog zakona obvezane su jedinice lokalne samouprave, davatelji komunalnih usluga i korisnici komunalnih usluga da primjenjuju dugoročne mjere koje se odnose na energetska učinkovitosti, odnosno da smanjuju količinu energije i da prelaze na energiju iz obnovljivih izvora, te da osiguraju mjerenja isporučene energije i usluga kao i ugradnju inteligentnih sustava mjerenja u zgradama.

Kao primarno gorivo u Republici Srpskoj koristi se mazut, koji je najzastupljeniji s udjelom od oko 42 %, ugljen, prirodni plin te drveni otpad i drvo. U Federaciji Bosne i Hercegovine se kao primarno gorivo u većini gradova koriste kruta goriva i

lož ulje, osim u Sarajevu gdje se, kao primarni energent koristi prirodni plin. Trenutno u Bosni i Hercegovini postoji 23 toplane, od kojih je 13 u Republici Srpskoj (Banja Luka, Prijedor, Doboje, Zvornik, Gradiška, Brod, Istočno Sarajevo, Čelinac, Bijeljina, Palama i Sokolac), a 10 u Federaciji Bosne i Hercegovine (Sanski Most, Tešanj, Lukavac, Tuzla, Banovići, Zenica, Kakanj, Breza, Sarajevo i Konjic). Pored ovih toplana, u sustav opskrbe je uključena i TE Ugljevik, koja osigurava toplinsku energiju za potrebe Ugljevika.

Osnovni problemi u radu sektora daljinskog grijanja su sljedeći:

- niska učinkovitost i loše održavanje proizvodnih kapaciteta,
- loše stanje i gubitci toplovodnih mreža,
- poteškoće u mjerenju, obračunu i naplati isporučene topline,
- niske prodajne cijene i težak ekonomski položaj distributivnih poduzeća

5.8.5.2 Razvoj sustava daljinskog grijanja

Prema članu 14 nove direktive, svaka zemlja je obvezna napraviti sveobuhvatnu analizu na svom teritoriju u svrhu promocije učinkovite kogeneracije, uzimajući u obzir troškovno-optimalna rješenja za daljinsko grijanje.

Na razini EU-a, tržišni udio sustava 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 učinkovitosti:
 - povećanje udjela daljinskog grijanja prvo na 30 %, a zatim na 50 %,
 - povećanje udjela kogeneracijskih postrojenja (CHP),
 - povećanje udjela trigeneracije (CCHP);
2. Korištenje otpadne topline i obnovljivih izvora energije:
 - otpadna toplina 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 sustava daljinskog grijanja u Bosni i Hercegovini biti manji od vizije razvijenih zemalja EU-a. Ipak, dugoročno gledano je to, zbog potencijala kojim Bosna i Hercegovina raspolaže, prihvatljiva perspektiva.

U ovom segmentu strateški ciljevi Bosne i Hercegovine su promocija i ekspanzija sustava daljinskog grijanja, gdje god je to moguće i ekonomski isplativo, na biomasu ili otpadnu toplinu iz postojećih industrijskih pogona.

Što se postojećih sustava daljinskog grijanja tiče, svakako postoji potencijal za ostvarivanje ušteda prije svega u prijenosnoj i distributivnoj mreži, koji bi nakon donošenja zakonskog okvira koji uređuje ovu oblast, trebali se bazirati na sljedećim elementima:

- rekonstrukcija postojećih kotlova na mazut i zamjena mazuta biomasom,
- sanacija dotrajale prijenosne i distributivne mreže te zamjena fleksibilnim predizoliranim cijevima,
- automatska regulacija na podstanicama,
- optimizacija rada podstanica (klizanje prema vanjskoj temperaturi),
- hidrauličko balansiranje distributivne mreže (regulatori diferencijalnog pritiska) i pumpe s frekventnom regulacijom,
- usmjeravanje programa za obnovu zgrada na grupu zgrada vezanih za jednu podstanicu.

Zasad nisu izvršene procjene porasta udjela sustava daljinskog grijanja, te je sljedeći korak izrada studija kako bi se mogla napraviti detaljnija procjena. Tek tada će se steći uvjeti da se na osnovi odgovarajuće ekonomske analize utvrdi kakav porast SDG-a je dugoročno troškovno-optimalan za Bosnu i Hercegovinu.

5.8.6 Međusektorske mjere

Međusektorske mjere, koje predstavljaju ključ za uspješnu provedbu strategije, programa i Akcijskih planova za energetska učinkovitost, obuhvaćaju izmjenu i nadogradnju postojećeg zakonskog okvira, izvore financiranja, edukacije i osposobljavanje inženjera, tehničara, montera itd. 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 napraviti izmjene zakonskih okvira entiteta (Tablica 5.8.5 i Tablica 5.8.6).

Tablica 5.8.5 Smjernice za izmjenu zakonskog okvira u Federaciji Bosne i Hercegovine

| Smjernica | Opis |
|--|---|
| Donošenje Akcijskog plana energetske učinkovitosti | Potrebno je čim prije pristupiti izradi Akcijskog plana i njegovu usvajanju. |
| Donošenje podzakonskih propisa definiranih u Zakonu o energijskoj učinkovitosti | Zakonom o energijskoj učinkovitosti je predviđeno donošenje niza podzakonskih akata kojima će se detaljnije razraditi mjere energetske učinkovitosti definirane zakonom. Podzakonski akti se trebaju donijeti u roku 6 mjeseci od stupanja Zakona na snagu, te trebaju biti usklađeni sa zahtjevima iz nove Direktive 2012/27/EZ. |

Izvor: analiza Projektnog tima

Tablica 5.8.6 Smjernice za izmjenu zakonskog okvira u Republici Srpskoj

| Smjernica | Opis |
|--|--|
| Usklađivanje primarne legislative | Usklađivanje postojećeg Zakona o energetske učinkovitosti sa zahtjevima nove direktive, te izrada Zakona o toplinskoj energiji ili opcionalno izmjena Zakona o komunalnim djelatnostima s razradom dijela koji se odnosi na toplinsku energiju |
| Usklađivanje sekundarne legislative | Izrada pravilnika i metodologije za energetske preglede velikih potrošača |
| | Izrada pravilnika o mjerenju i verifikaciji (metodologija) |
| | Uvođenje feed-in tarifa za učinkovite sustave daljinskog grijanja u postojeći pravilnik |
| | Dopuna podzakonskih akata kod izgradnje novih TE postrojenja i SDG snage veće od 20 MW, uz obveznu studiju isplativosti |
| | Izrada pravilnika i metodologija za ESCO tržište |

Izvor: analiza Projektnog tima

5.8.6.2 Promocija, treninzi i osposobljavanje

Promocija predstavlja jedan od važnijih segmenata politike energetske učinkovitosti, koji je u zadnje vrijeme polučio značajne rezultate, na što treba staviti naglasak u Akcijskom planu. U tom smislu, u Akcijskom planu bi bilo predloženo uvođenje informativnih javnih kampanja o energetske učinkovitosti kako bi se podigla svijest građana, te pružile osnovne informacije o značaju energetske učinkovitosti, i podigla razina motivacije za provođenje aktivnosti i postizanje ušteda.

Primjeri prioritetnih tema obuke su sljedeći:

- energetske karakteristike zgrada i najbolje tehnologije za povećanje EnU-a vanjskog omotača zgrade, sustavi vodoopskrbe javne rasvjete, učinkovite kogeneracije i trigeneracije,
- proizvodnja i primjena energije iz OIE-a u raznim sektorima finalne potrošnje,
- uvođenje i provođenje energetske menadžmenta u zgradama javne i komercijalne namjene, u sustavima komunalnih usluga, industrijskim postrojenjima i tehnološkim procesima,
- ekonomija energetske učinkovitosti, analiza troškova i učinaka mjera EnU-a,
- urbanističko planiranje u funkciji EnU transporta,
- nova platforma za monitoring i verifikaciju ušteda energije (MVP),
- kriteriji EnU-a u javnim nabavama – zakonske obveze i dobre prakse,
- suvremene metode projektiranja i regulacije niskotemperaturnih sustava za grijanje, napredna automatska regulacija KGH sustava itd.

Tablica 5.8.7 Smjernice za poboljšanje edukacije i komunikacije

| Smjernica | Opis |
|--|--|
| Uvođenje informativnih javnih kampanja i edukacija o EnU-u | Promocija dobre prakse u finalnoj potrošnji, sustavima daljinskog grijanja i kogeneraciji |
| | Edukacija inženjera i montera za planiranje i projektiranje učinkovitih sustava, ekonomskih analitičara, servisera i dr. |
| | Uvođenje kurikuluma o energetske učinkovitosti i energetskom menadžmentu |

Izvor: analiza Projektnog tima

Energetska učinkovitost predstavlja širok spektar prilika, kako iz konteksta ušteda u potrošnji električne energije, tako i u poticanju gospodarske aktivnosti u drugim povezanim granama. Uz odgovarajuće financijske modele i kapacitete, provedba dobrih praksi u segmentu energetske učinkovitosti može pozitivno utjecati i na nova radna mjesta što je posebno važno za ekonomiju Bosne i Hercegovine. Tipična radna mjesta koja se potiču i otvaraju kroz provedbu raznih programa i inicijativa energetske učinkovitosti su: lokalni industrijski eksperti, arhitekti, građevinci, inženjeri, lokalni kooperanti i proizvođači građevinskog materijala itd. Dodatno, za mjere energetske učinkovitosti u segmentu primarne potrošnje – zgradarstva, potrebno je, među ostalima, aktivirati i lokalne potencijale u proizvodnji održivih materijala poput drva, vune, gline itd. koji se mogu koristiti kao sirovine u mjerama energetske učinkovitosti.

5.8.6.3 Financijski instrumenti i institucionalni okvir

Financiranje projekata energetske učinkovitosti predstavlja ključ uspješne provedbe i nerijetko je najveća prepreka za uspješno provođenje mjera.

Jedan od instrumenata koji se predlaže u novoj direktivi su i obligacijske sheme koje nameću distributerima i/ili opskrbljivačima energijom obveze provedbe projekata energetske učinkovitosti u svim sektorima krajnje potrošnje, proporcionalno njihovu volumenu prodaje na tržištu. Također, nova direktiva ostavlja mogućnost provedbe obligacijskih shema, alternativnih mjera ili njihovu kombinaciju. Za uspjeh obligacijskih shema i/ili drugih mjera financiranja ključno je postaviti odgovarajuće mehanizme njihove provedbe. U kontekstu nadzora nad provedbom mjera energetske učinkovitosti, dobre prakse ukazuju na uvođenje procedura certificiranja i audita koje trebaju provoditi ovlaštena tijela i institucije.

Tablica 5.8.8 Smjernice za razvoj financijskog okvira

| Smjernica | Opis |
|---|---|
| Razvoj financijskog okvira s ciljem financiranja projekata energetske učinkovitosti | Jačanje Fonda za zaštitu okoliša i njihove uloge u provedbi programa i mjera energetske učinkovitosti, <i>revolving fonda</i> , javnih ESCO kompanija uz modele otkupa potraživanja od privatnih ESCO kompanija |
| | Uvođenje obligacijskih shema i, sukladno tome, pronalaženje optimalnog miksa obligacijskih shema i alternativnih mjera |
| | Korištenje međunarodnih fondova za financiranje – IDA, WeBDEFF, GGF |

Izvor: analiza Projektnog tima

5.8.7 Regulatorni i institucionalni okvir

5.8.7.1 Razina Bosne i Hercegovine

Na razini Bosne i Hercegovine se intenzivno provode aktivnosti k usvajanju Akcijskog plana energetske učinkovitosti, što je obveza iz Ugovora o osnivanju Energetske zajednice. Akcijski plan energetske učinkovitosti u Bosni i Hercegovini bi trebao reflektirati ciljeve postavljene entitetskim Akcijskim planovima.

5.8.7.2 Regulatorna u Federaciji Bosne i Hercegovine

U Federaciji Bosne i Hercegovine nije donesen Akcijski plan energetske učinkovitosti. Trenutno se radi na nacrtu Smjernica za energetske učinkovitosti. FMERI je odgovoran za kreiranje politike u oblasti energetske učinkovitosti.

Zakon o energetske učinkovitosti je stupio na snagu u travnju 2017. godine, nakon trogodišnje procedure usvajanja. Ovim zakonom uređuju se: energetska učinkovitost u krajnjoj potrošnji čije je povećanje djelatnost od općeg interesa, donošenje i provođenje planova za unaprjeđenje energetske učinkovitosti, mjere za poboljšanje energetske učinkovitosti uključujući energetske usluge i energetske audite, obveze javnog sektora, obveze velikih potrošača, prava i obveze krajnjih potrošača, uključujući javni, stambeni i komercijalni sektor u pogledu primjene mjera energetske učinkovitosti, način financiranja poboljšanja energetske učinkovitosti i druga pitanja od značaja za energetske učinkovitost. Zakon se ne primjenjuje na energetske učinkovitost u postrojenjima za proizvodnju, prijenos, distribuciju i transformaciju energije. Operatori distributivnog sustava, distributeri energije i opskrbljivači energije ne smiju ometati pružanje energetske usluga ili drugih mjera za poboljšanje energetske učinkovitosti. Oni su također dužni ponuditi energetske usluge po konkurentskim cijenama svojim krajnjim kupcima, izravno ili posredstvom drugih davalaca energetske usluga. O provedenim mjerama, obvezni su izvješćivati FMERI jednom godišnje.

Zakonom je propisano da energetske usluge pruža privredno društvo za energetske usluge (engl. *Energy Service Company* – ESCO) ili drugo pravno lice, tj. davalac energetske usluge, na osnovi ugovora o energetske usluzi. Ponuda energetske usluge obvezno sadrži podatke o davaocu energetske usluge, mjere za poboljšanje energetske učinkovitosti, cijene, mehanizme financiranja, model ugovora i druge informacije. Zakon također definira strukturu ugovora o energetske učinkovitosti, prema kojem naručitelj i davalac energetske usluge zaključuju ugovor u pisanoj formi. Ostavljena je mogućnost da troškove pružanja energetske usluge mogu snositi naručitelj energetske usluge, davalac ili treća strana. Vrijednost ulaganja 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 djelomično, iz vlastitih izvora ili kroz financiranje treće strane. Davalac energetske usluge ili treća strana preuzima u cijelosti ili djelomično financijski, 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, obvezni su da pri odlučivanju o izboru dobavljača u postupku javne nabavke, energetske učinkovitost robe i usluga cijeniti zajedno s ostalim kriterijima i dati prioritet pod jednakim uvjetima, za nabavku opreme i usluga koje omogućavaju veći stupanj energetske učinkovitosti. Zakon o energetske učinkovitosti propisuje obvezu uspostavljanja energetske menadžmenta za organe javne uprave, organizacije, regulatorna tijela, javne ustanove, agencije, jedinice lokalne samouprave i javna poduzeća u prostorijama u kojima posluju i drugim sredstvima s kojima posluju.

Federalno ministarstvo prostornog uređenja odgovorno je za provedbu 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 razini Federacije Bosne i Hercegovine propisao obvezu energetske certificiranja zgrada, te je Ministarstvo donijelo i podzakonske akte na ovu temu.

Fond za zaštitu okoliša obavlja poslove u vezi s pribavljanjem sredstava, poticanjem i financiranjem pripreme, provedbe i razvoja programa, projekata i sličnih aktivnosti u oblasti očuvanja, održivog korištenja, zaštite i unaprjeđivanja stanja okoliša i korištenja obnovljivih izvora energije.

5.8.7.3 Regulatorna Republike Srpske

Vlada Republike Srpske je donijela Akcioni plan energetske efikasnosti Republike Srpske 2013. – 2018., u skladu sa Zakonom o energetske efikasnosti. Ovaj Akcijski plan je baziran na Direktivi 2006/32/EC o energetske učinkovitosti kod finalne potrošnje energije i energetske uslugama, Direktivi 2010/30/EU o označavanju proizvoda koji koriste energiju i Direktivi 2010/31/EU o energetske karakteristikama zgrada. Trenutno je u izradi novi Akcijski plan energetske učinkovitosti u Republici Srpskoj.

Zakonski okvir za sektor energetske učinkovitosti čine tri krovna zakona, a to su Zakon o energetske efikasnosti, Zakon o uređenju prostora i građenja i Zakon o energetici Republike Srpske.

Ministarstvo za prostorno uređenje, građevinarstvo i ekologiju odgovorno je za provedbu 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. Ovo ministarstvo usklađuje Zakon o uređenju prostora i građenju, koji između ostalog propisuje obveze koje se odnose na energetske karakteristike zgrada, energetske preglede zgrada, te energetske certificiranje zgrada. Prilikom građenja novih zgrada ili prilikom veće rekonstrukcije postojećih zgrada, propisuje se obvezna ugradnja mjernih uređaja komunalnih proizvoda za svakog pojedinačnog etažnog vlasnika za sve nove zgrade, a kod postojećih zgrada da se osigura, prilikom vršenja veće rekonstrukcije – ako to tehničke karakteristike zgrade dozvoljavaju i kada je to ekonomski prihvatljivo ili da se osigura najmanje mjerni uređaj za mjerenje na razini zgrade kao cjeline. Propisuje se stimuliranje korištenja daljinskog sustava grijanja ili hlađenja zgrade koji se u cijelosti ili djelomično zasniva na energiji iz obnovljivih izvora energije. Nameće se obveza javnom sektoru koji koristi zgrade s korisnom površinom većom od 500 m² uvođenje sustava energetskeg menadžmenta u skladu s odredbama propisa koji se odnose na energetske učinkovitost. U Republici Srpskoj je donesen set pravilnika kojima se zadovoljavaju zahtjevi Direktive 2010/31/EU, i to: Pravilnik o minimalnim zahtjevima za energetske karakteristike zgrada („Službeni glasnik Republike Srpske”, broj 30/15), Pravilnik o metodologiji za izračunavanje energetske karakteristike zgrada („Službeni glasnik Republike Srpske”, broj 30/15) i Pravilnik o vršenju energetskeg pregleda zgrada i izdavanju energetskeg certifikata („Službeni glasnik Republike Srpske”, broj 30/15).

Fond za zaštitu životne sredine i energetske efikasnosti Republike Srpske (Fond) obavlja sljedeće djelatnosti u sektoru energetske učinkovitosti:

1. sudjeluje u provođenju postupka za izbor i financiranje ili sufinansiranje projekata koji se odnose na smanjenje ukupne potrošnje energije u zgradama, a koja se za te namjere izdvajaju prema posebnim propisima kao i iz donacija, grantova ili kreditnim zaduženjima Republike Srpske;
2. uspostavlja i vodi baze podataka o energetskej učinkovitosti zgrada i izdanim energetskeim certifikatima;
3. sprovodi neovisnu kontrolu izdanih certifikata;
4. predlaže projekte energetske učinkovitosti u javnom sektoru;
5. vrši promociju mjera energetske učinkovitosti te informira i potiče interes javnosti o značaju i ciljevima energetske učinkovitost.

MIER je odgovoran za kreiranje politike u oblasti energetske učinkovitosti. Zakon o energetskej učinkovitosti definira energetske usluge koja obuhvaća aktivnosti i radnje koje dovode do mjerljivog ili procjenljivog poboljšanja energetske učinkovitosti zgrada i drugih objekata, tehničkih sustava i proizvodnih procesa, odnosno ušteda energije koje se mogu izraziti u novcu primjenom energetske učinkovite tehnologije, odnosno postupaka kojima se postižu uštede energije. Energetske usluge pruža privredno društvo za energetske usluge (engl. *Energy Service Company* – ESCO) ili drugo pravno lice, tj. davalac energetske usluge, na osnovi Ugovora o energetskej usluzi. Ponuda energetske usluge obvezno sadrži podatke o davaocu energetske usluge, mjere za poboljšanje energetske učinkovitosti, cijene, mehanizme financiranja, model ugovora i druge informacije. Zakon također definira strukturu ugovora o energetskej usluzi, prema kojem naručitelj i davalac energetske usluge zaključuju ugovor u pisanoj formi. Ostavljena je mogućnost da troškove pružanja energetske usluge mogu snositi naručitelj energetske usluge, davalac ili treća strana. Vrijednost ulaganja 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, u potpunosti ili djelomično, iz vlastitih izvora ili kroz financiranje treće strane. Davalac energetske usluge ili treća strana preuzima u cijelosti ili djelomično financijski, tehnički i komercijalni rizik pri pružanju energetske usluge u skladu sa zaključenim ugovorom o energetskej usluzi.

Zakon o energetskej učinkovitosti propisuje obvezu uspostavljanja energetskeg menadžmenta u javnim zgradama i velikim potrošačima s korisnom površinom većom od 500 m².

Operatori distributivnog sustava, distributeri energije i opskrbljivači energije ne smiju ometati pružanje energetske usluge ili drugih mjera za poboljšanje energetske učinkovitosti. Oni su također dužni ponuditi energetske usluge po konkurentskim cijenama svojim krajnjim kupcima, izravno ili posredstvom drugih davalaca energetske usluge. U slučaju da ne ponude ovu uslugu dužni su uplatiti ekvivalentan iznos u Fond, u skladu s metodologijom propisanom Pravilnikom o metodologiji procjene troškova ponude energetske usluge („Službeni glasnik Republike Srpske”, broj 28/14). Opskrbljivači energije imaju obvezu da na ispostavljenim računima za energiju jasno naznače ukupni trošak za energiju, trenutne cijene i stvarnu potrošnju energije u obračunskom razdoblju i usporedbu sadašnje potrošnje energije krajnjeg kupca s potrošnjom u istom razdoblju prethodne godine, po mogućnosti u grafičkoj formi.

5.8.8 Strateške smjernice

Za razdoblje do 2035. godine je potrebno postaviti okvir ključnih mjera za postizanje ušteda na strani finalne potrošnje i transformacije, promociju sustava daljinskog grijanja, te usklađivanja regulative u entitetima.

Tablica 5.8.9 Strateške smjernice

| | Strateški prioritet | Strateška smjernica |
|--|---|--|
| Finalna potrošnja | Unaprjeđenje energetske učinkovitosti u segmentu zgradarstva 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 provedba dugoročne strategije obnove stambenih zgrada u Bosni i Hercegovini |
| | Povećanje ostvarenih ušteda u sektoru industrije na godišnjoj razini, s ciljem dostizanja zadanog cilja | Povećanje energetske učinkovitosti industrijskih procesa i obnova pogona (komprimirani zrak, kotlovi, ložišta, rashladni sustavi...) |
| | | Promoviranje kogeneracije na biomasu |
| | | Provedba obveza velikih potrošača, uvođenje energetskog menadžmenta |
| Povećanje energetske učinkovitosti vozila svih kategorija | Kreiranje programa podrške za zamjenu starih vozila energetski učinkovitijim vozilima | |
| | Rekonstrukcija i poboljšanje infrastrukture za korištenje javnog sektora | |
| Transformacija, prijenos i distribucija | Novi zamjenski blokovi termoelektrana | Planiranje i izvješćivanje o postignutim uštedama potrošnje primarne energije novih blokova |
| | Smanjenje tehničkih i komercijalnih gubitaka u distribucijskoj mreži | Nastavak programa smanjenja netehničkih gubitaka uz stalni nadzor provođenja mjera za postizanje ciljeva, uspostavljenih za svako distribucijsko područje |
| | | Prelazak na pogonski napon 20 kV |
| | | 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 učinkovitosti infrastrukture za plin i el. energiju sukladno zahtjevima Direktive za energetska učinkovitost (rok provedbe 9/2018.) | | |
| SDG | Ekspanzija SDG-a i uređivanje zakonske oblasti | Izrada toplinskih mapa za gradove u Bosni i Hercegovini |
| | | Uređivanje zakonskog okvira koji će stimulirati promociju SDG-a (75 % kogeneracija, 50 % OIE, 50 % otpadna toplina ili kombinacija) |
| Međusektorske mjere | Uvođenje informativnih kampanja i edukacija o EnU-u | Promocija dobre prakse u finalnoj potrošnji, sistemima daljinskog grijanja i kogeneraciji, edukacija inženjera i montera za planiranje i projektiranje učinkovitih sistema, ekonomskih analitičara, serviser, i dr. te uvođenje curricula o energetske učinkovitosti i menadžmentu |
| | Poticanje „zelenih“ radnih mjesta i ekonomskih aktivnosti | Pokretanje mjera energetske učinkovitosti bi pozitivno utjecalo na povećanje broja radnih mjesta i ekonomske aktivnosti u povezanim industrijama poput građevinarstva, arhitekture, proizvodnje građevinskog materijala, proizvodnje sirovina itd. |

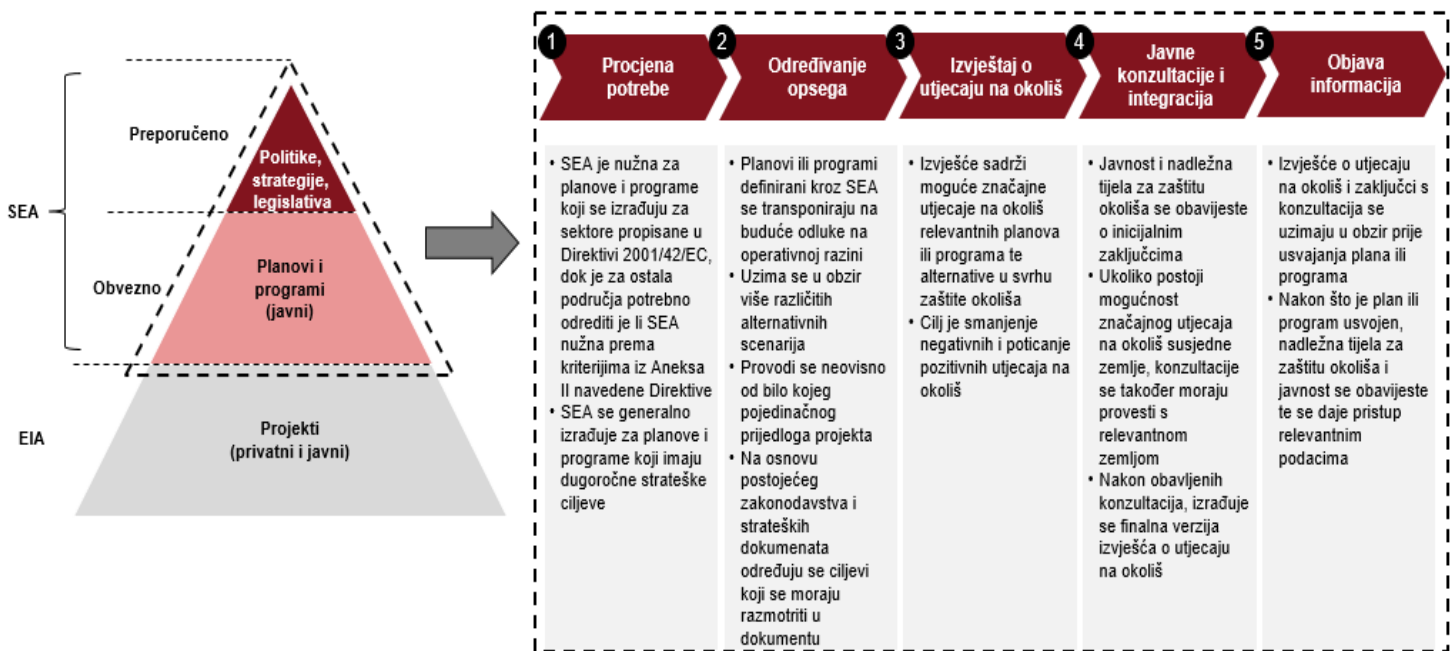
| | | |
|-------------------|--|---|
| | Razvoj finansijskog okvira za projekte en. učinkovitosti | Jačanje Fonda za zaštitu životne sredine/okoliša, stvaranje pogodnog okruženja za rast ESCO tržišta i kompanija, te uvođenje optimalnog modela obligacijskih shema uz korištenje ostalih međunarodnih fondova za financiranje |
| Regulativa | Donošenje Akcijskog plana energetske učinkovitosti u Bosni i Hercegovini | Potrebno je čim prije usvojiti Akcijski plan energetske učinkovitosti u Bosni i Hercegovini, koji će biti izrađen prema predlošku Sekretarijata Energetske zajednice |
| | Donošenje Akcijskog plana energetske učinkovitosti u Federaciji Bosne i Hercegovine | U Federaciji Bosne i Hercegovine nije donesen Akcijski plan energetske učinkovitosti. Potrebno je čim prije pristupiti izradi Akcijskog plana i njegovom usvajanju (uz izravnu uključenost županija u skladu s ustavnim nadležnostima) |
| | Usklađivanje legislative o EnU-u u Federaciji Bosne i Hercegovine i donošenje podzakonskih propisa definiranih u Zakonom o energijskoj učinkovitosti u Federaciji Bosne i Hercegovine, a koji će biti usklađeni sa zahtjevima iz nove Direktive 2012/27/EU o energetske učinkovitosti | Zakonom o energijskoj učinkovitosti je predviđeno donošenje niza podzakonskih akata kojima će se detaljnije razraditi mjere energetske učinkovitosti 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 učinkovitosti |
| | Usklađivanje legislative u Republike Srpske sa zahtjevima iz nove Direktive 2012/27/EU o energetske učinkovitosti | Postojeći zakonodavni okvir koji regulira sektor energetske učinkovitosti u Republici Srpskoj nije u potpunosti usklađen sa zahtjevima iz nove Direktive, pa je potrebno izvršiti usklađivanje. |

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 (engl. SEA – *Strategic Environmental Assessment*) se provodi za javne planove ili programe te se preporuča 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 vladajućeg tijela (na nacionalnoj, regionalnoj ili lokalnoj razini) te moraju biti popisani 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 (engl. SEA – *Strategic Environmental Assessment*); Procjena utjecaja na okoliš (engl. 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 dana 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 opsega izvješća 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 izravno ili neizravno dotiču ciljeva za zaštitu okoliša, a koje su u pravilu sastavni dio Strateške procjene utjecaja na okoliš. U sklopu pregleda globalnih i europskih trendova, u obzir su uzeti opći ciljevi i trendovi smanjenja stupnja zagađenja te ostvarenje održivog razvoja. Također se preporuča daljnja harmonizacija s EU direktivama koje promoviraju stvaranje niskougljičnog energetskog sustava u Europi (npr. 20-20-20 EU ciljevi, Zimski paket i energetska strategija Europske 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 sustav 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 razdoblju, BiH treba staviti fokus na izradu pravne legislative koja će odgovarajuće adresirati pitanje klimatske promjene, zatim izgraditi institucionalne kapacitete te formalno definirati nadležnosti i obveze u toj domeni, uključujući uspostavu sistema evidencije izvora stakleničkih plinova.

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 kvalitete naftnih derivata koja se koriste u transportu, industriji i domaćinstvima u skladu s europskim standardima. Predviđeno je povećanje uloge plina kao niskougljičnog goriva, zbog karakteristike plina da se izgaranjem ispušta upola manje stakleničkih plinova u odnosu na ugljen. Na strani potražnje i korištenja resursa, definirane su smjernice oko povećanja uloge energetske učinkovitosti 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 učinkovitosti 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. Kod zaštite životne sredine i zdravlja ljudi, definirane su EU direktive o ionizirajućem zračenju prema kojima bi se trebala harmonizirati legislativa Bosne i Hercegovine do 2020. godine.

6 INDIKATIVNA MAPA STRATEŠKIH SMJERNICA

6.1 Okvir transformacije energetskog sektora Bosne i Hercegovine

Okvir transformacije energetskog sektora Bosne i Hercegovine se zasniva na nekoliko ključnih elemenata koji omogućuju sustavan i komplementaran razvoj, te daljnju integraciju Bosne i Hercegovine u europsko tržište i trendove. Okvirnom energetsom strategijom je identificirana vizija, te ključni strateški ciljevi i smjernice, a pritom uzimajući u obzir resurse i kompetencije Bosne i Hercegovine. U idućim koracima je potrebno razraditi i usuglasiti i provesti specifična usmjerenja koja će imati implikacije na operativnoj, tehničkoj i legislativnoj razini.

Prilikom transformacije sektora, potrebno je detaljno razraditi mehanizme i rokove, te mjeriti postavljene rezultate unaprijeđenja učinkovitosti i kvalitete. Na taj način će se moći alocirati ulaganja na prioriteta područja koja će stvoriti najveću dodanu vrijednost za energetiku i gospodarstvo Bosne i Hercegovine.

Transparenta investicijska politika bazirana na jasnim ciljevima energetskog razvoja će stvoriti stabilan okvir domaćim, a naročito stranim ulagačima. Dodatno, može se očekivati kako će se ostvariti značajnije koristi i kod privlačenja sredstava od međunarodnih i EU finansijskih institucija te fondova. Kao podloga transformaciji cijelog energetskog sektora, potreban je aktivan angažman zakonodavno institucionalnog okvira na međusektorskim razinama s ciljem učinkovitijeg upravljanja i poticanja konkurentnosti.

6.2 Indikativna mapa strateških smjernica

Indikativnom strateškom mapom napravljena je podjela strateških smjernica na pet elemenata: učinkovito korištenje resursa, sigurna i pristupačna energija, učinkovito korištenje energije, energetska tranzicija i odgovornost prema okolišu, te razvoj i usklađenje regulatorno-institucionalnog okvira. Svakoj strateškoj smjernici je pridružena odgovorna administrativna razina zadužena za provedbu (Bosna i Hercegovina, Federacija Bosne i Hercegovine, Republika Srpska ili Brčko distrikt Bosne i Hercegovine), te procijenjeni vremenski okvir za provedbu koji je podijeljen na tri razine: kratkoročno razdoblje (K, do 2021. godine), srednjoročno razdoblje (S, do 2026. godine) i dugoročno razdoblje (D, do 2035. godine). Bitno je napomenuti kako se vremenskim kategorijama ne ograničava i raniji završetak ili realizacija pojedine strateške smjernice.

Strateškom mapom aktivnosti su definirane smjernice koje su vezane za koordinirano upravljanje i razvoj energetskog sustava, kao i potrebne reforme u zakonodavno-institucionalnom okviru Bosne i Hercegovine i entiteta. Za postizanje navedenih smjernica je potreban aktivan angažman institucija i ostalih kreatora energetske politike.

Dobre prakse upravljanja upućuju na potrebu za koordinacijskim tijelom i mehanizmom (i/ili više njih), koji će vršiti nadzor aktivnosti te izvješćivati oko napretka provedbe usuglašanih strateških prioriteta. U slučaju Okvirne energetske strategije Bosne i Hercegovine, daljnja koordinacija i nadzor nad provedbom važna je iz nekoliko razloga:

- s obzirom na to da Okvirna energetska strategija nudi više različitih opcija i smjerova razvoja infrastrukture, potrebno je provođenje dodatnih analiza i odabira optimalnih projekata na strateškoj razini. Planiranje mora biti relativno brzo i koordinirano jer su brojni sektori međusobno zavisni. Stoga je narednih nekoliko godina ključno za uspješnu transformaciju i prilagodbu investicijskih planova u energetskom sektoru;
- može se očekivati kako će se postići značajne koristi te stvoriti dodatna vrijednost u srednjem i dugom roku nakon identifikacije i razrade međuzavisnih poveznica po pojedinim sektorima (npr. odabir razvoja proizvodnog miksa el. energije i restrukturiranja sektora uglja sukladno odabranom scenariju i sl.). Međutim, potencijalni otkloni u planiranim međusektorskim poveznicama mogu prouzročiti zastoje koji će utjecati na pojavu propuštenih prilika, iziskivati dodatne troškove i dulje vrijeme za provedbu. Stoga, održivi i balansiran razvoj u srednjem i dugom roku iziskuje dodatne napore institucija i ostalih relevantnih dionika radi dosljednog provođenja mjera u praksi;
- potrebno je u što kraćem roku nastaviti s provedbom i/ili prilagodbom regulatornog i institucionalnog okvira u skladu s EU direktivama, te obvezama Bosne i Hercegovine prema Energetskoj zajednici. Jedan od pozitivnih učinaka daljnjeg usklađenja i razvoja institucionalnog okvira manifestirat će se i kroz veću stabilnost sektora, što je preduvjet za snažnije privlačenje stranih i privatnih ulaganja, diversifikaciju i poticanje poduzetništva te novih ekonomskih aktivnosti.

Tablica 6.2.1 Indikativna mapa strateških smjernica

| Strateški prioriteta | Br. | Područje/ sektor | Specifične strateške smjernice | Ključni nositelj | | | | Rok | Stupanj prioriteta | Međuovisnost mjera |
|--------------------------------|-----|--|--|------------------|------|----|----|------|--------------------|--------------------|
| | | | | BiH | FBiH | RS | DB | | | |
| Učinkovito korištenje resursa | 1 | Električna energija | Transformacija sektora električne energije s ciljem smanjenja neučinkovitosti, povećanja vrijednosti za krajnje korisnike, te oslobađanje resursa za ulaganja u nove vrijednosti (nove tehnologije, proizvodi i usluge) na tržištu | ✓ | ✓ | ✓ | | S | ● | 3, 6, 8 |
| | 2 | OIE | Odgovarajuće korištenje i upravljanje potencijalima obnovljivih izvora energije, te postizanje većeg udjela čišće energije u sektoru električne energije, grijanju i hlađenju te transportu kroz izradu Akcijskih planova | | ✓ | ✓ | ✓ | D | ● | 30, 32, 33, 34 |
| | 3 | Ugljen | Restrukturiranje sektora rudarstva nastavno na odabranu strategiju razvoja termo sektora (uzimajući u obzir socijalnu komponentu), te alokacija investicijskih kapaciteta u modernizaciju i nove tehnologije radi rasta produktivnosti i učinkovitosti | | ✓ | ✓ | | K,S | ● | 1, 5, 6 |
| | 4 | Nafta i plin | Povećati stupanj istraživanja potencijala ugljikovodika te stvarati povoljno investicijsko okruženje za ulagače | ✓ | ✓ | ✓ | | S, D | ● | - |
| Sigurna i pristupačna energija | 5 | Električna energija | Finalna razrada i odabir scenarija razvoja proizvodnog miksa (u skladu s obvezama) kroz dodatne kriterije i analize (kretanje cijena el. energije i energenata, CO ₂ emisija, razvoj kapaciteta u regiji, kogeneracije i sl.), te odabir optimalnog proizvodnog miksa | | ✓ | ✓ | | K | ● | 2, 21, 22 |
| | 6 | | Prilagodba investicijskih planova razvoja proizvodnog miksa sukladno realnim domaćim potrebama i stanju u okruženju kroz sveobuhvatno sagledavanje povlastica i rizika. Cilj je ostvariti balans konkurentnosti, sigurnosti opskrbe i dugoročne održivosti | | ✓ | ✓ | | K, S | ● | 5 |
| | 7 | | Daljnji razvoj prijenosne mreže sukladno planovima izgradnje novih kapaciteta, analizi tijekova snage i kriterija sigurnosti, te integracije tržišta sa susjednim zemljama | ✓ | | | | D | ● | 5, 6 |
| | 8 | | Razvoj moderne infrastrukture te uvođenje novih tehnologija u distribucijske sustave za električnu energiju (platforma za nove poslovne modele i razvoj tržišta usluga) | | ✓ | ✓ | ✓ | D | ● | 1, 5 |
| | 9 | | Daljnje unaprjeđenje tržišta veleprodaje kroz uspostavu aukcijskog načina nabavke el. energije, te tržišta uravnoteženja | ✓ | | | | K | ● | 1 |
| | 10 | | Izrada studije s ciljem definiranja optimalnog modela daljnje organizacije tržišta električne energije | ✓ | | | | K | ● | - |
| | 11 | | Provesti dubinsku analizu stanja postojećih skladišnih kapaciteta, te izraditi plan modernizacije/ prenamjene sukladno potrebama | | ✓ | ✓ | | K | ● | - |
| | 12 | | Vođenje i održavanje obveznih rezervi nafte i naftnih derivata u cilju sigurnosti opskrbe naftom i naftnim derivatima | ✓ | ✓ | ✓ | | D | ● | 36, 37 |
| | 13 | | Izrada studije za utvrđivanje projekcija potrošnje plina i izračun kretanja potencijalnih cijena za kupce (cijene plina i tarifa za transport i distribuciju) u entitetima i na razini Bosne i Hercegovine, kroz sagledavanje razvoja ponude i potražnje, te infrastrukture | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | K | ● | - |
| | 14 | | Izgradnja novih dobavnih pravaca uz modernizaciju i odgovarajuće održavanje postojeće infrastrukture za plin u kontekstu sigurnosti opskrbe i diversifikacije | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | S, D | ● | 13 |
| | 15 | Upravljanje cjenovnom konkurentnosti plina i nastavak konvergencije prema cijenama u regiji kao i provođenje elemenata liberalizacije tržišta u praksi | | ✓ | ✓ | | D | ● | 14, 38, 39, 40 | |

| | | | | | | | | | | |
|---|----|-------------------------|---|--|---|---|---|------|---|------------------------|
| Učinkovito korištenje energije | 16 | Energetska učinkovitost | Daljnji razvoj i provedbu mjera energetske učinkovitosti u području ušteda za finalnu potrošnju zgradarstva, industrije, transporta i ostalih područja sukladno novoj Direktivi 2012/27/EU | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | S, D | ● | 2, 19, 20, 42, 43 |
| | 17 | | Razvoj i unaprjeđenje mjera učinkovitosti u transformaciji, prijenosu i distribuciji električne energije kao na novi integralni pristup u čitavom energetskom lancu za postizanje ušteda u primarnoj i finalnoj potrošnji | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | S, D | ● | 7, 8, 19, 20, 42, 43 |
| | 18 | | Promocija i ekspanzija sistema daljinskog grijanja te visoko učinkovite kogeneracije korištenjem otpadne topline, otpada i obnovljivih izvora energije gdje god je to moguće i ekonomski isplativo | | ✓ | ✓ | ✓ | S, D | ● | 6, 19, 20, 42, 43 |
| | 19 | | Aktivno informiranje krajnjih korisnika o mjerama i koristima energetske učinkovitosti, te uspostava financijskog okvira s ciljem uspješne provedbe (kroz jačanje uloge fondova za područje energetske učinkovitosti, uvođenje ESCO kompanija i obligacijskih shema te korištenje međunarodnih fondova za financiranje) | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | S, D | ● | 42, 43 |
| | 20 | | Stvaranje novih „zelenih“ radnih mjesta te poticanje nove ekonomske aktivnosti industrijskih grana koje mogu doprinijeti u provedbi mjera energetske učinkovitosti | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | S, D | ● | 16, 17, 18, 19, 42, 43 |
| Energetska tranzicija i odgovornost prema okolišu | 21 | Električna energija | Smanjenje lokalnih emisija postojećih velikih postrojenja za sagorijevanje sukladno preuzetim obvezama Nacionalnog plana za smanjenje emisija Bosne i Hercegovine (NERP), te nastavak daljnjeg monitoringa i smanjenja emisija u slučaju ekspanzije termo sektora prema praksama u EU-u | ✓ | ✓ | ✓ | | S, D | ● | 5, 6, 16, 17, 18 |
| | 22 | | Doprinos termo sektora konvergiranju ciljevima za redukciju CO ₂ emisija prema INDC scenarijima postavljenim na razini Bosne i Hercegovine do 1990. godine, kao preventivni instrument u slučaju ulaska Bosne i Hercegovine i entiteta u sustav trgovanja emisijama (ETS) | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | S, D | ● | 5, 6, 16, 17, 18 |
| | 23 | Nafta i naftni derivati | Unaprjeđenje kontrole i kvalitete naftnih derivata na fragmentiranom maloprodajnom tržištu u Bosni i Hercegovini | | ✓ | ✓ | ✓ | K | ● | 37 |
| | 24 | Općenito | Izrada Strateške procjene utjecaja na okoliš (SEA) kako bi se postavili temelji za dugoročno održivi razvoj okoliša i životne sredine za Bosnu i Hercegovinu | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | K | ● | 5 |
| Razvoj i usklađenje regulatorno-institucionalnog okvira | 25 | Električna energija | Organiziranje operatora prijenosnog sistema električne energije u skladu s jednim od tri modela propisanih Direktivom 2009/72/EC (vlasničko razdvajanje, neovisni operator prijenosa, neovisni operator sistema), te certificiranje operatora prijenosnog sistema | ✓ | ✓ | ✓ | | K | ● | 1 |
| | 26 | | Nastavak razdvajanja djelatnosti distribucije i opskrbe el. energije sukladno Trećem energetskom paketu | | ✓ | ✓ | ✓ | K | ● | 1 |
| | 27 | | Deregulacija cijena električne energije javnih opskrbljivača za kategorije domaćinstva, malih privrednih subjekata i komercijalne kupce kako bi se prešlo na tržišne cijene, ali pritom zaštititi socijalne kategorije posebnim programom | | ✓ | ✓ | | K | ● | 1 |
| | 28 | | Konkurentnost cijene proizvodnje električne energije na pragu proizvodnih jedinica radi usmjeravanja subjekata prema tržišnim načelima | | ✓ | ✓ | | K | ● | 1 |
| | 29 | | Izrada programa zaštite socijalne kategorije koji 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 | | ✓ | ✓ | ✓ | K | ● | - |
| | 30 | | OIE | Izrada legislative koja regulira mehanizme suradnje s drugim državama članicama Energetske zajednice, koji bi omogućili dogovor o mjerama i programima poticanja proizvodnje energije iz OIE-a i postizanja ciljeva postavljenih Akcijskim planovima, što je propisano Direktivom 2009/28/EC | ✓ | | | | K | ● |

| | | | | | | | | | |
|----|-------------------------|---|---|---|---|---|------|---|---------|
| 31 | | Potrebno je na razini Bosne i Hercegovine propisati prioritet i kriterije pristupa na prijenosnu mrežu postrojenjima koji proizvode energiju iz obnovljivih izvora energije, u skladu sa zahtjevima iz Direktive 2009/28/EC | ✓ | ✓ | ✓ | | K | ● | 34 |
| 32 | | Normiranje uporabe minimalnih razina energije iz OIE-a prilikom izgradnje novih ili renoviranja postojećih objekata, donošenje propisa o primjeni kogeneracije, te donošenje mjera za povećanje udjela OIE-a u finalnoj potrošnji u sektorima grijanja i hlađenja u skladu s Direktivom 2009/28/EC | | ✓ | ✓ | | K | ● | - |
| 33 | | Donošenje propisa kojim bi se utvrdili kriteriji održivosti za pogonska biogoriva i druga tekuća biogoriva, kako bi se ispunili ciljevi iz Akcijskog plana, te ispravno transponirali zahtjevi iz Direktive 2009/28/EC | | ✓ | ✓ | | K | ● | - |
| 34 | | Daljnji razvoj tržišnih mehanizama i modaliteta proizvodnje baziranih na tržišnim principima, te prodaje i balansiranja el. energije iz OIE-a | ✓ | ✓ | ✓ | | K, S | ● | 31 |
| 35 | Ugljen | Kontinuirano ažurirati i usuglašavati 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 | | ✓ | ✓ | | K, S | ● | 3, 5, 6 |
| 36 | Nafta i naftni derivati | Uspostava zakonodavnog okvira za obvezne naftne rezerve na razini Bosne i Hercegovine i entiteta sukladno EU Direktivi 2009/119/EC, te propisivanje načina i metodologije formiranja i čuvanja obveznih zaliha naftnih derivata (provedba metodologije i sustava prijave podataka 90/61 dan, te provedba sustava naplate) | ✓ | ✓ | ✓ | | K | ● | - |
| 37 | | Odluka o kvalitetu tečnih naftnih goriva u Bosni i Hercegovini se donosi na nivou Bosne i Hercegovine. Potrebno je i dalje kontinuirano i ujednačeno propisivati kvalitetu nafte i naftnih derivata na tržištu, u skladu sa standardima EU. | ✓ | | | | K | ● | - |
| 38 | Plin | Davanje određenih usuglašenih nadležnosti DERK-u u sektoru plina u skladu s Direktivom 2009/72/EC i Direktivom 2009/73/EC o postojanju jednog regulatornog tijela za električnu energiju i plin na razini Bosne i Hercegovine | ✓ | | | | K | ● | - |
| 39 | | Potrebno je usklađenje s Trećim energetskim paketom za razdvajanje djelatnosti transporta i distribucije od opskrbe i trgovine, korištenjem jednog od predviđenih EU modela za razdvajanje operatora za plin (vlasničko razdvajanje, neovisni operator prijenosa, neovisni operator sistema) | | ✓ | ✓ | | K, S | ● | - |
| 40 | | Potrebno je rješavanje pitanja duga za plin s Ruskom Federacijom | ✓ | | | | K, S | ● | 15 |
| 41 | Toplinarstvo | Donošenje zakona kako bi se normativno uredila pitanja proizvodnje, distribucije i opskrbe toplinskom energijom, politike tarifiranja te odnosa opskrbljivača i potrošača toplinske energije i druga relevantna pitanja | | ✓ | ✓ | | K, S | ● | - |
| 42 | Energetska učinkovitost | Potrebno je donošenje Akcijskog plana energetske učinkovitosti Bosne i Hercegovine (izrađen prema predlošku Sekretarijata EZ), te isto Akcijskog plana za Federaciju Bosne i Hercegovine | ✓ | ✓ | | | K | ● | - |
| 43 | | Donošenje podzakonskih propisa definiranih u Zakonu o energetske učinkovitosti, a koji će biti usklađeni sa zahtjevima iz nove Direktive 2012/27/EU o energetske učinkovitosti | | | ✓ | | K | ● | 42 |
| 44 | Općenito | Dubinsko snimanje usklađenosti zakonodavstva na razini entiteta s razinom BiH, te s pravnom stečevinom EU-a i obvezama prema Energetskoj zajednici. Nakon provođenja dubinskog snimanja, potrebno je izraditi Akcijske planove te provesti daljnju harmonizaciju zakonodavstva na svim razinama. | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | K | ● | - |

Izvor: analiza Projektnog tima, smjernice Radne skupine

Legenda:

Rok provedbe: K-kratkoročno, S-srednjoročno, D-dugoročno

Stupanj prioriteta: ◐ - Niži, ◑ - Viši

Popis skraćenica

| | |
|-----------------------|---|
| 10G | Desetogodišnji |
| AMR | Automatic meter reading (inteligentni mjerni sustavi) |
| APOEF | Akcijski plan Federacije Bosne i Hercegovine za korištenje OIE-a |
| BAU | Business as usual (nastavak dosadašnje prakse) |
| bbl | Barrel (barel) |
| bcm | Billion cubic meters (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 | Behind the meter (usluge-iza-brojila) |
| BTU | British thermal unit |
| CAGR | Compound annual growth rate (složena godišnja stopa rasta) |
| CAPEX | Capital expenditure (kapitalni izdatci) |
| CCGT | Combined cycle gas turbine |
| CEE | Central East Europe |
| CHP | Combined heat and power |
| CO₂ | Ugljični dioksid |
| DERK | Državna regulatorna komisija za električnu energiju |
| DFID | Department for international development (Odjel za međunarodni razvoj Vlade Velike Britanije) |
| DG | Daljinsko grijanje |
| DSO | Operator distribucijskog sustava |
| DSU | Direktna/izravna strana ulaganja |
| DV | Dalekovod |
| EnU | Energetska učinkovitost |
| EEA | European Economic Area (europski gospodarski prostor) |
| EnUD | Direktiva o energetskej učinkovitosti |
| EnUO shema | Obligacijska shema za energetskej učinkovitost |
| EES | Elektroenergetski sustav |
| EEX | European Energy Exchange |
| EMS | Elektromreža Srbije |
| ENTSO-E | European network of transmission system operators for electricity |
| ENTSO-G | European network of transmission system operators for gas |
| Enz/EZ | Energetska zajednica |
| EP BiH | Elektroprivreda Bosne i Hercegovine |
| EP HZHB | Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg Bosne |
| ERS | Elektroprivreda Republike Srpske |
| ESCO | Energy Service Company |
| ETS | Emission trading system (sustav trgovanja emisijama) |
| EU | Europska 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 | Full time equivalent (ekivalent punog radnog vremena) |
| GW | Gigavat |
| GWh | Gigavat sat |
| HE | Hidroelektrana |
| IAP | Ionian Adriatic Pipeline (Jonsko-jadranski plinovod) |

| | |
|-----------------------|--|
| IBRD | International Bank for Reconstruction and Development (Međunarodna banka za obnovu i razvoj) |
| IEA | International Energy Agency (Međunarodna agencija za energiju) |
| INDC | Intended Nationally Determined Contributions |
| IPA | Instrument for Pre-accession Assistance |
| ISO | Independent system operator (neovisno operator sustava) |
| IT | Informacijska tehnologija |
| ITO | Independent transmission operator (neovisni operator prijenosa) |
| JIE | Jugoistočna Europa |
| JP | Javno poduzeće |
| JPP | Javno privatno partnerstvo |
| KGH | Klimatizacija, grijanje, hlađenje |
| KM | Konvertibilna marka |
| KPI | Key Performance Indicators (ključni pokazatelji uspješnosti) |
| Kt | Kilotona |
| ktoe | Kilotona ekvivalentne nafte |
| kV | Kilovolt |
| kW | Kilovat |
| kWh | Kilovat sat |
| LCOE | Levelised cost of electricity |
| LNG | Liquified natural gas (ukapljeni prirodni plin) |
| m² | Kvadratni metar |
| mcm | Milijun metara kubnih |
| MHE | Mala hidroelektrana |
| MIER | Ministarstvo industrije, energetike i rudarstva |
| mil. | Milijun |
| 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 | Not available (nije dostupno) |
| NE | Nuklearna elektrana |
| NERP | National Emission Reduction Plan (Nacionalni plan smanjenja emisija) |
| NN | Niski napon |
| NOS BiH | Neovisni operator sustava u Bosni i Hercegovini |
| NO_x | Dušikovi oksidi |
| O&M | Operation and maintenance (upravljanje i održavanje) |
| ODS | Operator distribucijskog sustava |
| OECD | Organization for Economic Cooperation and Development |
| OES | Okvirna energetska strategija |
| OIE | Obnovljivi izvori energije |
| OIEiUK | Obnovljivi izvori energije i učinkovita kogeneracija |
| OPEX | Operating expenses (operativni troškovi) |
| OPS | Operator prijenosnog sustava |
| OU | Ownership Unbundling (vlasničko razdvajanje) |
| p.p. | Postotni poen |
| PECI | Project of energy community interest |
| PJ | Petadžul |
| PMI | Project of mutual interest |
| PPP | Purchasing power parity (paritet kupovne moći) |
| PSA | Production sharing agreement (Ugovor o podjeli proizvodnje) |
| PV | Solarni panel |

| | |
|-----------------------|---|
| R&D | Research and development (istraživanje i razvoj) |
| RERS | Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske |
| RITE | Rudnik i termoelektrana |
| RMU | Rudnik mrkog ugljena |
| RS | Republika Srpska |
| SAIDI | System average interruption duration index (prosječno trajanje prekida napajanja u minutama po kupcu) |
| SAIFI | System average interruption frequency index (prosječan broj prekida napajanja po kupcu) |
| SCGT | Simple cycle gas turbine |
| SDG | Sustavi daljinskog grijanja |
| SE | Solarna elektrana |
| SEA | Strategic Environmental Assessment (Strateška procjena utjecaja na okoliš) |
| SEE | South East Europe |
| 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 | Operator prijenosnog sustava |
| TWh | Teravat sat |
| UNFCC | United Nations Framework Convention on Climate Change |
| US\$/USD | Američki dolar |
| USAID | US Agency for international development |
| VE | Vjetroelektrana |
| VN | Visoki napon |
| VUK | Visokoučinkovita kogeneracija |
| WACC | Weighted Average Cost of Capital (ponderirani prosječni trošak kapitala) |
| WB | World Bank (Svjetska banka) |
| WBIF | World Western Balkans Investment Framework Bank (Svjetska Banka) |
| ZP | Zavisno poduzeće |

Popis slika

| | |
|---|----|
| Slika 1.3.1 Životni ciklus strateškog planiranja | 7 |
| Slika 1.3.2 Presjek ključnih segmenata energetskog tržišta i lanca vrijednosti | 8 |
| Slika 2.2.1 Ilustrativan prikaz strateških prioriteta Bosne i Hercegovine | 10 |
| Slika 3.2.1 Povijesno kretanje i procjena stope rasta BDP-a u milijardama EUR, 2010. – 2035. godine | 13 |
| Slika 3.2.2 Komparativna analiza BDP-a i BDP-a po stanovniku, 2010. – 2015. godine | 13 |
| Slika 3.2.3 Kretanje stope nezaposlenosti u tisućama stanovnika, 2010. – 2015. godine | 14 |
| Slika 3.2.4 Prosječna godišnja izravna strana ulaganja u milijunima EUR, 2010. – 2015. godine | 15 |
| Slika 3.2.5 Struktura zemalja koje su ulagale u Bosnu i Hercegovinu, 2015. godina | 15 |
| Slika 3.2.6 Rang po lakoći poslovanja, 2016. godina | 16 |
| Slika 4.1.1 Struktura globalne potražnje za primarnom energijom, 2015. – 2040. godine | 17 |
| Slika 4.1.2 Globalna struktura proizvodnog miksa, 2015. – 2040. godine | 17 |
| Slika 4.1.3 Proizvodnja električne energije po regijama u Europi u TWh, 2012. – 2015. godine | 18 |
| Slika 4.1.4 Projekcija kretanja strukture proizvodnog miksa proizvodnje u Europi, 2010. – 2040. godine | 19 |
| Slika 4.1.5 Europske energetske politike (primjer) | 20 |
| Slika 4.1.6 Ilustrativan prikaz razvoja europske energetske infrastrukture | 21 |
| Slika 4.1.7 Proizvodnja iz OIE-a i udio u ukupnoj proizvodnji u TWh, 2012. – 2015. godine | 22 |
| Slika 4.1.8 Projekcije instalirane snage OIE-a u Europi u GW, 2025. – 2030. godine | 23 |
| Slika 4.1.9 Troškovi ulaganja u tisućama EUR/kW, 2015. – 2025. godine | 24 |
| Slika 4.1.10 Prosječna cijena proizvodnje električne energije u EUR/kWh, 2015. – 2020. godine | 24 |
| Slika 4.1.11 Kretanje cijena električne energije na različitim europskim burzama u EUR/MWh, 2008. – 2015. godine | 25 |
| Slika 4.1.12 Krajnja cijena električne energije za kućanstva u Europi u EUR cent/kWh, 2012. – 2015. godine | 26 |
| Slika 4.1.13 Promjena poslovnih modela i strukture prihoda | 26 |
| Slika 4.1.14 Ilustrativan prikaz trendova u domeni investicijskih odluka elektroprivreda | 27 |
| Slika 4.1.15 Ilustrativni primjer restrukturiranja elektroprivrede i promjene fokusa u poslovnim modelima | 28 |
| Slika 4.1.16 Ilustrativni prikaz potencijala različitih poslovnih modela | 28 |
| Slika 4.1.17 Prilagodba mrežnih kompanija | 29 |
| Slika 4.2.1 Dnevne spot cijene Brenta u US\$/bbl, siječnja 2006. – kolovoza 2016. godine | 30 |
| Slika 4.2.2 Globalna potražnja za naftom i godišnja stopa rasta, 1966. – 2015. godine | 31 |
| Slika 4.2.3 Prognoza kretanja cijena Brenta u US\$/bbl, 2004. – 2040. godine | 32 |
| Slika 4.2.4 Prosječna mjesečna cijena plina na odabranim tržištima u US\$/mmBTU, siječnja 2009. – kolovoza 2016. godine | 32 |
| Slika 4.2.5 Tržišna dinamika koja oblikuje tržište plina | 33 |
| Slika 4.2.6 NWE Rafinerijske marže u US\$/bbl, siječnja 2013. – kolovoza 2016. godine | 34 |
| Slika 4.2.7 Globalna bilanca proizvodnje i potražnje naftnih derivata u mil. bbl/d, 2012. – 2016. godine | 34 |
| Slika 4.2.8 Količine naftnih derivata u skladištima u zemljama OECD-a u mil. bbl, 2012. – 2016. godine | 34 |
| Slika 4.2.9 Potražnja za naftnim derivatima u kt, 2010. – 2030. godine | 35 |
| Slika 4.2.10 Kapacitet prerade u Europi, 2004. – 2015. godine | 35 |
| Slika 4.2.11 Globalni Upstream CAPEX po regijama u US\$, 2010. – 2017. godine | 36 |
| Slika 4.2.12 Razlika u CAPEX-u, 2014. i 2016. godina | 36 |
| Slika 4.2.13 Globalni rast potražnje za energentima u mil. t, 1990. – 2040. godine | 36 |
| Slika 4.2.14 Globalna ulaganja u čistu energiju u US\$, 2004. – 2015. godine | 36 |
| Slika 5.2.1 Struktura tržišta el. energije u Bosni i Hercegovini, 2016. godina | 45 |
| Slika 5.2.2 Ostvarene bilančne veličine el. energije u zemljama regije u TWh, prosječno za razdoblje 2010. – 2015. godine | 46 |
| Slika 5.2.3 Proizvodni miks domaće proizvodnje el. energije u zemljama regije u TWh, prosječno za razdoblje 2010. – 2015. godine | 46 |
| Slika 5.2.4 Ostvarene bilančne veličine za el. energiju u Bosni i Hercegovini u TWh, 2010. – 2016. godine | 47 |
| Slika 5.2.5 Potrošnja el. energije u Bosni i Hercegovini, po područjima, u TWh, 2010. – 2016. godine | 47 |
| Slika 5.2.6 Instalirani kapaciteti u Bosni i Hercegovini, po izvoru u MW, 2010. – 2016. godine | 47 |
| Slika 5.2.7 Instalirani kapaciteti na razini Bosne i Hercegovine, po elektroprivredi u MW, 2010. – 2016. godine | 47 |
| Slika 5.2.8 Instalirani kapaciteti u Republici Srpskoj, po izvoru u MW, 2010. – 2016. godine | 48 |
| Slika 5.2.9 Instalirani kapaciteti u Federaciji Bosne i Hercegovine, po izvoru u MW, 2010. – 2016. godine | 48 |
| Slika 5.2.10 Proizvodnja električne energije u Bosni i Hercegovini, po izvoru u TWh, 2010. – 2016. godine | 48 |
| Slika 5.2.11 Proizvodnja električne energije u Bosni i Hercegovini, po subjektima u TWh, 2010. – 2016. godine | 48 |
| Slika 5.2.12 Proizvodnja i potrošnja el. energije u Federaciji Bosne i Hercegovine u TWh, 2010. – 2016. godine | 49 |
| Slika 5.2.13 Proizvodnja i potrošnja el. energije u Republici Srpskoj u TWh, 2010. – 2016. godine | 49 |
| Slika 5.2.14 Prekogranična trgovina električne energije, uključujući i registrirani tranzit u Bosni i Hercegovini u TWh, 2010. – 2016. godine | 50 |
| Slika 5.2.15 Količine na burzi za dan unaprijed u GWh, 1. ožujka – 1. travnja 2016. godine | 51 |
| Slika 5.2.16 Smjernice razvoja veleprodajnog tržišta | 51 |
| Slika 5.2.17 Pregled modela razdvajanja TSO-a za električnu energiju | 52 |
| Slika 5.2.18 Prikaz trenutnog stanja i planiranih interkonektivnih vodova prijenosne mreže Bosne i Hercegovine sa susjednim zemljama | 53 |
| Slika 5.2.19 Gubitci u prijenosnoj mreži u %, 2014. – 2016. godine | 54 |
| Slika 5.2.20 Raspoloživa energija u prijenosnoj mreži u GWh, 2014. – 2016. godine | 54 |
| Slika 5.2.21 SAIFI pokazatelj na prijenosnoj mreži u broju prekida po kupcu, 2014. – 2016. godine | 54 |
| Slika 5.2.22 SAIDI pokazatelj na prijenosnoj mreži u minutama, 2014. – 2016. godine | 54 |
| Slika 5.2.23 Potencijalne promjene u metodologiji tarifiranja | 56 |
| Slika 5.2.24 Indikativni SAIDI i SAIFI pokazatelji | 57 |
| Slika 5.2.25 Usporedba distributivnih gubitaka u Bosni i Hercegovini s ostalim zemljama, 2015. godina | 58 |
| Slika 5.2.26 Implikacije digitalnih mreža na strateško pozicioniranje na tržištu | 59 |
| Slika 5.2.27 Prosječna cijena električne energije u elektroprivredama u EUR/MWh, 2016. godina | 59 |
| Slika 5.2.28 Cijene električne energije za industriju u široj regiji, bez PDV-a i nameta u PPP-u i EUR/MWh, 2010. – 2016. godine | 60 |
| Slika 5.2.29 Cijene električne energije za kućanstva u široj regiji, ukupna cijena u PPP-u i EUR/MWh, 2010. – 2016. godine | 60 |
| Slika 5.2.30 Cijene električne energije za industriju u široj regiji, bez PDV-a i nameta u PPP-u i EUR/MWh, 2016. godina | 60 |
| Slika 5.2.31 Cijene električne energije za kućanstva u široj regiji, ukupna cijena u PPP-u i EUR/MWh, 2016. godina | 60 |
| Slika 5.2.32 Strateške smjernice | 61 |
| Slika 5.2.33 Ilustrativan prikaz Bosne i Hercegovine u sklopu energetske trileme danas | 61 |

| | |
|--|-----|
| Slika 5.2.34 Stvarna cijena proizvodnje elektrana u Bosni i Hercegovini u EUR/MWh, 2015. godina | 64 |
| Slika 5.2.35 Stvarna cijena proizvodnje elektrana u Bosni i Hercegovini uz CO ₂ u EUR/MWh, 2015. godina | 64 |
| Slika 5.2.36 Procjena kretanja potrošnje električne energije u Bosni i Hercegovini, sa i bez EnU-a, u TWh, 2017. – 2035. godine | 65 |
| Slika 5.2.37 Razvoj kapaciteta u regiji i konkurentnost proizvodnog miksa u izvozu | 65 |
| Slika 5.2.38 Instalirani kapacitet po tehnologiji u MW, 2016. – 2035. godine (entitetski scenarij) | 71 |
| Slika 5.2.39 Kretanje proizvodnje električne energije bez izvoznog limita u TWh, 2016. – 2035. godine (entitetski scenarij) | 71 |
| Slika 5.2.40 Kretanje proizvodnje električne energije s izvoznim limitom u TWh, 2016. – 2035. godine (entitetski scenarij) | 72 |
| Slika 5.2.41 Instalirani kapaciteti po tehnologiji u MW, 2016. – 2035. godine (IP scenarij) | 73 |
| Slika 5.2.42 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016. – 2035. godine (IP scenarij) | 73 |
| Slika 5.2.43 Instalirani kapaciteti po tehnologiji u MW, 2016. – 2035. godine (troškovno optimiran IP scenarij) | 74 |
| Slika 5.2.44 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016. – 2035. godine (troškovno optimiran IP scenarij) | 74 |
| Slika 5.2.45 Instalirani kapaciteti po tehnologiji u MW, 2016. – 2035. godine (blaži obnovljivi scenarij s EnU-om) | 75 |
| Slika 5.2.46 Kretanje proizvodnje električne energije u TWh, 2016. – 2035. godine (blaži obnovljivi scenarij s EnU-om) | 75 |
| Slika 5.2.47 Procjena ukupnih CO ₂ i lokalnih emisija za termo sektor po scenarijima na razini Bosne i Hercegovine, kumulativ 2016. – 2035. godine | 77 |
| Slika 5.3.1 Ilustrativni prikaz ključnih rudnika u Bosni i Hercegovini | 89 |
| Slika 5.3.2 Struktura rezervi rudnika u Bosni i Hercegovini u milijardama tona, 2015. godina | 92 |
| Slika 5.3.3 Bilančne rezerve ugljena ključnih rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine u tisućama tona, 2015. godina | 92 |
| Slika 5.3.4 Bilančne rezerve ugljena ključnih rudnika u Republici Srpskoj u tisućama tona, 2015. godina | 93 |
| Slika 5.3.5 Dinamika proizvodnje ugljena iz ključnih rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine u tisućama tona, 2015. godina | 94 |
| Slika 5.3.6 Dinamika proizvodnje ugljena iz ključnih rudnika u Republici Srpskoj u tisućama tona, 2015. godina | 95 |
| Slika 5.3.7 Kretanje proizvodnje ugljena i broja zaposlenih u ključnim rudnicima u Federaciji Bosne i Hercegovine, 2005. – 2015. godine | 96 |
| Slika 5.3.8 Kretanje proizvodnje ugljena i broja zaposlenih u ključnim rudnicima u Republici Srpskoj, 2005. – 2015. godine | 96 |
| Slika 5.3.9 Kretanje produktivnosti rada u rudnicima Federaciji Bosne i Hercegovine vs. EU, proizvedene tone po FTE-u | 96 |
| Slika 5.3.10 Kretanje produktivnosti rada u rudnicima Republike Srpske vs. EU, proizvedene tone po FTE-u | 96 |
| Slika 5.3.11 Usporedba produktivnosti i učinkovitosti rada rudnika u Federaciji Bosne i Hercegovine vs. EU, 2015. godina | 97 |
| Slika 5.3.12 Usporedba produktivnosti i učinkovitosti rada rudnika Republike Srpske vs. EU, 2015. godina | 98 |
| Slika 5.3.13 Presjek finansijskog rezultata rudnika Federacije Bosne i Hercegovine u milijunima EUR, 2015. godina | 99 |
| Slika 5.3.14 Scenariji proizvodnje iz TE-a i implikacija na potrebu za proizvodnjom ugljena u Bosni i Hercegovini, 2016. – 2035. godine | 101 |
| Slika 5.3.15 Procjena kumulativne potrebe za ugljem, zavisno o scenariju razvoja termo sektora u Bosni i Hercegovini u milijunima tona, 2016. – 2035. godine | 102 |
| Slika 5.4.1 Ciljevi udjela OIE-a u Europskoj uniji, 2040. godina | 105 |
| Slika 5.4.2 Doprinos sektora za udio OIE-a u finalnoj potrošnji energije u Bosni i Hercegovini, 2020. godina | 106 |
| Slika 5.4.3 Plan i realizacija OIE-a u finalnoj potrošnji u ktoe, 2014. godina | 106 |
| Slika 5.4.4 Dinamika OIE-a u finalnoj potrošnji sektora električne energije i realizaciju u ktoe, 2010. – 2020. godine | 106 |
| Slika 5.4.5 Doprinos tehnologija OIE-a u sektoru električne energije – plan i realizacija u % (GWh), 2015. godina | 107 |
| Slika 5.4.6 Doprinos tehnologija OIE-a u sektoru električne energije – plan u % (GWh), 2020. godina | 107 |
| Slika 5.4.7 Vizija kretanja doprinosa OIE-a u sektoru električne energije kao prosjek scenarija u % (GWh), 2035. godina | 107 |
| Slika 5.4.8 Iznos instalirane snage OIE-a u Bosni i Hercegovini u postojećim i novim kapacitetima u sustavu poticaja u MW, 2015. – 2035. godine | 108 |
| Slika 5.4.9 Iznos proizvodnje po pojedinom izvoru OIE-a u Bosni i Hercegovini u postojećim i novim kapacitetima u sustavu poticaja u GWh, 2015. – 2035. godine | 109 |
| Slika 5.4.10 Procjena rasta planiranih troškova naknada za OIE u milijunima EUR, 2017. – 2035. godine | 109 |
| Slika 5.4.11 Utjecaj planiranih OIE naknada na krajnju cijenu električne energije u EUR/kWh, 2017. – 2035. godine | 110 |
| Slika 5.4.12 Modeli poticaja u europskim zemljama | 111 |
| Slika 5.4.13 Dinamika OIE-a u finalnoj potrošnji sektora grijanja i hlađenja i realizacija u ktoe, 2010. – 2020. godine | 113 |
| Slika 5.4.14 Doprinos tehnologija OIE-a u sektoru grijanja i hlađenja – plan i realizacija, 2014. godina | 114 |
| Slika 5.4.15 Doprinos tehnologija OIE-a u sektoru grijanja i hlađenja – plan, 2020. godina | 114 |
| Slika 5.4.16 Vizija kretanja doprinosa OIE-a u sektoru grijanja i hlađenja – blago obnovljivi scenarij u %, 2035. godina | 114 |
| Slika 5.4.17 Vizija kretanja doprinosa OIE-a u sektoru grijanja i hlađenja – kogeneracijski obnovljivi scenarij u %, 2035. godina | 114 |
| Slika 5.4.18 Dinamika OIE-a u finalnoj potrošnji sektora transporta i realizacija u ktoe, 2010. – 2020. godine | 115 |
| Slika 5.4.19 Doprinos tehnologije OIE-a u sektoru transporta – plan i realizacija, 2015. godina | 115 |
| Slika 5.4.20 Doprinos tehnologija OIE-a u sektoru transporta – plan, 2020. godina | 115 |
| Slika 5.4.21 Vizija kretanja doprinosa OIE-a u sektoru transporta – bazni scenarij, 2035. godina | 115 |
| Slika 5.4.22 Vizija kretanja doprinosa OIE-a u sektoru transporta – scenarij jačeg rasta el. vozila, 2035. godina | 115 |
| Slika 5.5.1 Struktura naftnog tržišta Bosne i Hercegovine, 2015. godina (procjena) | 121 |
| Slika 5.5.2 Područja projekta istraživanja ugljikovodika u Bosni i Hercegovini | 122 |
| Slika 5.5.3 Finalna potrošnja naftnih derivata po sektoru u kt, 2014. i 2015. godina | 124 |
| Slika 5.5.4 Finalna potrošnja naftnih derivata po derivatu u kt, 2014. i 2015. godina | 124 |
| Slika 5.5.5 Ukupna potrošnja naftnih derivata po sektoru u Bosni i Hercegovini u kt, 2015. godina | 125 |
| Slika 5.5.6 Godišnja potražnja naftnih derivata u Bosni i Hercegovini u kt, 2000. – 2015. godine | 125 |
| Slika 5.5.7 Uvoz i izvoz naftnih derivata u Bosni i Hercegovini u kt/god., 2012. – 2015. godine | 126 |
| Slika 5.5.8 Kapaciteti prerade sirove nafte rafinerija u regiji u milijunima tona/god. | 127 |
| Slika 5.5.9 Analiza proizvodnje derivata u rafinerijama prema posljednjim podatcima o proizvodnji | 127 |
| Slika 5.5.10 Proizvodnja derivata u rafineriji Brod u tisućama t/g., 2011. – 2015. godine | 128 |
| Slika 5.5.11 Proizvodnja derivata u rafineriji Brod, 2015. godina | 128 |
| Slika 5.5.12 Kapaciteti skladišta za sirovu naftu i derivate u Bosni i Hercegovini u m ³ | 129 |
| Slika 5.5.13 Temeljne pretpostavke za uspostavu programa obveznih rezervi | 130 |
| Slika 5.5.14 Broj benzinskih postaja u Bosni i Hercegovini, procjena za 2016. godinu | 131 |
| Slika 5.5.15 Tržišni udjeli glavnih maloprodajnih kompanija u Bosni i Hercegovini u %, 2011. – 2015. godine (procjena) | 132 |
| Slika 5.5.16 Usporedba strukture maloprodajnog tržišta u regiji u %, 2015. godine | 132 |
| Slika 5.5.17 Pravni okvir za eksploataciju i istraživanje ugljikovodika u Bosni i Hercegovini | 133 |
| Slika 5.5.18 Maksimalne stope rudne rente ili ekvivalentne naknade, u % za Federaciju Bosne i Hercegovine | 134 |
| Slika 5.5.19 Maksimalne stope rudne rente ili ekvivalentne naknade u % za Republiku Srpsku | 136 |
| Slika 5.6.1 Udio plina u bruto domaćoj potrošnji energenata u mtoe, 2015. godina ¹ | 139 |
| Slika 5.6.2 Udio plina u instaliranoj snazi proizvodnog miksa u GW, 2015. godina ¹ | 139 |

| | |
|---|-----|
| Slika 5.6.3 Opskrba plinom na proširenom tržištu, po zemljama i izvoru u milijardama m ³ (bcm), 2017. godina | 140 |
| Slika 5.6.4 Razvoj opskrbe plinom na proširenom tržištu, po izvoru u milijardama m ³ (bcm), 2017. – 2035. godine | 140 |
| Slika 5.6.5 ENTSO-G scenariji razvoja potražnje za plinom u Bosni i Hercegovini, u milijardama m ³ (bcm), 2017. – 2035. godine | 140 |
| Slika 5.6.6 Izvori plina na proširenom tržištu (% od ukupnog uvoza, procjena), 2014. godina | 141 |
| Slika 5.6.7 Rezultati europskog stres testa za opskrbu plinom i ključne aktivnosti oko EU sigurnosti opskrbe | 142 |
| Slika 5.6.8 Struktura tržišta plina u Bosni i Hercegovini, 2014. i 2015. godina | 143 |
| Slika 5.6.9 Ukupna potrošnja plina u Bosni i Hercegovini, po kategorijama u milijardama m ³ (bcm), 2010. – 2015. godine | 143 |
| Slika 5.6.10 Potrošnja plina u Federaciji Bosne i Hercegovine u milijunima m ³ (mcm), 2010. – 2016. godine | 144 |
| Slika 5.6.11 Potrošnja plina u Republici Srpskoj u milijunima m ³ (mcm), 2010. – 2016. godine | 144 |
| Slika 5.6.12 Opskrba plinom u Bosni i Hercegovini u milijardama m ³ (bcm), 2010. – 2015. godine | 144 |
| Slika 5.6.13 Cijene plina za industriju za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u EUR/MWh, 2010. – 2016. godine | 145 |
| Slika 5.6.14 Cijene plina za industriju za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u PPP/MWh, 2010. – 2016. godine | 145 |
| Slika 5.6.15 Cijene plina za industriju za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u EUR/MWh, 2016. godina | 146 |
| Slika 5.6.16 Cijene plina za industriju za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, bez PDV-a, poreza i nameta u PPP/MWh, 2016. godina | 146 |
| Slika 5.6.17 Cijena plina za kućanstva u Bosni i Hercegovini i proširenoj regiji, s PDV-om i ostalim nametima u EUR/MWh, 2010. – 2016. godine | 146 |
| Slika 5.6.18 Cijena plina za kućanstva u Bosni i Hercegovini i proširenoj regiji, s PDV-om i ostalim nametima u PPP/MWh, 2010. – 2016. godine | 146 |
| Slika 5.6.19 Cijena plina za kućanstva za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, s PDV-om i ostalim nametima u EUR/MWh, 2010–2016. godine | 147 |
| Slika 5.6.20 Cijena plina za kućanstva za Bosnu i Hercegovinu i proširenu regiju, s PDV-om i ostalim nametima u PPP/MWh, 2010. – 2016. godine | 147 |
| Slika 5.6.21 Potencijalni dobavni prekogranični pravci plina za diversifikaciju portfelja | 147 |
| Slika 5.6.22 Plinovodi u Bosni i Hercegovini (trenutno stanje i plan) | 148 |
| Slika 5.7.1 Lokacija toplifikacijskih sustava u Bosni i Hercegovini | 155 |
| Slika 5.7.2 Trend finalne potrošnje toplinske energije u Bosni i Hercegovini u TJ, 2011. – 2015. godine | 156 |
| Slika 5.7.3 Trend strukture ukupne potrošnje toplinske energije u Bosni i Hercegovini u TJ, 2011. – 2015. godine | 156 |
| Slika 5.7.4 Proizvodnja toplinske energije u Bosni i Hercegovini u TJ, 2011. – 2015. godine | 156 |
| Slika 5.7.5 Proizvodnja toplinske energije po energentu u Bosni i Hercegovini u %, 2015. godina | 156 |
| Slika 5.7.6 Prosječna mjesečna cijena grijanja za kućanstva u EUR/m ² , 2016. godina | 157 |
| Slika 5.7.7 Pretpostavke razvoja scenarija za toplinarstvo | 158 |
| Slika 5.7.8 Sarajevo – korištenje otpadne toplinske energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju | 158 |
| Slika 5.7.9 Tuzla – korištenje otpadne toplinske energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju | 159 |
| Slika 5.7.10 Zenica – korištenje otpadne toplinske energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju | 160 |
| Slika 5.7.11 Kakanj – korištenje otpadne toplinske energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju | 160 |
| Slika 5.7.12 Banja Luka – korištenje toplinske energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju | 161 |
| Slika 5.7.13 Bijeljina – korištenje toplinske energije po blokovima sukladno scenarijima za el. energiju | 161 |
| Slika 5.8.1 Direktive vezane za energetske učinkovitost | 165 |
| Slika 5.8.2 Vremenski plan za ključna 3 člana Direktive 2012/27/EU | 166 |
| Slika 5.8.3 Vremenski plan za druge odabrane članove Direktive 2012/27/EU | 166 |
| Slika 5.8.4 Ključni elementi dugoročne strategije energetske učinkovitosti | 167 |
| Slika 5.8.5 Sektorski ciljevi i uštede u PJ, 2015. i 2018. godina | 168 |
| Slika 5.8.6 Planirane uštede u finalnoj potrošnji u Bosni i Hercegovini u PJ do 2035. godine | 169 |
| Slika 5.8.7 Distributivni gubitci električne energije, 2010. – 2015. godine | 171 |
| Slika 5.9.1 Koraci u kreiranju strateške procjene utjecaja na okoliš | 180 |
| Slika 5.9.2 Indikativno utvrđivanje opsega izvješća o utjecaju na okoliš | 181 |

Popis tablica

| | |
|---|-----|
| Tablica 3.1.1 Osnovne informacije..... | 12 |
| Tablica 3.2.1 Presjek postojećeg stanja i smjernica za smanjenje prepreka za ulaganje..... | 16 |
| Tablica 4.2.1 Poslovni modeli naftnih kompanija..... | 37 |
| Tablica 4.2.2 Primjeri promjene modela..... | 37 |
| Tablica 5.1.1 Obvezujuće direktive i uredbe za Bosnu i Hercegovinu..... | 39 |
| Tablica 5.2.1 Pregled postojećih proizvodnih objekata po subjektima bez malih i ostalih elektrana u Bosni i Hercegovini, 2016. godina | 50 |
| Tablica 5.2.2 Planirane interkonekcije prijenosne mreže Bosne i Hercegovine..... | 53 |
| Tablica 5.2.3 Status izdvajanja elektrodistribucijske djelatnosti u Bosni i Hercegovini..... | 55 |
| Tablica 5.2.4 Indikativna usporedba ključnih karakteristika regulatornih modela..... | 56 |
| Tablica 5.2.5 Ilustrativna vizija strateških ciljeva u Bosni i Hercegovini..... | 62 |
| Tablica 5.2.6 Ciljevi Bosne i Hercegovine prema EU ciljevima do 2020. i 2030. godine..... | 63 |
| Tablica 5.2.7 Dekomisija postojećih termo objekata..... | 69 |
| Tablica 5.2.8 Puštanje u rad novih termo objekata sukladno scenarijima..... | 69 |
| Tablica 5.2.9 Kriterij i kvalitativan sažetak scenarija razvoja proizvodnog miksa električne energije u Bosni i Hercegovini..... | 70 |
| Tablica 5.2.10 Ključni učinci scenarija razvoja proizvodnog miksa električne energije, 2016. – 2035. godine..... | 76 |
| Tablica 5.2.11 Popis potencijalnih novih većih objekata u Federaciji Bosne i Hercegovine..... | 78 |
| Tablica 5.2.12 Popis potencijalnih novih većih objekata u Republici Srpskoj..... | 79 |
| Tablica 5.2.13 Potrebna količina goriva za optimalni portfelj termoelektrana-toplana (indikativno)..... | 80 |
| Tablica 5.2.14: Predviđena proizvodnja električne i toplinske energije (indikativno)..... | 81 |
| Tablica 5.2.15 Strateške smjernice za razvoj tržišta..... | 88 |
| Tablica 5.3.1 Osnovne informacije o ključnim rudnicima u Bosni i Hercegovini, 2015. godina..... | 90 |
| Tablica 5.3.2 Presjek povijesnog stanja rezervi ugljena u Bosni i Hercegovini, 2009./2010. godina..... | 91 |
| Tablica 5.3.3 Korelacija rudnika i termoelektrana, 2015. godina..... | 95 |
| Tablica 5.3.4 Strateške smjernice za razvoj sektora rudnika..... | 104 |
| Tablica 5.4.1 Regulatorni okvir za poticanje OIE-a u Federaciji Bosne i Hercegovine..... | 110 |
| Tablica 5.4.2 Regulatorni okvir za poticanje OIE-a u Republici Srpskoj..... | 110 |
| Tablica 5.4.3 Tijek načina prodaje el. energije iz OIE-a u odabranim zemljama..... | 113 |
| Tablica 5.4.4 Strateške smjernice..... | 120 |
| Tablica 5.5.1 Proizvodnja ugljikovodika i pravni modeli u regiji..... | 122 |
| Tablica 5.5.2 Potencijalne rezerve sirove nafte i plina na području sjeverne Bosne..... | 123 |
| Tablica 5.5.3 Provedene aktivnosti na kojima se temelji perspektivnost pronalaska komercijalnih rezervi nafte na području Dinarida..... | 123 |
| Tablica 5.5.4 Skladišni kapaciteti za naftne derivate u Bosni i Hercegovini..... | 130 |
| Tablica 5.5.5 Glavne kompanije u maloprodaji u Bosni i Hercegovini..... | 131 |
| Tablica 5.5.6 Strateške smjernice strategije za sektor nafte i naftnih derivata u Bosni i Hercegovini..... | 138 |
| Tablica 5.6.1 Dinamika i fokus izgradnje plinovodnih projekata u Bosni i Hercegovini..... | 149 |
| Tablica 5.6.2 Sažetak strateških smjernica na razini entiteta i Bosne i Hercegovine u području plina..... | 153 |
| Tablica 5.7.1 Pregled glavnih toplinskih poduzeća u Bosni i Hercegovini..... | 157 |
| Tablica 5.7.2 Odabrani prikaz razvoja malih samostalnih toplinskih sustava..... | 162 |
| Tablica 5.7.3 Strateške smjernice za sektor toplinarstva..... | 164 |
| Tablica 5.8.1 Predloženi programi za postizanje ušteda u finalnoj potrošnji..... | 169 |
| Tablica 5.8.2 Planirane uštede na strani transformacije do 2035. godine..... | 170 |
| Tablica 5.8.3 Planirane uštede na strani distribucije..... | 172 |
| Tablica 5.8.4 Instrumenti za postizanje ciljeva u distribucijskoj mreži..... | 172 |
| Tablica 5.8.5 Smjernice za izmjenu zakonskog okvira u Federaciji Bosne i Hercegovine..... | 174 |
| Tablica 5.8.6 Smjernice za izmjenu zakonskog okvira u Republici Srpskoj..... | 174 |
| Tablica 5.8.7 Smjernice za poboljšanje edukacije i komunikacije..... | 175 |
| Tablica 5.8.8 Smjernice za razvoj financijskog okvira..... | 175 |
| Tablica 5.8.9 Strateške smjernice..... | 178 |
| Tablica 6.2.1 Indikativna mapa strateških smjernica..... | 183 |

Kraj dokumenta