

NERDA Tuzla

„Dijalog o energetskej tranziciji u zemljama Zapadnog Balkana“

„Western Balkans Energy Transition Dialogue“

WeBET projekt

ENERGETSKA TRANZICIJA U BOSNI I HERCEGOVINI

*Analiza barijera i prijedlog mjera za ubrzani razvoj
obnovljivih izvora električne energije*

Dio II – Tehnički, administrativni i ekonomski aspekti tranzicije

(Verzija 1.0)

Autor: Mirza Kušljugić

Tuzla, juni 2019.

IMPRESSUM:**Publikaciju izdaje:** Udruženje za razvoj NERDA**Autor:** Prof. Dr. Mirza Kušljugić

Ova publikacija je izdata u okviru projekta "Dijalog o procesu energetske tranzicije na Zapadnom Balkanu", kojeg finansira Federalno ministarstvo održivosti i turizma Republike Austrije.

Projekat provodi Fondacija Agora ENERGIEWENDE sa partnerima, koji čine SE3T.NET Mrežu:



Članice Mreže su:



Mišljenja iskazana u ovoj publikaciji su isključiva odgovornost autora i ni u kom slučaju nisu odraz stavova Federalnog ministarstva održivosti i turizma Republike Austrije.

Projekat podržava:



PREDGOVOR

Prema procjenama svih relevantnih međunarodnih institucionalnih aktera energetska tranzicija (dekarbonizacija ekonomije i društva) je neminovan proces, koji će predstavljati ključnu komponentu nove (četvrte) industrijske revolucije. Zbog svoje kompleksnosti energetska tranzicija će uzrokovati radikalne promjene u organizaciji i funkcionisanju energetskog sektora, za koje se koristi termin energetska transformacija.

Kao i prethodne energetske tranzicije i ova će imati značajne reperkusije po geopolitičke odnose, a za neke zemlje i strukturalne socio-ekonomske posljedice. Premda će kao i u prethodnim industrijskim revolucijama predstojeća energetska tranzicija trajati decenijama, zbog hitnosti akcije na ublažavanju klimatskih promjena očekuje se da se u značajnoj mjeri ključni tranzicioni procesi realizuju do 2050. godine. Globalno, značajno ubrzavanje ovog već započetog procesa se očekuje u narednih 10-15 godina.

Pojedine zemlje će realizovati ovaj kompleksan proces različitim brzinama. Općenito, brzina provođenja energetske tranzicije će zavisiti od uticaja sljedećih „pokretača“ procesa:

- eksponencijalno ***opadajućih troškova ključnih tehnologija*** tranzicije (posebno fotonaponskih sistema i vjetroelektrana, koji se klasifikuju kao ***varijabilni obnovljivi izvori energije (vOIE)***),
- uticaja ***zagađenja okoline*** i efekata ***klimatskih promjena*** na energetske politike,
- ***politika i mjera podrške tranziciji*** (vlada i lokalnih uprava), prije svega korištenju obnovljivih izvora energije i unaprjeđenju energetske efikasnosti,
- ***tehnoloških inovacija*** u oblastima čiste energije, skladištenja energije i digitalizacije (uključujući i integraciju modernih tehnoloških rješenja u postojeće sisteme),
- ***strateških opredjeljenja institucionalnih investitora i značajnih multinacionalnih korporacija*** (uključujući i nekih iz oblasti energetike) za finansiranje projekata energetske tranzicije i
- ***podrške javnog mnijenja***, a posebno mlađe generacije, iniciranju i provođenju programa energetske tranzicije.

Za zemlje u razvoju, kao što je Bosna i Hercegovina (BiH), ključni faktor brzine provođenja tranzicije će biti strateško opredjeljenje i adekvatno djelovanje političkih donosilaca odluka, koji pri kreiranju energetskih i klimatskih politika trebaju holistički sagledavati političke, sigurnosne i socijalne aspekte, ali prije svega aspekt političke ekonomije energetske tranzicije.

Energetska tranzicija suštinski mijenja ***elektroenergetski sistem (EESi)*** uslijed ***Dekarbinizacije*** i ***Distribuiranosti*** izvora električne energije kao i kroz proces ***Digitalizacije*** prenosnih i distributivnih mreža, a ***elektroenergetski sektor (EESe)*** kroz procese ***Decentralizacije*** i ***Demokratizacije***. ***Zbog toga se energetska tranzicija obično karakteriše kao 5D transformacija.*** Međutim, najvažnija karakteristika energetske tranzicije su

poremećaji-preokreti koje uzrokuje u načinu funkcionisanja EESi i organizaciji EESe, za koje se u engleskom koristi termin **Disruption** (termin se može prevesti i kao diskontinuitet). **Ukratko, termin „disruption“ ukazuje da ništa u funkcionisanju EESi i u organizaciji EESe neće biti isto kao do sada.** Zbog toga se procesu energetske tranzicije suprostavljaju mnogobrojni društveni i politički akteri, koji podržavajući „inerciju“ postojećih sistema generiraju različite **prepreke provođenju ovog procesa.**

Autor ove analize smatra da je energetska tranzicija ne samo neminovan nego i poželjan proces, kako globalno tako i u BiH. Naime, energetska tranzicija će dugoročno omogućiti prelazak na nisko-karbonsku ekonomiju i time ublažiti uticaj korištenja fosilnih goriva na globalne klimatske promjene. U procesu smanjenja globalnog zagrijavanje treba da učestvuju sve zemlje, premda najveći doprinos treba da daju zemlja sa najvećim emisijama stakleničkih gasova. Prelazak na obnovljive izvore će značajno smanjiti i lokalna zagađenja okoline, koje uzrokuju upotreba prije svega uglja i nafte. Od posebnog značaja za BiH je i činjenica da energetska tranzicija omogućava „priključivanje“ četvrtoj industrijskoj (digitalnoj) revoluciji, odnosno pokretanje novog tehnološkog razvojnog ciklusa. **Dugoročno, energetska tranzicija i u BiH može omogućiti veću energetsku sigurnost, manju zavisnost od uvoza fosilnih goriva, ublažavanje energetske siromaštva i ekonomski održivo funkcionisanje energetske sektora, uz kreiranje održivih lokalnih radnih mjesta.**

Realizacija energetske tranzicije zahtijeva provođenje kompleksnih procesa transformacije energetske sektora, koje će pratiti mnogi izazovi i barijere. Međutim, postojanje prepreka ne smije odgoditi započinjanje tranzicije jer su dugoročne koristi veće od kratkoročnih izazova. **Dakle, barijere ne smiju zaustaviti procese tranzicije i transformacije.** Ključnu ulogu u vođenju procesa transformacije, ulogu svojevrsnog katalizatora tranzicije, trebaju imati državne institucije i javne kompanije. **Stoga je u ovoj analizi fokus stavljen na identifikaciju barijera za ubrzani razvoj obnovljivih izvora električne energije kao i na definisanje prijedloga energetske politike i mjera (vlada i javnih kompanija) za njihovo prevazilaženje.**

Prevažni cilj ove analize je da se inicira **strateško promišljanje energetske tranzicije u BiH koje će omogućiti „kontrolisanu“ transformaciju EESe, usmjerenu ka optimalnom socio-ekonomskom ishodu.** U suprotnom, u slučaju „nekontrolisane“ transformacije EESe u BiH, koja bi se odvijala uglavnom pod uticajem tržišnih faktora, moguće su dugoročne negativne ekonomske, socijalne i političke posljedice.

Ciljne grupe kojima je namijenjena ova analiza su: politički donosioci odluka (engl. **decision makers**), vladina i druga stručna tijela koja pripremaju prijedloge odgovarajućih politika i mjera (engl. **policy makers**), stručna i akademska zajednica koja utiče na kreiranje javnog mnijenja (engl. **opinion makers**) kao i profesionalni akteri u industriji u EESe (engl. **professionals**) koji provode politike i mjere. **Od svih pomenutih aktera se očekuje da se uključe u iznalaženje optimalne „mape puta“ energetske tranzicije u BiH.**

Posebna očekivanja autora analize su da će ovaj dokument doprinijeti sistematskom, holističkom i na vjerodostojnim podacima i analizama baziranom razmatranju tematike

razvoja vOIE u toku izrade integrisanog Nacionalnog Energetskog i Klimatskog Plana (engl. National Energy and Climate Plan – NECP) BiH, čija je izrada planirana za period 2019/2020. godina.

Ovaj dokument je komplementaran sa dokumentom - kratak pregled politika **„Energetska tranzicija u Bosni i Hercegovini – analiza stanja, prilika i izazova“**¹. Oba dokumenta su pripremljena u okviru projekta **„Western Balkans Energy Transition Dialogue – WeBET“**², koji u BiH implementira razvojna agencija NERDA.

Istraživanja koja su provedena u toku izrade ove analize su zasnovana na pregledu dostupne literature, razmatranjima tematike razvoja OIE na nekoliko konferencija u BiH i regionu Jugoistočne Evrope kao i na mnogobrojnim intervjuima koje je autor obavio u proteklih godinu dana.

U posljednje vrijeme tematika identifikacije barijera razvoju OIE i definisanja mjera za njihovo prevazilaženje/ublažavanje je bila u fokusu nekoliko međunarodnih projekata u BiH³. U pomenutim projekatima su uglavnom obrađene administrativne barijere. Rezultati projekata su publikovani u nekoliko dokumenata⁴. U ovoj analize barijere koje su obrađene u navedenim projektima samo su djelimično opisane, uglavnom uz sistematizaciju zaključaka i predloženih mjera. **Stoga se može smatrati da je ova analiza komplementarna i sa dokumentima koji su rezultat navedenih projekata.**

Dokument se sastoji iz dva dijela: **prvog dijela u kome se obrađuju politički aspekti energetske tranzicije i koji je uglavnom namijenjen političkim akterima – donosiocima odluka.** Cilj ovog dijela je da se potakne politička rasprava o potrebi sistematičnog planiranja (npr. preko NECP-a) procesa energetske tranzicije u BiH. Naime, **„Okvirna energetska strategija BiH“ (iz 2018.) nije dala odgovor o konzistentnoj viziji i konceptima razvoja energetike, a posebno elektroenergetike, u narednim desetljećima.** Stoga planiranje novih investicija u EESe u BiH u periodu od njenog usvajanja prati mnoštvo kontroverzi (npr. vezano za planiranu izgradnju zamjenskih/novih TE). Politički donosioci odluka prilikom odlučivanja o ovom strateškom sektoru moraju uvažavati **globalne/geopolitičke odnose ali i holistički sagledavati BiH interese, bazirane na političkoj ekonomiji (konceptu ekonomskog i socijalnog razvoja).** Zato prvi dio analize, pored uvodnog dijela, sadrži poglavlja o strateškom okviru kao i o geopolitici i političkoj ekonomiji energetske tranzicije, sa fokusom na BiH.

U drugom dijelu su obrađeni „tehnički“ aspekti tranzicije tako da su za identifikovane barijere u toku razvoja, izgradnje i operativnog rada OIE (posebno vOIE) predložene odgovarajuće politike i mjere, koje za cilj imaju „stvaranje okruženja“ za novi investicioni ciklus u OIE u BiH (engl. „transition ready environment“). Ovaj dio je prvenstveno namijenjen kreatorima politika i profesionalcima u industriji. Prikazanu analizu prepreka i prijedlog

¹ http://www.nerda.ba/pdf/Energetska_tranzicija_u_BiH.pdf

² <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/a-clean-energy-transition-in-southeast-europe/>

³ Npr. USAID projekt „Energy Investment Activity“ - <https://www.usaideia.ba/en/about-us/>, GIZ projekt „Promotion of Renewable Energy in BiH“

⁴ Npr. USAID, „Vodič za investitore u elektroenergetskom sektoru u BiH“, 2018.

mjera treba shvatiti kao polazni materijal za stručne rasprave o tematici ubrzanog razvoja OIE koje će se organizovati u 2019/2020. godini (npr. u toku izrade NECP BiH). Zbog svojih specifičnosti, posebno su obrađeni aspekti razvoja VE i FNE čije priključenje na mrežu i integracija u EESi zahtijeva najveće „tehničke“ izmjene.

Drugi dio analize će se publikovati u elektronskoj formi. Osnovni razlog za ovakvu odluku je namjera da se ovaj dokument kontinuirano dopunjava i proširuje u skladu sa dinamikom tehničkog aspekta provedbe energetske tranzicije u BiH (posebno sa povećanjem učešća vOIE u proizvodnom portfoliju). Naime, kako tranzicija bude napredovala očekuju se sve veći tehnički izazovi, posebno sa aspekta integracije vOIE u prenosnu i distributivnu mrežu, koji će zahtijevati sofisticiranije mjere i tehnike planiranja, vođenja i upravljanja EESi. Ovakva odluka omogućava i velikom broju eksperta i stručnjaka iz industrije da se uključe u proces nadogradnje ovog dokumenta. Očekivanje je autora da ovaj dokument može da bude solidna osnova za zajednički rad stručne zajednice u BiH na identifikaciji tehničkih izazova i barijera za ubrzan razvoj OIE i pronalaženju adekvatnih politika, mjera i tehnika za njihovo ublažavanje i prevazilaženje.

SADRŽAJ

<i>PREDGOVOR</i>	2
<i>UVOD</i>	6
<i>TEHNIČKI ASPEKTI INTEGRACIJE vOIE u BiH</i>	12
<i>Priključenje vOIE u prenosnu mrežu BiH</i>	14
<i>Priključenje OIE u distributivnu mrežu</i>	18
<i>Fleksibilnost u EESi BiH</i>	22
<i>TRŽIŠNI ASPEKTI INTEGRACIJE vOIE u BiH</i>	28
<i>Restrukturiranje i tržišno poslovanje u EESe u BiH</i>	28
<i>Balansiranje i regulacija frekvencije u EESi BiH</i>	30
<i>Integracija vOIE u tržišnom okruženju u JIE</i>	32
<i>Uticaj vOIE na ekonomiju konvencionalnih elektrana</i>	33
<i>PRAVNE I ADMINISTRATIVNE BARIJERE</i>	34
<i>SOCIJALNI ASPEKTI ENERGETSKE TRANZICIJE</i>	37
<i>Mitovi i činjenice o vOIE u JIE</i>	37
<i>Socijalne barijere izgradnji OIE u BiH</i>	38
<i>FINANSIJSKI I EKONOMSKI ASPEKTI RAZVOJA vOIE</i>	40
<i>Sistemi podsticaja OIE u FBiH</i>	41
<i>Mehanizmi smanjenja rizika pri izgradnji vOIE</i>	43
<i>ZAKLJUČCI I PREPORUKE</i>	45

UVOD

1. U posljednjih 10 godina došlo je do snažne ekspanzije izgradnje **vjetroelektrana (VE)** i **fotonaponskih elektrana (FNE)**, koje spadaju u klasu **varijabilnih obnovljivih izvora (električne) energije (vOIE ili vOIEe)**⁵. Prema aktuelnim planovima u Evropskoj Uniji (EU) u 2030. godini preko 50% električne energije će biti proizvedeno iz OIE (od toga preko 60% iz pomenutih vOIEe).
2. Osnovni razlozi za ovakvu ekspanziju **FNE i VE** u EU su **značajne investicije** u ovaj tip OIE (općenito u svijetu, a posebno u nekim od članica EU) koje su bile **podržane državnim subvencijama** (obično u vidu „feed-in tarifa“ - FIT). To je rezultiralo konstantnim i u nekim slučajevima dramatičnim padom cijena tehnologija i troškova proizvodnje iz vOIE.
3. Kao posljedica uspješnih tehnoloških istraživanja i inovacija, kao i ekonomije obima u proizvodnji i efekata pomenutih politika „državnih“ poticaja, troškovi projekata vOIE su u posljednjih deset godina toliko opali da je proizvodnja električne energije iz FNE i VE, čak i bez subvencija, postala ključni stub buduće **dekarbonizacije elektroenergetskog sektora (EESe)**⁶.
4. Opređeljenje većine zemalja svijeta je da će se nastaviti podrška OIE kako bi se ispunili ciljevi postavljeni u nacionalno određenim doprinosima (engl. Nationally Determined Contributions - **NDC**) u okviru **Pariškog sporazuma o klimi** (iz 2015. godine). Ovim sporazumom je uspostavljena međunarodno-pravna osnova za **dekarbonizaciju energetskog sektora**, odnosno za **energetsku tranziciju**.
5. Trend investicija u vOIE ukazuje da se energetska tranzicija ubrzava, barem u ključnim zemljama – liderima dekarbonizacije. Aktuelne analize ukazuju da su trenutne projekcije troškova proizvodnje za vOIE za 2025. i 2030. godinu, izražene preko **indikatora nivelisanih troškova energije** (engl. **Levelized Costs of Electricity - LCOE**), značajno niže od njihovih projekcija iz 2015. godine. Tako su aktuelne projekcije niže od projekcija iz 2015. godine za FNE za (17-52)%, za VE na kopnu za (11-51)% i za priobalne VE za (36-44)%.
6. **Prema posljednjem izvještaju finansijske konsultantske kompanije Lazard⁷ LCOE u 2018. godini (za projekte u SAD) su opali u odnosu na 2009. godinu za “velike” FNE**

⁵ Prema analizi IEA od ukupnih investicija u energetski sektor u 2018. godini od ca \$1.800 mld. investicije u projekte obnovljive energije i energetske efikasnosti su bile veće od investicija u projekte fosilnih goriva. Za detalje analize vidjeti izvještaj na: <https://webstore.iea.org/world-energy-investment-2019>

⁶ <https://www.irena.org/publications/2018/Dec/Renewable-power-climate-safe-energy-competes-on-cost-alone>

⁷ <https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf>

za 88%, za VE na kopnu za 69% i trenutno u prosjeku iznose \$42-43/MWh. Prema studiji nacionalne laboratorije SAD – NREL predviđa se da će do 2050. godine LCOE za FNE opasti za dodatnih (60-80)%, a za VE za (30-64)%⁸.

7. **Zbog svega navedenog opravdano je pretpostaviti da će se u skoroj budućnosti (u EU vjerovatno već iza 2035. godine) električna energija dominantno proizvoditi iz vOIE, a da će sve ostale tehnologije proizvodnje, kao i tehnologije električnih baterija i drugih oblika skladištenja energije, biti u funkciji integracije varijabilne proizvodnje iz FNE i VE.**
8. Prema dostupnim informacijama već danas se, na povoljnim lokacijama, vOIE ekonomski isplate i bez državnih subvencija⁹, što pokazuju rezultati posljednjih aukcija širom svijeta¹⁰. **Dakle, troškovi tehnologija vOIE opadaju znatno brže nego li je bilo očekivano. Aktuelne procjene su da će na izuzetno povoljnim lokacijama, na kojima se u periodu 2025-2030. očekuju LCOE za vOIE u dijapazonu €20-30/MWh, ove tehnologije biti konkuretne i sa marginalnim troškovima proizvodnje električne energije iz postojećih konvencionalnih termoelektrana (TE).** To će svakako omogućiti dalju ekspanziju i pad troškova FNE i VE i brže ostvarenje i ambicioznijih ciljeva dekarbonizacije od onih koji su postavljeni u NDC.
9. Pouzdanu procjenu stvarnih LCOE za pojedine zemlje/lokacije moguće je izvesti jedino na osnovu rezultata provedenih aukcija/tendera.¹¹
10. Važno je napomenuti da troškovi investicija u projekte vOIE (LCOE) značajno variraju između pojedinih zemalja. Naime vOIE tehnologije (posebno FNE) karakteriše veliko učešće kapitalnih troškova (engl. **Capital Expenditures – CAPEX**) u ukupnoj investiciji, koji značajno zavise od troškova kapitala (engl. **Weighted Average Cost of Capital – WACC**), kako dioničarskog tako i kreditnog. WACC pak dominantno zavise od percepcije rizika ovih projekata u pojedinim zemljama od strane investitora. **Troškovi kapitala za vOIE su manji u zemljama u kojima su rizici povezani sa njihovom izgradnjom i eksploatacijom manji.**¹²

⁸ <https://atb.nrel.gov/electricity/data.html>

⁹ „*Bringing climate policy up to date – decreasing costs projections for renewable energy and batteries and their implications*“, discussion paper, Faunhofer ISI, 2018.

¹⁰ Prosječne cijene LCOE za aukcije u Njemačkoj u periodu 2016-2018. su bile €56,6/MWh (pad sa €72,3/MWh za aukcije u 2016. na €47,2/MWh za aukcije u 2018.).

¹¹ Za tendere za VE pogledati stranicu: <https://www.windpowermonthly.com/tender-watch>

¹² <http://www.diacore.eu/images/files2/WP3-Final%20Report/diacore-2016-impact-of-risk-in-res-investments.pdf>

11. Proizvodnju iz FNE i VE karakterišu:

- Zavisnost proizvodnje od (trenutne) dostupnosti primarnih tokova energije: insolacije i brzine vjetra, tako da **proizvodnju iz FNE i VE** karakteriše značajna **vremenska varijabilnost i intermitiranost**;
- **Niska pouzdanost u predviđanju proizvodnje**, posebno u dužim vremenskim intervalima;
- Obično **velika udaljenost** povoljnijih lokacija za VE i velike FNE **od centara potrošnje**;
- **Mali troškovi proizvodnje** (jer je korištenje energije vjetra i Sunca „besplatno“).

12. **Zbog navedenih tehničkih i ekonomskih karakteristika vOIE se značajno razlikuju od konvencionalnih izvora (termoelektrana na fosilna goriva – TE i hidroelektrana - HE).**

Osnovna tehnička razlika je u nemogućnosti dispečiranja (plana angažovanja) vOIE u skladu sa zahtjevima potrošnje, a osnovna ekonomska razlika su „skoro-pa-nulti“ marginalni troškovi vOIE.

13. Pošto se zbog malih marginalnih troškova vOIE angažuju sa najvišim prioritetom potrebno je izvršiti **transformaciju postojećih elektroenergetskih sistema (EESi) i elektroenergetskih sektora (EESe)** sa ciljem **integracije varijabilne i intermitirane proizvodnje iz FNE i VE**. To, pored ostalog, zahtijeva povećanu **fleksibilnost** EESi, što pak uzrokuje dodatne troškove za održavanje balansa proizvodnje i potrošnje (**veće troškove balansiranja EESi uslijed varijabilnosti vOIE**) kao i **dodatne troškove osiguranja adekvatnosti EESi uslijed intermitiranosti vOIE**, pomoću angažovanja rezervnog kapaciteta (engl. Capacity reserve), uglavnom iz konvencionalnih elektrana.

14. Priklučenje vOIE na prenosnu/distributivnu mrežu obično zahtijeva dodatne investicije za proširenje i adaptaciju ovih elektroenergetskih mreža sa ciljem integracije varijabilne i intermitirane, a često od centara potrošnje i udaljene, proizvodnje iz FNE i VE. I ovi troškovi se uključuju u troškove integracije vOIE.

15. **Na troškove integracije vOIE značajno utiču karakteristike postojećih EESi (kako proizvodnje i potrošnje tako i elektroenergetske mreže).** Ovi troškovi zavise i od tipa vOIE kao i njihove snage (npr. male FNE priključene na distributivnu mrežu imaju različite komponente troškova integracije od velikih VE koje se priključuju na prenosnu mrežu). Takođe troškovi integracije zavise i od procentualnog učešća određene tehnologije vOIE u proizvodnom miksu. Po pravilu sa povećanjem učešća vOIE rastu i troškovi integracije (izraženi u €/MWh proizvedene energije iz vOIE).

16. Preuzimanje proizvodnje iz vOIE po prioritonom dispečiranju, nezavisno od potreba potrošnje, utiče na dinamiku angažovanja konvencionalnih (posebno baznih) termoelektrana i posljedično na njihovu tržišnu poziciju. Zbog toga EESi sa velikim

učešćem vOIE karakteriše značajna promjenljivost cijena na tržištima električne energije kao i smanjena ekonomičnost poslovanja TE, radi manjeg faktora iskorištenja (engl. Capacity factor ili Load factor). Uticaj vOIE na povećanje ukupnih troškova proizvodnje (uslijed manjeg iskorištenja TE) u nekom EESi naziva se dodatni **sistemski trošak**.

17. Pod **sistemskim troškovima transformacije EESe** mogu se podrazumjevati i **troškovi za sigurnost snabdijevanja, finansijski uticaji tranzicije na ekonomski rast i konkurentnost zemalja kao i troškovi rješavanja socio-ekonomskih posljedica tranzicije od fosilnih goriva prema obnovljivim izvorima**. Pomenute aspekte sistemskih troškova nije jednostavno iskazati u monetarnim vrijednostima.
18. **Općenito, može se zaključiti da je u postojećim EESi „ekonomska vrijednost“ električne energije proizvedene iz vOIE manja od energije proizvedene iz konvencionalnih elektrana (TE i HE), koje se mogu dispečirati prema marginalnim troškovima**. Sa povećanjem učešća vOIE u proizvodnom portfoliju ova konstatacija je sve više izražena. Stoga, isključivo korištenje indikatora LCOE prilikom definisanja energetske politika za poređenje pojedinih tehnologija proizvodnje u konvencionalnim EESi nije opravdano. Umjesto LCOE za projekte vOIE poželjno je koristiti indikator LCOE za sistem u cjelini, ili **totalni LCOE, koji za vOIE uključuje i troškove integracije i sistemske troškove**.
19. Prethodno opisane specifičnosti izgradnje i integracije vOIE ukazuju da je potrebna aktivna uloga državnih institucija u stvaranju povoljnog okruženja za razvoj VE i FNE, prvenstveno u usvajanju i provođenju odgovarajućih zakonskih i regulatornih normi, odnosno u izgradnji odgovarajuće institucionalne infrastrukture. **Neadekvatan razvoj institucionalne infrastrukture (ne postojanje regulative i mjera usmjerenih na ublažavanje uticaja barijera za razvoj vOIE) značajno povećava rizike izgradnje i eksploatacije vOIE, a time i troškove investicija u projekte FNE i VE**.
20. Stoga su u zemljama koje imaju bolju institucionalnu infrastrukturu za razvoj vOIE (npr. u Njemačkoj) prosječni LCOE za VE i FNE manji i na lokacijama sa manjih „kvalitetom“ primarnih izvora od „boljih“ lokacija u nekim drugim zemalja (npr. u Grčkoj, Hrvatskoj ili Portugalu)¹³.
21. **Iz prethodnog pregleda specifičnosti razvoja vOIE je jasno da se u pojedinim zemljama/regionima moraju stvoriti institucionalni preduslovi kako bi FNE i/ili VE bile konkurentne sa konvencionalnim elektranama**. Dakle, nije dovoljno da se ima povoljan potencijal primarnih obnovljivih izvora (kao što je uglavnom slučaj na mnogim lokacijama u Bosni i Hercegovini - BiH) da bi investicije u vOIE bile isplative.

¹³ Procjena je da su za iste potencijale vjetra troškovi izgradnje (LCOE) VE u Jugoistočnoj Evropi dvostruko veći nego li u Njemačkoj.

Neophodno je da se izgradi institucionalni okvir koji će omogućiti ovim obnovljivim izvorima da se ravnopravno natječu na tržištu električne energije sa konvencionalnim TE.

22. ***U BiH, uglavnom zbog političkih, socijalnih i „finansijskih“ razloga, još uvijek nije donešena strateška odluka da se razvoj EESe bazira na konceptima energetske tranzicije.*** Stoga postoji opasnost da BiH, i pored povoljnih potencijala obnovljive energije¹⁴, značajno zaostane u predstojećim važnim globalnim, tehnološkim i ekonomskim promjenama u energetskom sektoru. U takvoj situaciji poželjno je stvarati preduslove da se vOIE omogući ravnopravan tretman sa konvencionalnim elektranama. ***To podrazumjeva definisanje i implementaciju tzv. „no regret“*** ¹⁵ ***politika koje su usmjerene na smanjenje finansijskih i nefinansijskih/tehničkih barijera pri razvoju vOIE.***
23. Razvoj vOIE u BiH u narednom periodu će se uglavnom odvijati u skladu sa ***direktivama i uredbama EU*** (EU pravni okvir - *acquis* u oblastima energije i klime), koje se BiH obavezala da transponuje preko ***Energetske zajednice (EnZ)***. Pri tome je „Akcionni plan za korištenje obnovljive energije u Bosni i Hercegovini“ (iz 2016. godine) bazni BiH planski dokument.
24. Zbog specifičnosti eksploatacije vOIE potrebno je već u fazama planiranja značajnije uvažavati regionalni aspekt razvoja EESi/EESe. Za BiH je stoga važno usaglasiti planove razvoja svog proizvodnog portfolija sa trendovima razvoja vOIE u regionu Jugoistočne Evrope (JIE)¹⁶. Od posebnog značaja je usaglašavanje sa trendovima i planovi razvoja vOIE u zemljama u koje BiH trenutno izvozi električnu energiju (npr. u Hrvatskoj).
25. ***Ova politička analiza je pripremljena sa namjerom da se inicira donošenje odgovarajućih politika i mjera koje će omogućiti uklanjanje identifikovanih/postojećih barijera razvoju vOIE u BiH.***

¹⁴ https://rekk.hu/downloads/projects/SEERMAP_CR_BOSNIA_A4_ONLINE.pdf

¹⁵ „No regret“ politike podrazumjevaju mjere koje dugoročno imaju pozitivne socio-ekonomske efekte.

¹⁶ https://rekk.hu/analysis-details/238/south_east_europe_electricity_roadmap_-_seermap

TEHNIČKI ASPEKTI INTEGRACIJA vOIE U BIH

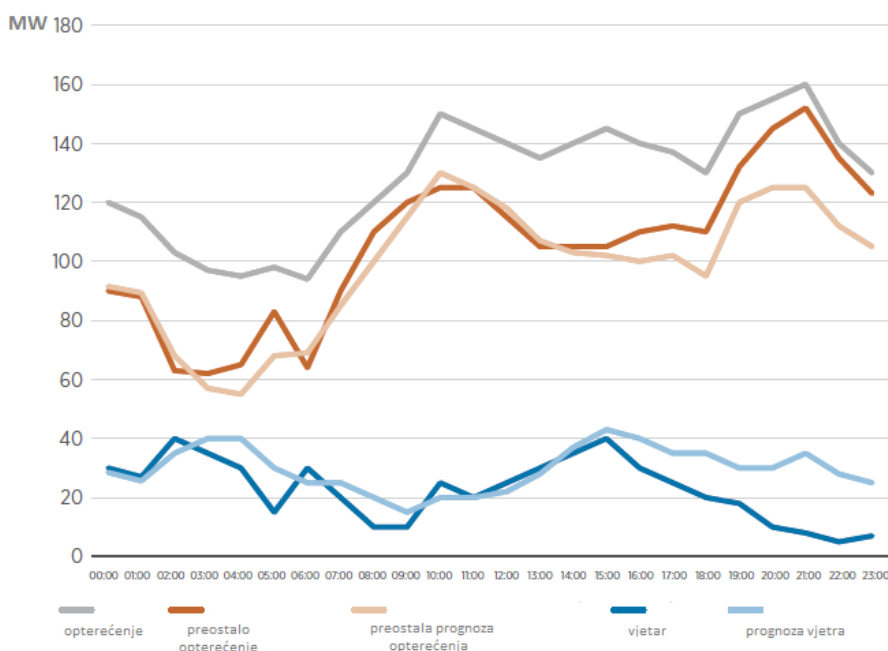
U prvom dijelu ove analize opisani su politički aspekti energetske tranzicije sa fokusom na implikacije globalnih i regionalnih trendova po tranzicioni proces u BiH. Premda će političke odluke odrediti dinamiku transformacije energetike u BiH, **tehnički aspekti transformacije EESi** će značajno uticati na donošenje političkih odluka kao i na **troškove procesa transformacije, posebno u EESe**.

Konvencionalni EESi je veoma složen tehnički-inženjerski sistem. Integracijom u ovaj sistem varijabilnih OIE (FNE i VE), koje imaju **značajno drugačije tehničke karakteristike od konvencionalnih elektrana**, EESi postaje još složeniji, kako sa aspekta planiranja tako i sa aspekta operativnog vođenja i upravljanja. Osnovne karakteristike vOIE, koje ih razlikuju od konvencionalnih izvora sa sinhronim generatorima, su:

- **Imaju (vremenski) varijabilnu proizvodnju, koja zavisi od trenutne raspoloživosti primarnog izvora energije: brzine vjetra kod VE i intenziteta solarne iradijacije – insolacije kod FNE;**
- Njihova trenutna proizvodnja zavisi od njihove geografske lokacije. Pošto vremenski uslovi (trenutna brzina vjetra i insolacija) zavise od lokacije, geografski rasprostranjeni vOIE imaju manju sumarnu varijabilnost;
- **vOIE su sa mrežom povezani „ne-sinhrono“, preko elektroničkih pretvarača, tako da ne učestvuju u održavanju sinhronog rada i regulaciji frekvencije.** Zbog toga njihovo priključenje smanjuje prirodnu inerciju sistema i pogoršava frekventni odziv EESi. Takođe, povezivanje preko elektroničkih pretvarača utiče na tehničke karakteristike vOIE sa aspekta njihovog doprinosa strujama kratkog spoja i regulacije napona;
- vOIE su modularne izvedbe (sastoje se od više vjetroagregata ili PV panela) tako da njihove individualne karakteristike nisu „vidljive“ operatoru sistema;
- vOIE ne učestvuju u ekonomskom dispečingu, jer je prognoza njihove proizvodnje (npr. za 24 sata unaprijed) nedovoljno pouzdana za ovaj proces;
- **Pošto imaju nulte troškove „energenata“ (skoro-nulte marginalne troškove), vOIE imaju prednost prilikom dispečiranja.** Na taj način vOIE utiču na cijene električne energije na tržištima: potiskujući iz portfolija angažovanih elektrana TE sa većim marginalnim troškovima utiču na snižavanje „ukupne“ veleprodajne cijene. Međutim, zbog varijabilnosti njihove proizvodnje cijene na tržištima sa velikim učešćem vOIE postaju jako promjenljive, a pri velikom trenutnom učešću proizvodnje iz vOIE mogu se pojaviti i „viškovi“ proizvodnje iz TE (doduše kratkotrajni), što može uzrokovati pojavu „negativne“ cijene električne energije (i do -80€/MWh).

Osnovna karakteristika vOIE koja utiče na planiranje, vođenje i upravljanje EESi je njihova varijabilnost i intermitiranost¹⁷. VE i FNE imaju različite karakteristike varijabilnosti (pošto njihova proizvodnja zavisi od različitih klimatskih uslova). Za **integraciju** vOIE u nacionalne EESi je jako važna korelacija između varijabilnosti VE i FNE. Najpovoljniji scenarij je kada se općenito proizvodnja iz VE i FNE nadopunjavaju (npr. kada je insolacija intenzivna vjetar ima male brzine i obrnutno).

Sa aspekta integracije vOIE u sistem u cjelini posebno je važna korelacija između trenutne sumarne proizvodnje iz vOIE i trenutne snage potrošnje EESi. Razlika između ukupne snage potrošača i ukupne snage proizvodnje vOIE se naziva „**neto opterećenje**“. Od posebnog značaja za rad EESi je pouzdana prognoza neto opterećenja. Na slici 1 prikazana je ilustracija uticaja varijabilnosti proizvodnje iz VE (odnosno njene prognoze) na neto opterećenje. Iz ovog predstavljenog primjera je jasno koliki značaj ima tačnost/pouzdanost prognoze proizvodnje iz vOIE na neto opterećenje.



Slika 1.: Uticaj varijabilnosti vjetra i nesigurnosti (greške prognoze) na neto opterećenje EESi

Kako se klimatski uslovi na većem geografskom području uobičajeno razlikuju ne postoji korelacija između proizvodnje pojedinih tehnologija vOIE, odnosno varijabilnost geografski rasprostranjenih vOIE karakteriše efekat „izgladivanja“¹⁸. Zato se povezivanjem EESi preko interkonekcija, odnosno spajanjem nacionalnih tržišta u veća regionalna, „sumarna“ varijabilnost neto potrošnje smanjuje, čime se smanjuju i zahtjevi za fleksibilnošću

¹⁷ Za ove osobine vOIE u tekstu u nastavku se koristi jedinstven termin varijabilnost.

¹⁸ Fraunhofer IWES, „The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Flexibility Benefits“, Agora Energiewende 2015.

agregiranog i pojedinih EESi. Za veće interkonekcije važna je i korelacija između proizvodnje iz VE na pojedinim, obično udaljenim, lokacijama.

Utjecaji priključenja tehnologija vOIE na **elektroenergetsku mrežu (EEM)** se razlikuju za **prenosne mreže (PM)** u odnosu na **distributivne mreže (DM)**. Stoga su u ovom poglavlju zasebno obrađene tematika priključenja vOIE na PM BiH kao i na karakteristične konfiguracije u DM. U dijelu koji se odnosi na PM detaljnije je obrađen i u BiH trenutno aktuelan aspekt **varijabilnosti** odnosno osiguranja **fleksibilnosti**, kao i povezani aspekt regulacije frekvencije.

Priključenje vOIE u prenosnu mrežu BiH

26. U posljednjih deset godina urađeni su mnogobrojni elaborati priključka pojedinih VE na prenosnu mrežu BiH. Na slici 2 prikazana je šema PM BiH (naponski nivoi: 110, 220 i 400 kV) sa naznačenim mjestima priključenja nekih od VE (po pravilu na 110 kV mrežu), za koje su urađene studije priključenja.

27. Tehnički aspekti priključenja novi proizvodnih objekata na prenosnu mrežu, pa tako i velikih vOIE (engl. large-utility scale), propisani su odgovarajućim aktima:

- „**Mrežnim kodeksom BiH**“, NOS BiH, 2019.¹⁹;
- „**Pravilnikom o priključku**“, Elektroprijenos BiH, 2008.²⁰ (sa zadnjim izmjenama i dopunama iz 2017. godine).

Ovim aktima se propisiju tehnički, konstruktivni i operativni uslovi koje moraju zadovoljiti novi proizvodni objekti koji će biti priključeni na 110, 220 i 400 kV prenosnu mrežu, tako da se ne stvaraju negativni uticaji na PM ili na cijeli EESi, niti na mrežu drugih korisnika.

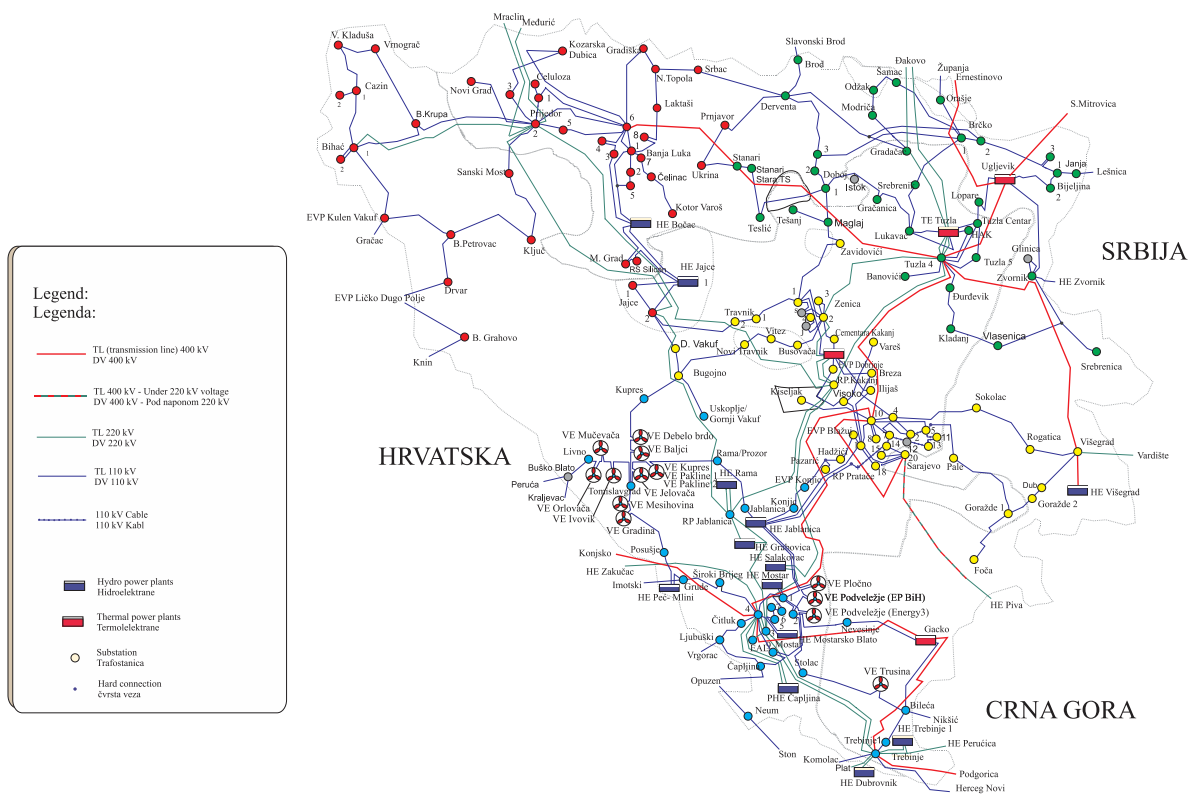
28. Pomenuti akti su usaglašeni sa odgovarajućom uredbom ENTSO-E (čiji je član NOS BiH) a njihovu primjenu prati i Sekretarijat EnZ (preko Regulatornog odbora EnZ). ***Tako su sa tehničkog aspekta normativni uslovi priključenja novih vOIE usklađeni sa normama i najboljim praksama EU.***

29. ***Prema važećoj regulativi sve troškove priključenja novih vOIE na PM snosi investitor.***

30. ***U dosadašnjoj praksi nisu zabilježeni primjeri diskriminatorskog tretmana pojedinih investitora prilikom izrade elaborata i odobravanja priključka na PM.***

¹⁹ <https://www.derk.ba/DocumentsPDFs/Mrezni-Kodeks-2019-b.pdf>

²⁰ http://www.elprenos.ba/Prikljucak/Pravilnik_o_prikljucku_23_10_2008_final_b.pdf



Slika 2: Šema prenosne mreže BiH za naznačenim mjestima priključenja VE (15 VE ukupne instalisane snage 747 MW).

31. U elaboratima priključenja se zahtijeva analiza uticaja novih VE na „lokalnu“ prenosnu mrežu sa aspekta naponskih prilika, nivoa struja kratkog spoja, i uticaja flikera i viših harmonika, kao i na EESi u cjelini sa aspekta preopterećenja pojedinih elemenata PM, posebno korištenjem kriterija (N-1), kao i analiza uticaja priključenja novih VE na ugaonu stabilnosti sinhronih generatora.
32. U toku izrade elaborata odgovarajuće analize se provode za maksimalno i minimalno opterećenje (potrošnju) u godinama u kojima je planirano priključenje, uz pretpostavku maksimalne proizvodnje iz novih VE.²¹ Izvoz električne energije iz sistema BiH je zadan za pojedine scenarije od strane naručilaca elaborata (NOS BiH i Elektroprenos BiH).
33. **Analiza urađenih elaborata ukazuje da je za obrađene VE najveći izazov kriterij preopterećenja prenosnih vodova prilikom primjene (N-1) kriterija** (npr. prilikom isključenja jednog od dva priključna voda, kojim je VE povezana sa PM). Ovo se posebno odnosi za slučajeve kada je nekoliko proizvodnih objekata (obično VE)

²¹ Premda izabrani scenariji nemaju veliku vjerovatnoću pojavljivanja odabrani su kao najteži uslovi za priključak VE. Na taj način se uslovi priključka analiziraju za najkritičniji deterministički scenarij. Ovakav pristup je za prenosne mreže opravdan.

priključeno sukcesivno na radijalni prenosni vod. Pošto u ovakvim slučajevima nije zadovoljen (N-1) kriterij sigurnosti saglasnost za priključak se izdaje uslovno: vrijedi samo za one VE koje će se priključiti prve i koje će zadovoljavati kriterij (N-1).

34. Pregled do sada revidovanih elaborata priključenja ukazuje da je trenutno planirana izgradnja VE uglavnom prostorno koncentrisana na dva područja: zapadna Hercegovina (region Livno-Tomislavgrad-Posušje, sa trenutno planiranih VE snage 555 MW) i područja u okolini Mostara i Nevesinja (istočna Hercegovina). Razlozi za ovakvu „raspoređenost“ do sada planiranih VE su povoljniji potencijali vjetra u ovim regionima. Procjene su da se na pomenutom prostoru u BiH mogu izgraditi (trenutno) ekonomski isplativi potencijali VE snage preko 1.000 MW.
35. Pomenuta područja karakteriše „električna“ blizina regiona Dalmacije/Južne Hrvatske koji ima procijenjeni (trenutni) ekonomski potencijal za izgradnju VE snage preko 2.000 MW. Oba područja: jug Hrvatske i jug BiH karakteriše malo lokalno opterećenje, posebno u zimskom periodu kada se očekuje najveća proizvodnja iz VE. U zimskom periodu u dobrim hidrološkim godinama očekuje se i izuzetno velika proizvodnja iz HE lociranih u pomenutim regionima (posebno iz HE u Hrvatskoj). Sve navedeno otežava „evakuaciju“ snage iz planiranih VE pošto se trenutni kapacitet prenosne mreže u ovom području pojavljuje kao prepreka. ***Opisane karakteristike VE, HE i PM u pomenutim regionima u BiH i Hrvatskoj ukazuju da se planiranje razvoja mreže u ovom području treba promatrati uz uvažavanje regionalnog aspekta.***
36. Nekoliko do sada provedenih studija, u kojima su analizirali scenariji priključenja VE u pomenutom regionu u BiH²², ukazali su da kriterij (N-1) nije zadovoljen za pojedine 110 kV vodove već za integraciju VE snage do 300 MW, što ukazuje da priključenje nekih od planiranih VE neće biti moguće bez proširenja lokalne 110 kV mreže. Priključenje značajnijih snaga VE (npr. ca 600 MW) u području zapadne Hercegovine zahtijeva izgradnju transformatorske starnice za povezivanje 110 kV mreže sa PM višeg napona (220 ili 400 kV).
37. Planirane VE koje se nalaze u drugim područjima BiH za sada nemaju pomenutih problema „evakuacije“ snage, pošto su električki bliži velikim potrošačkim centrima, koji su bolje povezani uzamčenom PM.
38. Uticaj priključenja velikih FNE na prenosnu (110 kV) mrežu u BiH je analiziran u studiji NOS BiH: Parsons Brinckerhoff, *„Uticaj solarnih elektrana na elektroenergetski sistem BiH“*, (2014). Analiziran je uticaj priključenja individualnih FNE snage 35 do 60 MW

²² G. Majstrovic, B. Bajs, Dj. Dobrijevic, T. Martinovic, „Preparation for Large scale Wind Integration in Southeast Europe’s Power System“, USAIS-USEA Balkans and Regional Energy Market Partnership Program, jun. 2012.;

uglavnom u pomenutim područjima Hercegovine na odabranim, potencijalno pogodnim lokacijama.

39. Studija NOS/Parsons je pokazala da je u BiH moguće priključiti ca 500-700 MW velikih FNE bez narušavanja ograničenja mreže, uglavnom prema kriteriju (N-1). Ovaj zaključak ukazuje da velike FNE imaju manja ograničenja sa aspekta priključka od VE (što je logičan zaključak obzirom na veću prostornu raspodjeljenost FNE i moguću lokaciju u blizini potrošačkih čvorova i/ili transformatorskih stanica 110/(220-400) kV/kV).
40. I u BiH se očekuje da će jedna od čestih varijanti priključenja velikih FNE biti na mjestu priključenja VE (tzv. kombinovani sistemi vOIE). Zbog negativne vremenske korelacije proizvodnje iz FNE i VE, koje su locirane na istom mjestu, za ovakve topologije vOIE se ne očekuju dodatna ograničenja sa aspekta priključenja na PM. Stoga primjena ovakvih kombinovanih rješenja VE/FNE uvećava snagu vOIE koju je moguće priključiti.
41. **Dugoročni plan razvoja prenosne mreže** priprema Elektroprenos BiH (10-godišnji plan se treba aktuelizirati svake godine, 5 mjeseci nakon usvajanja **Indikativnog Plana Razvoja Proizvodnje – IPRP**). IPRP priprema nadležan Operator Prenosnog Sistema (OPS) - NOS BiH. **Pomenuta procedura je logična pošto plan razvoja PM treba da „prati“ plan razvoja proizvodnje, uključujući i plan izgradnje prekograničnih vodova.**
42. U poslijem IPRP²³, u dijelu u kome se daje pregled dinamike puštanja u pogon planiranih novih proizvodnih objekata za period 2020-2029., od vOIE navedeni su samo VE Podveležje (EP BiH, čija je izgradnja izgledna) i VE Trusina (od čije izgradnje se, prema aktuelnim informacijama, za sada odustalo). Ovo ukazuje da NOS BiH prilikom izrade IPRP veoma restriktivno posmatra razvoj vOIE.
43. **Iz opisanog stanja procesa planiranja razvoja EESi/PM može se uočiti nedostatak usklađenosti strateških (10-godišnjih) planskih dokumenata: plana razvoja vOIE (npr. u Strategiji energetike, NREAP i/ili NECP planovima), IPRP-a i plana razvoja prenosne mreže. To se može odraziti na kašnjenje prilikom planiranja razvoja PM, što može predstavljati prepreku za razvoj vOIE, a posebno za VE i velike FNE čija je proizvodnja namijenjena izvozu.**
44. **Preporuka 11.: Prilikom izrade plana razvoja vOIE, posebno VE, uvažavati i ograničenja koja prenosna mreža (posebno 110 kV) nameće za priključenje ovih objekata na EESi. Takođe analizirati više scenarija razvoja vOIE u cilju pronalazjenja optimalne varijante. Prilikom izrade plana razvoja PM koordinirati aktivnosti sa**

²³ <https://www.nosbih.ba/files/dokumenti/Indikativan%20plan%20razvoja/2019/IPRP%202020-2029%20FINAL.pdf>

nadležnim institucijama u regionu (npr. u Hrvatskoj) u cilju sagledavanja regionalnog aspekta ove tematike, posebno za scenarij izvoza energije iz VE u BiH.

45. ***Gore opisani uticaj PM na razvoj velikih vOIE (posebno VE) ukazuje da će ograničenja koja nameće ova mreža u BiH predstavljati izazov za ubrzani razvoj OIE u područjima koja imaju najbolje potencijale vjetra (naročito u regionu zapadne Hercegovine).***

Priključenje vOIE u distributivnu mrežu

U distributivnu mrežu (DM) (naponskih nivoa: 35, 20, 10 i 0,4 kV) se priključuju proizvodni objekti manjih snaga, koji su prostorno „raspršeni“ (engl. dispersed) odnosno distribuirani, te se stoga nazivaju ***distribuirani generatori (DG)***. Pošto DM ima različite tehničke karakteristike od PM prilikom priključenja DG na DM (srednjeg napona – SN i niskog napona – NN) propisuju se specifični uslovi priključka i zahtjevi rada (operativnog vođenja i upravljanja) DG. Sa tehničkog aspekta razlikuju se konvencionalni DG (koji sadrže sinhronne generatore: npr. male hidroelektrane - mHE i kogenerativne termoelektrane na bimasu i biogas) i savremeni DG, koji su sa DM povezani preko elektroničkih pretvarača (npr. male FNE i male VE). Navedeni tipovi DG imaju različite tehničke karakteristike i njihov uticaj na DM potrebno je analizirati uvažavajući specifičnosti energetske opreme u postrojenju vOIE. U ovom poglavlju obrađene su aktuelne prakse priključenja i rada DG na DM (SN i NN), identifikovani su izazovi za intezivniji razvoj DG sa vOIE i date su preporuke za njihovo prevazilaženje. Poseban aspekt je stavljen na priključenje malih FNE na SN i NN mrežu.

46. Tehnički uslovi za priključenje DG na DM su specificirani u *mrežnim pravilima operatora distributivnog sistema (ODS)*²⁴, koja usvajaju nadležni regulatori u BiH (DERK, FERK i RERS).
47. Tehničko-energetski uslovi za priključenje DG pored mrežnim pravilima propisuju se i *Općim uslovi za isporuku električne energije*, te važećim normama i tehničkim preporukama ODS-a.
48. Minimalni tehnički uslovi koje DG mora ispuniti, prije svega se odnose na:
- ***odobrenu priključnu snagu,***
 - ***odstupanje napona (na mjestu priključka i u dijelu DM),***
 - ***nivo struja kratkoga spoja,***
 - zaštitu od kvarova i
 - regulaciju napona u DM.
49. U odgovarajućim pravilima se specificira da je za veće snage DG (na SN DM za DG snage veće od 0,1% snage trolnog kratkog spoja (Sk), a za NN DM za DG snage veće od

²⁴ Npr. http://www.ferk.ba/ba/images/stories/2018/mreznna_pravila_epbih_818_bs.pdf

0,67% Sk na mjestu priključenja) neophodno u posebnoj analizi izvršiti procjenu uticaja DG na mrežu. U tu svrhu se zahtijeva izrada *Elaborata (optimalnog) tehničkog rješenja priključenja DG na DM*. Nadležni ODS definiše projektni zadatak i obavlja reviziju ovih elaborata.

50. **Troškove za osiguranje uslova za priključenje DG snosi ODS** (ovi troškovi se prema *Pravilniku za tarifnu metodologiju i tarifne postupke* mogu nadoknaditi, dijelom iz naknade za priključenje, a dijelom iz naknade za korištenje mreže).
51. Posebne specifičnosti konvencionalnih DM, koje su relevantne sa aspekta priključenja DG, su njena radijalnost i jednosmjerni tok aktivnih snaga - od mjesta napajanja do krajnjih potrošača (zbog čega se konvencionalna DM klasifikuje kao pasivna mreža).
52. **Priključenjem DG u DM se pojavljuju izvori unutar mreže koji mijenjaju smjerove aktivnih snaga, odnosno DM postaje aktivna.** Ovaj uticaj DG na DM je posebno značajan kada se u dijelu mreže nalazi veći broj varijabilnih OIE (obično distribuiranih FNE). Uticaj ovih DG zavisi od topologije mreže (mjesta priključenja DG) kao i korelacije između snage lokalne potrošnje i snage proizvodnje iz DG. Za dio DM se može definisati „neto opterećenje“ koje u slučaju veće lokalne proizvodnje od potrošnje može za posljedicu da ima da je tok aktivne snage iz DM prema PM (tzv. suprotan tok snage od konvencionalnog). Ovakve situacije značajno mijenju karakteristike DM i zahtjevaju promjene u regulaciji napona, a ponekad i promjene podešenja zaštitnih uređaja.
53. Sa tematikom uticaja DG na distributivnu mrežu ODS u BiH su se suočili prije desetak godina, nakon priključenja prvih mHE na električki slabu DM. Tada je konstatovano da se priključenje DG mora riješiti na transparentan, sistematičan i nediskriminatorni način.
54. Uočeni izazovi priključenja mHE na udaljenim tačkama od tačke napajanja DM (npr. povećane vrijednosti napona u električnoj okolini DG kao i povećane relativne vrijednosti gubitaka u DM, koji se javljaju pri malim opterećenjima na priključnom vodu) potakli su proučavanje specifičnosti priključenja DG sa sinhronim generatorima na električki slabu DM. Ovakve analize su predstavljali osnovu za usvajanje postojeće prakse ODS prilikom analize uticaja priključenja DG.
55. U nastavku je ukratko opisana postojeća praksa analize uticaja DG na DM i ukazano je na potrebu njenog prilagođavanja u skladu sa zahtjevima važećih standarda. Pri tome je u fokusu analiza uticaja malih FNE (mFNE), odnosno prijedlog mjera i aktivnosti koje treba da omoguće intenzivniji razvoj ove tehnologije vOIE u BiH.

56. Prilikom analize postojeće prakse korištena je javno dostupna literatura o uticaju DG na DM²⁵ i planovima razvoja DM u EP BiH²⁶.
57. U fazi izdavanja preliminarne elektroenergetske saglasnosti investitor u DG je obavezan da uradi *Elaborat o priključenju* u kome se, prema projektnom zadatku, treba analizirati uticaj DG (za minimalnu i maksimalnu snagu proizvodnje) na DM, za definisane režime maksimalnog i minimalnog „lokalnog“ opterećenja. Pri tome se zahtijeva korištenje odgovarajućih softverskih/simulacionih alata.
58. Od energetske kriterija mreže u Elaboratu se trebaju analizirati:
- **Promjene napona koje uzrokuje priključenje DG (posebno u NN mreži);**
 - Promjene termičkog opterećenja vodova i transformatora;
 - **Koordinacija regulacije napona, odnosno učesće DG u održavanju napona u dozvoljenim granicama;**
 - Uticaj DG na nivo gubitaka u DM.
59. Pregledom dostupne literature konstatovano je da se u pomenutim analizama uobičajeno koristi **deterministička metodologija: analizira se najgori slučaj maksimalne proizvodnje DG pri minimalnom lokalnom opterećenju**. Premda za male snage priključenih DG primjena ovog pristupa uglavnom ne predstavlja barijeru za razvoj mFNE, za veće snage (pojedinačne ili koncentrisane skupine DG) izabrana metodologija može da predstavlja prepreku.
60. Savremene metode procjene uticaja DG na DM (koje se mogu koristiti i u fazama planiranja razvoja DM) se baziraju na konceptu „**kapaciteta prihvatanja**“ (*engl. hosting capacity*)²⁷. U ovom postupku analizira se uticaj grupe DG za različite snage proizvodnje i karakteristična lokalna opterećenja. Kriterij „prihvatanja“ snage iz DG se definiše na osnovu analize uticaja na izabrane varijable mreže: npr. na promjene napona, gubitaka i struja kratkog spoja.
61. Primjenom navedenog postupka pokazuje se da je uticaj DG na ključne varijable stanja DM za manje snage priključenih DG pozitivan, a da se sa povećanjem snage DG (u odnosu na lokalnu potrošnju) uticaj pogoršava. Na taj način se određuje maksimalno dozvoljena snaga DG koja se može priključiti na područje DM bez izmjene načina

²⁵ N. Hasanspahić, Š. Gruhonjić-Ferhatbegović, A. Bosović, „Kritički osvrt na metodologiju analize uticaja priključenja distribuiranih generatora na elektrodistributivnu mrežu u EPBiH“, 13 savjetovanje BiH Komiteta CIGRE, Neum 2017.

²⁶ Š. Gruhonjić-Ferhatbegović, S. Spahić, A. Bosović, N. Hasanspahić, „Projekcija razvoja distributivnih elektroenergetskih mreža JP elektroprivrede BiH d.d. – Sarajevo“, 1. Savjetovanje BH K/O CIREC; Mostar 2018.

²⁷https://books.google.ba/books/about/Integration_of_Distributed_Generation_in.html?id=rOeRW59djz8C&redir_esc=y

operativnog vođenja i upravljanja, a da ne dođe do narušavanja propisanih kriterija kvaliteta napajanja.

62. **Preporuka 12.: Prilikom kratkoročnog i dugoročnog planiranja razvoja DM koristiti koncept „hosting capacity“ za procjenu dozvoljene snage priključenja DG i optimalnog mjesta njihove integracije u DM.**
63. Pošto se od 01.01.2017. i u BiH treba primjenjivati **norma EN 50160, kojom se propisuje da se u DM mora održavati napon u granicama $\pm 10\%$ više od 95% vremena**, proizilazi da se u analizama, u kojima se provjerava kriterij promjene napona uslijed priključenja mFNE, treba koristiti **probabilistička metodologija**. Naime, pošto korelacija između varijabilnosti proizvodnje mFNE i lokalne potrošnje ima slučajni, probalistički karakter uticaj DG na napone u lokalnoj mreži treba analizirati koristeći odgovarajuće **statističke metode (npr. simulacije bazirane na Monte Carlo metodu)**. Probabilistički metod se može koristiti i za procjenu uticaja na preopterećenje linija i na tehničke gubitke u DM.
64. **Preporuka 13.: Razviti probabilističke metode za procjenu uticaja DG, posebno mFNE, na promjene napona i tehničkih gubitaka u DM.**
65. Savremene mFNE imaju mogućnost upravljanja reaktivnom snagom (u funkciji regulacije napona po zadanom algoritmu: npr. $V = \text{const}$ ili na osnovu upravljanja po QV i PV petlji) kao i ograničavanja proizvodnje aktivne snage pri visokim vrijednostima napona. Gore navedene funkcije omogućava upravljanje tzv. „pametnim invertorima“.
66. Veći iznosi snaga priključenih DG zahtijevaju i primjenu novih algoritama koordinacije regulacije napona (između regulacione sklopke napojnog transformatora i regulatora napona pojedinih DG). To pak iziskuje uključivanje mFNE u SCADA sisteme.
67. Savremeni sistemi upravljanja potrošnjom (engl. Demand Side Management – DSM) omogućavaju „pomjeranje“ potrošnje u zavisnosti od proizvodnje iz mFNE, a u funkciji održavanja napona unutar dozvoljenih granica. Na ovaj način se upravlja „neto potrošnjom“ (pojedinih potrošača ili lokalne mreže) u cilju regulacije napona. Za realizaciju ove funkcije u posljednje vrijeme sve više se koriste električne baterije.
68. Prethodno navedeni savremeni koncepti upravljanja DG i DM su sastavni dio tzv. **„pametnih distributivnih mreža“ (engl. Smart Distribution Grids)**. Primjena ovih koncepata postaje posebno važna ukoliko se razvoj FNE u BiH bude oslanjao na kategoriju „prosumers“ (potrošači/proizvođači koji proizvode dio električne energije za sopstve potrebe).
69. **Preporuka 14.: Podržati istraživanja u domenu pametnih distributivnih mreža. Pošto nosioci istraživanja treba da budu ODS predlaže se funkcionalno razdvajanje**

djelatnosti javnih elektroprivrednih kopanija, odnosno pravno uspostavljanje ODS. Na taj način bi se omogućilo da se ODS kompanije između ostalog fokusiraju na podršku razvoju vOIE/DG, odnosno na pružanje odgovarajućih energetske usluga.

70. Pregledom strategija i dugoročnih planova razvoja DM uočeno je da se u odgovarajućim analizama takođe koristi opisani deterministički pristup. Poseban problem u primjeni ovog pristupa u DM predstavlja nepouzdanost procjene snage DG, posebno mFNE. ***Naime cijene ovih tehnologija tako brzo opadaju da je procjena autora da će u narednih 5 godina i u BiH doći do ubrzane izgradnje DG baziranih na ovoj tehnologiji.*** Ukoliko se mFNE budu koristile prema konceptu prosumers-a tada će doći do značajne varijabilnosti neto potrošnje što zahtijeva korištenje probabilističkih postupaka u analizama kao i uvođenje inteligentnih mjernih sistema i automatizacije u operativnom vođenju i upravljanju. Stoga navedene preporuke dobijaju na značaju.

Fleksibilnost u EES BiH

71. Priklučenje izvora električne energije koji imaju izražene karakteristike varijabilnosti predstavlja brojne izazove prilikom integracije u konvencionalni EES, posebno sa aspekta osiguranja sigurnosti i adekvantnosti. ***Općenito, integracija vOIE postavlja dodatne zahtjeve za fleksibilnost EESi.***

72. ***Fleksibilnost je karakteristika EESi koja se bazira na sposobnosti njegovih komponenti (elektrana, potrošača, uređaja za skladištenje) da mijenjaju aktivnu snagu (između maksimalne i minimalne), sa određenom brzinom promjene, kao i na brzini sa kojom mogu da startaju. Pomenuti izvori fleksibilnosti se nazivaju interna fleksibilnost.***

73. Zbog prirode EESi, koja uslovljava da se održava trenutni balans aktivnih snaga između proizvodnje i potrošnje, u EESi se uvijek zahtijevao određeni nivo fleksibilnosti. U konvencionalnim EESi izvori varijabilnosti u normalnom radu su: vremenska promjena ukupnog opterećenja (u vremenskom intervalu sata, dana, sedmice ili sezone), kao i varijabilnost proizvodnje iz HE (takođe u toku sedmice, sezone ili godine). Fleksibilnost u konvencionalnim EES u normalnom radu unutar sata, kada su promjene opterećenja relativno spore, osiguravaju tzv. vršne elektrane (eng. peak power plants)²⁸ a elektrane koje mogu da prate promjene opterećenja (eng. load-following power plants) osiguravaju fleksibilnost u toku dana²⁹.

²⁸ U konvencionalnim EESi obično gasne TE ili akumulacione i pumpno-akumulacione HE

²⁹ U konvencionalnim EESi obično akumulacione HE i fleksibilne TE na uglj.

74. **Poseban zahtjev za fleksibilnošću u „realnom“ vremenu se javlja uslijed odstupanja opterećenja (ili proizvodnje iz VOIE) od planskih/prognozovanih vrijednosti** (npr. u periodima desetak minuta), koje izaziva spore i relativno male promjene frekvencije. U ovom vremenskom intervalu održavanje balansa snaga se vrši pomoću **sekundarne regulacije frekvencije**, odnosno korištenjem raspoložive rezerve za dovođenje frekvencije na nominalnu vrijednost (engl. Frequency Restoration Reserve – FRR), u kojoj učestvuju fleksibilne, balansne elektrane.
75. U konvencionalnim EES se povremeno, obično u vrijeme vršnih opterećenja, koristi i fleksibilnost potrošača za održavanje balansa, odnosno njihova sposobnost da brzo smanje opterećenje i/ili da se privremeno isključe sa mreže.
76. U „havarijskim“ režimima rada, koji su uzrokovani ispadima velikih generatora/potrošača i/ili ključnih prenosnih vodova, dolazi do trenutne promjene balansa aktivnih snaga i posljedično značajnijeg smanjenja/povećanja frekvencije. Sposobnost sistema da osigura fleksibilnost u havarijskim režimima (u veoma kratkom vremenskom intervalu, reda sekundi) naziva se **frekventna stabilnost**. Izvor fleksibilnosti u havarijskim režimima je prirodna inercija povezanih sinhronih generatora i samoregulacija potrošača po frekvenciji i naponu (tzv. inherentna fleksibilnost), kao i sposobnost brze promjena aktivne snage elektrana (u kraćem vremenskom intervalu), koje učestvuju u **primarnoj regulaciji frekvencije**. Snaga u proizvodnji koja je na raspolaganju za primarnu regulaciju frekvencije naziva se rezerva za ograničavanje pada frekvencije (engl. Frequency Containment Reserve – FCR).
77. Nakon ispada velikih generatora (poslije djelovanja FCR i FRR) u cilju održavanja planskog nivoa FRR rezerve aktiviraju se „rezervne“ elektrane, kojima se „zamjenjuje“ izgubljenja proizvodnja. Snaga elektrana koja se koristi za ovu namjenu naziva se rezerva „obnavljanja“ (engl. Restoration Reserve – RR), a funkcija njenog aktiviranja **tercijalna regulacija frekvencije**.
78. Za svaki period operativnog vođenja EESi propisuju se vrijednosti „regulacionih“ rezervi i vremenski intervali njihovog djelovanja.
79. U kritičnim stanjima, u cilju sprječavanja kaskadnog raspada EESi (eng. blackout), kao mjera protivhavarijskog upravljanja koristi se kontrolisano **podfrekventno isključenje dijelova potrošnje – tzv. podfrekventno rasterećenje**.
80. **Zahtjevi za fleksibilnošću EESi se specificiraju u odnosu na vremenske intervale**. U studiji IEA³⁰ definiše se šest vremenskih intervala u kojima se specificiraju zahtjevi za fleksibilnost:

³⁰ IEA, SIR i NREL, „Status of Power System Transformation“, studija IEA, 2018.

1. **Ultra kratkotrajna fleksibilnost – stabilnost** (vremenski interval do nekoliko sekundi), kada je cilj osigurati frekventnu stabilnost pri pojavama iznenadnih većih debalansa snaga (posebno pri velikom učešću vOIE). Pri tome su važne osobine sistema: prirodna inercija sistema i snaga prenosne mreže.
 2. **Vrlo kratkotrajna fleksibilnost** (vremenski interval od nekoliko sekundi do reda minuta), kada je cilj održati kvalitet primarnog frekventnog odziva (naročito pri velikom učešću vOIE). Pri tome su važne dinamičke karakteristike primarne i sekundarne regulacije frekvencije (odnosno brzina promjene snage svih elektrana) i frekventne karakteristike potrošača.
 3. **Kratkotrajna fleksibilnost** (vremenski interval od nekoliko minuta do reda sati), kada je cilj osigurati održavanje balansa aktivnih snaga pri neplanskim značajnijim promjenama snage proizvodnje (vOIE) ili potrošnje. **Pri tome su važne komponente EESi: sekundarna regulacija, ekonomski dispečing (eng. economic dispatching – ED) na tržištu „unutar dana“ (eng. intra-day market), balansno tržište u realnom vremenu, kao i brzina dinamičkih odziva elektrana koje učestvuju u balansiranju.**
 4. **Srednjetrojna fleksibilnost** (vremenski interval od nekoliko sati do reda dana), kada je cilj osigurati adekvatan plan angažovanja proizvodnih jedinica kako bi se ispunili zahtjevi tržišta „dan unaprijed“ (eng. day-ahead market) ili na satnoj osnovi. Pri tome se koriste procedure planiranja angažovanja proizvodnih jedinica (eng. Unit Commitment - UC) za dan unaprijed kao i ED za vremenski interval sat unaprijed.
 5. **Dugotrajna fleksibilnost** (vremenski interval od nekoliko dana do reda mjeseci), kada je važno osigurati snabdijevanje potrošača pri radikalno smanjenju proizvodnji iz vOIE u odnosu na plansku, koja nastaje uslijed specifični vremenskih uslova (npr. smanjena proizvodnja iz FNE u periodima sa velikom višednevnom oblačnošću ili iz VE u dugotrajnim periodima bez vjetra). Pri tome je važan indikator **adekvatnosti EESi** kao i UC.
 6. **Veoma dugotrajna fleksibilnost** (vremenski interval od nekoliko mjeseci do godine), kada je važno balansiranje sezonske i među-godišnje varijabilnosti proizvodnje iz vOIE i HE sa potrošnjom. Tada se koriste procedure hidro-termo koordinacije, procjene adekvatnosti i planiranja razvoja EESi.
81. **Fleksibilnost EESi u tržišnim uslovima rada se definiše kao „njegova sposobnost da na pouzdan i troškovno-efikasan način „kontrolise“ debalans aktivnih snaga u sistemu, koji nastaje uslijed varijabilnosti i nepredvidivosti na strani proizvodnje ili potrošnje, u svim vremenskim intervalima“.**
82. **Iskustva zemalja koje već imaju značajno učešće vOIE u njihovoj proizvodnji ukazuju da je sve pomenute tehničke i ekonomske izazove integracije u značajnoj mjeri moguće efikasnije riješiti promjenom načina vođenja EESi i promjenom organizacije**

tržišta električne energije. Naravno, pri tome se prije svega nastoji da se što više iskoriste inherentni izvori fleksibilnosti u postojećem sistemu.³¹

83. Općenito, uticaj integracije vOIE na operativni rad EESi zavisi od:

- procentualnog učešća vOIE u pokrivanju opterećenja kao i o vrsti portfolija vOIE;
- geografske distribuiranosti vOIE;
- nivoa interne fleksibilnosti postojećeg EESi (konvencionalnih TE i HE);
- kapaciteta interkonektivnih prenosnih veza sa susjednim EESi (izražava se kao procentualna vrijednost snage prenosa u odnosu na ukupnu instalisanu snagu elektrana);
- konteksta (karakteristika tržišta) u kome radi promatrani EESi.

84. Prema pomenutoj studiji IEA može se definisati šest (6) faza zahtjeva za fleksibilnošću, u zavisnosti od procentualnog učešća vOIE u ukupnoj potrošnji (na godišnjem nivou):

- **Faza 1.:** U početnoj fazi integracije (kada je **učešće vOIE manje od 5% ukupne potrošnje**), u kojoj se trenutno nalazi BiH, sistemski uticaj vOIE je neznatan. Od interesa je samo tehnički uticaj na lokalnu (prenosnu ili distributivnu) mrežu (što se propisuje odgovarajućim Mrežnim pravilima).
- **Faza 2.:** Sa povećanjem učešća vOIE (kada je **učešće 5-10%**), što se u BiH može očekivati u narednih 5 godina, počinje se uočavati uticaj vOIE na profil neto-potrošnje. **Unaprijeđenje načina vođenja EESi³² i bolje iskorištavanje postojećih internih izvora fleksibilnost je dovoljno za efikasno vođenje EESi u ovoj fazi.**
- **Faza 3.:** Kada učešće vOIE iznosi **10%-20%** potrošnje počinju se osjećati značajnije (po amplitudi veće i vremenski brže) promjene neto-potrošnje, koje zahtijevaju **sistemski pristup povećanju fleksibilnosti**. **Sistemski aspekt osiguranja fleksibilnosti opisan je u nastavku u ovom poglavlju.**
- **Faza 4. :** Kada je učešće vOIE **20%-40%** potrošnje, u periodima velike trenutne proizvodnje iz vOIE (npr. značajna proizvodnja iz VE u periodima niskih opterećenja, što se u BiH može pojaviti u kasnim noćnim satima) mogu se pojaviti problemi sa frekventnom stabilnošću. U ovoj fazi se može zahtijevati od VE da pružaju uslugu sintetičke inercije kao i da učestvuju u regulaciji frekvencije.
- **Faza 5.:** Kada učešće vOIE **prelazi 50%** potrošnje veoma često trenutna snaga vOIE premašuje ukupnu potrošnju. Osiguranje fleksibilnosti u ovoj fazi može zahtijevati: korištenje uređaja za skladištenje električne energije, primjenu mjera „upravljanja“ potrošnjom (engl. Demand Side Management - DSM) kao i „pametno“ povezivanje EESi sa električnim vozilima i sistemima daljinskog grijanja.

³¹ Pojedini stručnjaci smatraju da svaki EESi mora da posjeduje dovoljan nivo interne fleksibilnosti a da se saradnja između sistema treba promatrati sa aspekta optimizacije prilikom pružanja usluge balansiranja. U nekim planskim studijama (npr. u studiji SEERMAP) se pak regionalni EESi JIE promatra kao jedinstven sistem sa aspekta balansiranja što podrazumjeva postojanje funkcionalnog, regionalnog balansnog tržišta.

³² Npr. regionalnim povezivanjem sekundarnih regulacija frekvencije i uspostavljanjem funkcije balansiranja u kraćim vremenskim intervalima unutar dana.

- **Faza 6.:** Kada iznos učešće vOIE **premaši 70%** najveći izazov fleksibilnosti predstavlja osiguranje snabdijevanja potrošača za vrijeme specifičnih vremenskih uslova (npr. višednevni periodi bez vjetra i sa velikom oblačnošću). U ovoj fazi se može zahtijevati korištenje uređaja za sezonsko skladištenje kao i postrojenja za proizvodnju sintetičkog biogasa i/ili vodonika.

85. Uvažavajući prethodno obrađene karakteristike/izvore fleksibilnosti u EESi sa velikim učešćem vOIE kao i specifikaciju faza zahtjeva za nivoom fleksibilnosti, u srednjeročnom periodu u EESi BiH mogu se očekivati sljedeće karakteristične faze:

- **Trenutno veoma mali procenat učešća vOIE (ca. 86 MW VE i 30 MW FNE ili ca. 3% ukupne potrošnje u 2019. godini) ne postavlja velike zahtjeve za dodatnom fleksibilnošću niti za promjenu u načina vođenja EESi;**
- **Plansko povećanje učešća vOIE na dozvoljeni nivo sa aspekta intergacije (VE na 460 MW i FNE na 400 MW) u srednjeročnom periodu (do 2030.), odnosno učešće vOIE od ca. 15% u ukupnoj potrošnji, zahtijevati će sistemski pristup osiguranju fleksibilnosti.**

86. **Prema sistemskom pristupu osiguranje fleksibilnosti se može realizovati korištenjem sljedećih tipova intervencija:**

- Promjenom načina operativnog vođenja i planiranja rada EESi;
- Unaprjeđenjem dizajna tržišta i povezivanjem u regionalna tržišta;
- Korištenjem fleksibilnosti na strani proizvodnje;
- Korištenjem fleksibilnosti na strani potrošnje;
- Pojačavanjem i boljim vođenjem prenosne mreže (uključujući interkonektivne vodove);
- Korištenjem skladišta u EESi (pumpno-akumulacione HE i baterije) kao i povezivanjem EESi sa drugim energetskim sistemima (grijanja, električnih automobila) u multi-energijske sisteme, sa ciljem iskorištavanja termičkih i hemijskih skladišta energije.

87. **Na osiguranje fleksibilnosti u EESi BiH, koje je zasnovano na sistemskom pristupu, značajan uticaj će imati njegove strukturne karakteristike:**

- visoki nivo fleksibilnosti u postojećim akumulacionim HE;
- odlična povezanost sa susjednim EESi (Hrvatske, Srbije i Crne Gore) preko interkonektivnih 400 kV i 220 kV vodova, i posljedično sa EESi u regionu Jugoistočne Evrope;
- koncentracija potencijala za VE i za (velike) FNE u južnom dijelu BiH;
- nedovoljna razvijenost 110 kV prenosne mreže za evakuaciju proizvodnje iz područja sa povoljnim potencijalom vOIE;

- nepostojanje organizovanog tržišta električne energije.

88. **Prema studiji IEA: „Integration of Variable Renewables“ (2015)³³ za EESi koje imaju osobine kao EES BiH (sa dobrim interkonektivnim vezama, sa visokim nivoom interne fleksibilnosti i sa učešćem vOIE u ukupnoj potrošnji manjoj od 20%) za efikasnu, sistemsku integraciju vOIE dovoljno je primijeniti sljedeće, relativno jednostavne, tehničke i ekonomske mjere:**

- **Primjena striktnih mrežnih pravila za priključenje vOIE;**
- **Primjena sofisticiranih alata za prognozu proizvodnje iz vOIE;**
- **Razvoj tržišnih mehanizama koji će stimulisati izvore (uglavnom fleksibilne konvencionalne elektrane) da pružaju usluge balansiranja.³⁴**
- **Povezivanje tržišta i/ili usluga balansiranja sa susjednim EESi.**

89. Pored toga, za EESi BiH potrebno je na vrijeme planirati i razvijati mjere koje će omogućiti veće učešće vOIE (iznad 20% ukupne potrošnje) kao što su:

- Izgradnja VN mreže u područjima sa velikom koncentracijom potencijala za vOIE;
- Prilagođavanje načina vođenja distributivne mreža da bi se omogućila integracija značajnijih snaga FNE (vjerovatno u kombinaciji sa priključenjem toplotnih pumpi i električnih vozila);
- Koordinacija vođenja između OPS i ODS;
- Postepeno uvođenje metoda i tehnika operativnog vođenja i upravljanja koje su bazirane na konceptu pametnih mreža.

90. **U BiH je od posebnog značaja stvaranja poticajnog okruženja za korištenje postojećih fleksibilnih elektrana (posebno akumulacionih HE) kao i za investicije u nove fleksibilne proizvodne objekte (npr. pumpno-akumulacione HE i fleksibilne kogenerativne TE), koji bi omogućili „izvoz“ pružanja usluga fleksibilnosti.**

91. Opšteprihvaćeno mišljenje je da u BiH već postoje značajni kapaciteti interne fleksibilnosti (npr. akumulacione HE Jablanica, Rama, Trebišnjica, Bočac i Višegrad). U *Okvirnoj strategiji razvoja energetike BiH* (2018.) je obrađen je tzv. Alternativni scenarij, koji se zasniva na izgradnji fleksibilnih TE na biomasu, koje bi radile u kogeneraciji. Ovakva postrojenja imaju izuzetne sposobnosti osiguranja svih vrsta fleksibilnosti.³⁵ Prema tome u BiH je moguće izgraditi portfolij OIE koje imaju izuzetne sposobnosti fleksibilnosti što dugoročno omogućava značajno povećanje učešća vOIE i potpunu dekarbonizaciju EESe.

³³ <http://iea-ret.d.org/wp-content/uploads/2015/01/Report-Volume-I-Main-Report.pdf>

³⁴ Christian Redl „A Word on flexibility“, Agoraenergiewende 2018.

³⁵ Npr. na pilot postrojenju u Škotskoj se trenutno testira jedna takva tehnologija (BioFlex i HeatFlex).

92. **Preporuka 15.: Izraditi studiju u kojoj će se analizirati (postojeći i potencijalni) kapaciteti za osiguranje fleksibilnosti u EESi BiH, kao i potrebe za nivoom fleksibilnosti u narednom periodu (za različite scenarije portfolija vOIE).**

TRŽIŠNI ASPEKTI INTEGRACIJE vOIE u BiH

Integraciju vOIE u savremenim EESi se potrebno realizovati u tržišnom okruženju. Postojanje funkcionalnog tržišta električne energije i sistemskih usluga predstavlja ključnu komponentu za ekonomski efikasnu integraciju vOIE, pošto se u tržišnom okruženju značajno smanjuje cijena njihove proizvodnje (npr. izraženo preko LCOE indikatora). U EnZ se uvođenje funkcionalnog tržišta (što je suština **Trećeg energetskeg paketa EU**), smatra okosnicom tzv. **prve energetske tranzicije**. Naprednije rješenje organizacije tržišta predstavlja povezivanje tržišta (u regionalna i konačno u jedinstveno EU tržište), što je takođe jedan od ciljeva EnZ i predmet inicijative ZB6. U ovom poglavlju je prikazan kratki pregled stanja implementacije Trećeg paketa u BiH, prvenstveno sa aspekta uspostavljanja funkcionalnog tržišta, kao i inicijative regionalnog povezivanja tržišta.

Ključne karakteristike vOIE – njihova vremenska varijabilnost i jako mali marginalni troškovi značajno utiču na funkcionisanje konvencionalnih tržišta. U cilju pojašnjenja ovih uticaja prvo je opisna tematika balansiranja i regulacije frekvencije u tržišnom okruženju u EESi sa velikim učešćem vOIE. Zatim su opisani uticaji koje funkcionalno tržište može da ima na smanjenje cijene proizvodnje iz vOIE (sa fokusom na velike VE i FNE). Konačno, ukratko je dat pregled uticaja povećanja učešća vOIE na tržišno poslovanje i ekonomiju konvencionalnih TE i HE. Sve oblasti su obrađene sa aspekta primjenljivosti opisanih rješenja na EESi/EESe u BiH.

Restrukturiranje i tržišno poslovanje u EESe u BiH

U BiH od 01.01.2015. formalno funkcioniše (otvoreno) tržište električne energije. Premda je na nivou snabdijevanja zabilježen određen nivo konkurencije (posebno u periodu kada su cijene električne energije na regionalnim berzama bile niske) za **tržište električne energije u BiH se može konstatovati da nije razvijeno niti funkcionalno**. To značajno otežava i poskupljuje izgradnju vOIE, odnosno provođenje **druge energetske tranzicije**.

Funkcionisanje tržišta električne energije u BiH regulisano je Tržišnim pravilima.³⁶ Analiza usklađenosti pravne legislative i regulative, a posebno načina organizacije tržišta, sa

³⁶ <http://www.derk.ba/DocumentsPDFs/Trzisna-pravila-21-05-2015.pdf>

zahtjevima iz *acquis-a* EnZ dostupno je u izvještaju Sekretarijata EnZ.³⁷ Prema ocjenama EnZ potpuna transpozicija Trećeg paketa u BiH, između ostalog ima i sljedeće nedostatke:

- **Pravna organizacija subjekata u EESe ne transponuje zahtjeve razdvajanja funkcionalnih cjelina: proizvodnje, prenosa/distribucije i snabdijevanja.** Tako entitetske vlade imaju upravljačku kontrolu nad radom kompanija NOS BiH i Elektroprenos BiH (operatora mreže i sistema) premda su istovremeno većinski vlasnici kompanija (elektroprivreda u BiH) za proizvodnju i snabdijevanje, koje su dominantni tržišni akteri.
- Funkcije ODS-a još uvijek nisu razdvojeni u posebne pravne subjekte.
- **Ne postoji tržišno natjecanje i cijene električne energije,** posebno za privilegovane kupce - mala preduzeća i domaćinstva (koji se nalaze u kategoriji javne usluge), **se ne određuje na tržišnim osnovama.**
- **Postoji unakrsno subvencioniranje među kategorijama kupaca na NN između ostale potrošnje (komercijalni kupci) i domaćinstava.** Table 1 u nastavku teksta ilustruje ovu pojavu.
- **Dominantni proizvođači/snabdjevači (elektroprivrede u BiH) svoje aktivnosti isključivo obavljaju na „teritorijama“ na kojima pružaju javnu uslugu, tako da nema konkurencije između njih, premda nema normativnih prepreka za tržišno natjecanje.**³⁸

Tabela 1: Prosječne cijene za isporučenu električnu energiju u BiH u 2018. godini

Naponski nivo	Prosječna cijena u KM/kWh
110 kV	9,50
35 kV	10,41
10 kV	11,94
Ostala potrošnja (komercijalna na 0,4 kV)	17,69
Domaćinstva (na 0,4 kV)	14,20
Javna rasvjeta	16,81

Preporuka 16.: Dosljedno implementirati regulativu iz Trećeg energetskeg paketa u skladu sa *acquis EnZ* koja se odnosi na razdvajanje djelatnosti u EESe (prvu energetskeg tranziciju), pošto to dugoročno predstavlja preduslov za efikasnu integraciju vOIE (drugu energetskeg tranziciju). Posebno se preporučuje uspostavljanje tržišta električne energije (za početak za vremenski interval „dan-unaprijed“).

³⁷ https://www.energy-community.org/implementation/Bosnia_Herzegovina/EL.html

³⁸ Jedan od razloga za ovu pojavu je održavanje nerealan niskih cijena električne energije za potrošače unutar BiH, tako da se proizvodnim kompanijama više isplati izvoziti „višak“ električne energije nego je prodavati unutar BiH kupcima na „teritoriji“ drugih elektroprivreda.

Balansiranje i regulacija frekvencije u EESi BiH

93. **Tematika varijabilnosti, fleksibilnosti i balansiranja u EESi BiH, za scenarije razvoja proizvodnog portfolija sa velikim učešćem vOIE (uglavnom velikih VE i FNE), je obrađivana u nekoliko studija.** Za aktuelne odluke vezane za balansiranje u BiH referentna je studija Elektro Instituta Hrvoje Požar (iz 2011.).³⁹

94. Pri analizama u pomenutim studijama isključivo je posmatran izolovan režim rada EESi BiH, odnosno analizirani su zahtjevi za osiguranjem interne fleksibilnosti kroz funkciju sekundarne regulacije frekvencije. U tabeli 2 su date preporuke iz pomenute studije, vezano za zahtjeve za dodatnim kapacitetima balansne rezerve za sekundarnu regulaciju frekvencije (sa ciljem osiguranja adekvatnosti snabdijevanja za 99,9% vremena u toku godine).

Tabela 2: Zahtjevi za dodatni kapacitet balansne rezerve u funkciji snage VE

Dodatni kapacitet iz VE (MW)	Dodatni zahtjevi za balansom rezervom (MW)
150	32
300	120
600	207
900	287

95. **Podaci navedeni u tabeli 2 predstavljaju konzervativne procjene (najteži slučaj za EESi) koje vrijede za izolovani rad EESi BiH.** U analizi su korišteni podaci o satnoj varijabilnosti iz VE u Hrvatskoj, na električki bliskim lokacijama sa BiH (koji su u vrijeme izrade studije bili dostupni).

96. Na osnovu dodatnih analiza, uz korištenje iste metodologije, državna regulatorna komisija za električnu energiju (DERK) je na osnovu prijedloga NOS BiH propisala odobrenje za dozvoljene snage priključenja vOIE⁴⁰: **460 MW iz VE i 400 MW iz FNE, koje se primjenjuju od 2019. godine.**

97. **U SECI studiji (referenca 22) se navodi da većina (10 od 12) operatora prenosnog sistema u JIE smatra da zahtjevi za regulacionom rezervom predstavljaju najvažniji ograničavajući faktor za integraciju većih snaga iz vOIE.**

98. Tematika balansiranja i regulacije frekvencije u EESi BiH je propisana u odgovarajućim dokumentima nadležnih institucija BiH: DERK-a BiH i NOS-a BiH:

- Mrežni kodeks (2019.)⁴¹

³⁹ ECA, KPMG i EIHP, "Analiza integracije vjetroelektrana u elektroenergetski sistem i tržišna pravila", 2011.

⁴⁰ <https://www.derk.ba/DocumentsPDFs/Odluka-o-odobr-maks-snage-prihvata-14mar19-h.pdf>

⁴¹ <http://www.derk.ba/DocumentsPDFs/Mrezni-Kodeks-2019-b.pdf>

- Tržišna pravila (2019.)⁴²
 - Procedure za pomoćne usluge (2016.)⁴³
99. Procedure osiguranja systemske usluge balansiranja, koje su propisane u navedenim dokumentima, omogućavaju efikasno izvršavanje ovog pomoćnog servisa za postojeću strukturu (konvencionalnog) EESi BiH. Priključenje vOIE većih snaga (za početak VE Mesihovina 50,6 MW i VE Jelovača 36 MW) će pokazati kakva je unaprjeđenja u pomenutim procedurama potrebno izvršiti, u skladu sa smjernicama EU/ENTSO-E⁴⁴, a u cilju smanjenja troškova za balansiranje proizvodnje iz vOIE.
100. NOS BiH, kao **balansno područje**, je član SHB (Slovenija-Hrvatska-BiH) **balasnog bloka** što omogućava zajedničko dimenzionisanje potrebne balansne rezerve, a time i smanjenje troškova za realizaciju ove funkcije. Na osnovu ove mogućnosti unutar SHB bloka PAHE Čapljina često učestvuje u osiguranju tercijalne rezerve.
101. NOS BiH takođe ima potpisane bilateralne sporazume o razmjeni balansne energije sa OPS Srbije (EMS) i Crne Gore (CGES), što za sada omogućava da PAHE Čapljina sudjeluje u osiguranju tercijalne rezerve i za EESi ovih susjednih država.
102. **NOS BiH nabavlja energiju za balansiranje i pokrivanje gubitaka u PM na tržištu, putem javnih međunarodnih tendera.** Međutim, dalja unaprjeđenja su moguća na organizaciji balansiranja/balasnog tržišta u BiH, a u skladu sa Smjernicama (EU) 2017/2195 o balansiranju električne energije.
103. Polazeći od dokazanog činjenice da je ukupna varijabilnost na većem geografskom području manja, a time i usluga balansiranja jeftinija, EnZ je ugovorila studiju na osnovu koje bi u okviru inicijative ZB6 potakla proces povezivanja funkcija sekundarne regulacije između EESi članica EnZ. U okviru studije je izvršena simulacija koristi koje bi povezivanje ove funkcije systemskih usluga, zasnovano na konceptu koji se primjenjuje u EU, donijelo učesnicima u ovom procesu.
104. **I pored dokazanih koristi, izvedenih u pomenutoj studiji, preporuka autora je da svi OPS regionu ZB, kada se za to steknu uslovi, pokrenu proces priključivanja Evropskoj platformi za razmjenu balansne energije (prema tzv. mehanizmima IGCC, MARI i TERRE).**
105. **Preporuka 17.: Pristupiti realizaciji preporuka iz studije⁴⁵ EnZ o regionalnom povezivanju za razmjenu balanse energije.**

⁴² <http://www.derk.ba/DocumentsPDFs/Trzisna-pravila-21-05-2015.pdf>

⁴³ <https://www.nosbih.ba/files/dokumenti/Trziste/Dokumenti/Procedure%20za%20PU/HR/Procedure%20za%20Opomocne%20usluge%20za%202017%20HRV.pdf>

⁴⁴ https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/

⁴⁵ EKC, Institut Mihailo Pupin, "Technical Assistance to the Implementation of Cross-Border Electricity Balancing", 2019.

106. **Preporuka 16.: Sagledati karakteristike fleksibilnosti, zahtjeve za balansiranjem vOIE i mogućnosti „izvoza“ usluge fleksibilnosti iz EESi BiH na regionalni nivo JIE i prema EESi Centralne Evrope i Italije.**

Integracija vOIEu tržišnom okruženju u JIE

U okviru procesa Berlin Plus (koji je iniciran 2015. godine) zemlje ZB6 su se obavezale na uspostavljanje funkcionalnih tržišta električne energije i na njihovo regionalno povezivanje. Jedna od mogućnosti je da neka od zemalja odluči da umjesto da uspostavlja sopstvenu berzu pristupi nekoj od berzi u regionu. Do sada je uspostavljena funkcionalna berza u Srbiji (SEEPEX) a započete su aktivnosti na uspostavljanju berzi u Sjevernoj Makedoniji i Crnoj Gori. U regionu je uspostavljena berza u Hrvatskoj (CROPEX). I pored pokrenute inicijative i urađene studije opravdanosti u BiH još uvijek nije postignuta saglasnost za formiranje BiH berze. Pojedine elektroprivrede iz BiH su u međuvremenu postale članice pomenutih berzi u regionu (SEEPEX i CROPEX). **Dakle, na tržištu BiH je dominantan bilateralni način trgovanja, premda pojedini akteri povremeno trguju i na susjednim berzama.**

Tematika integracije vOIE u tržišnom okruženju za region JIE obrađena je u analizi „*The Southeast power system in 2030: Flexibility challenges and benefits from regional integration*“⁴⁶, koja je urađena kao regionalna aktivnost prilikom izrade WeBET projekta. Studiju su uradili: REKK - Foundation for Regional Policy Cooperation in Energy and Infrastructure, Budapest i Energy Economics Group (EEG), Institute of Energy Systems and Electric Drives TU Wien - Technische Universität Wien. U nastavku ovog poglavlja predstavljeni su osnovni zaključci iz pomenute studije.

Ciljevi pomenute studije su bili da se:

- ***Razmotri potencijalni razvoj vOIE u regionu do 2030. godine;***
- ***Procijene zahtjevi za osiguranjem fleksibilnosti za integraciju planiranog učešća vOIE (od 50% u ukupnoj potrošnji);***
- ***Analizira koliko povezivanje tržišta električne energije u JIE i sa EU može da doprinese ublažavanju izazova integracije;***
- ***Istraži da li će EESi u regionu, pri prognoziranom rastu učešća vOIE, imati dovoljne rezerve da osiguraju adekvatnost i sigurnost snabdijevanja u kritičnim okolnostima.***

Osnovni zaključci pomenutog istraživanja su:

- ***U regionu postoji ekonomski potencijal za razvoj vOIE (uglavnom VE) tako da do 2030. godine ovi izvori mogu da pokrivaju 35% ukupne potrošnje električne energije;***
- ***Povezivanje nacionalnih tržišta u regionalno i dalje sa EU intergriranim tržištem značajno smanjuje zahtjeve za fleksibilnošću.*** Naime, evidentirani obrasci promjene npr. brzine vjetera u pojedinim zemljama regiona ispoljavaju efekat „izgladivanja“ (kako

⁴⁶ <https://www.agora-energiawende.de/en/publications/the-southeast-european-power-system-in-2030/img/1234/>

na regionalnom tako i na novou kontinentalne Evrope), čime se smanjuje ukupna varijabilnost neto potrošnje.

- **Za efikasno povezivanje nacionalnih EESi i tržišta potrebno je dalje razvijati interkonektivne veze.**
- Uslijed rasta vOIE konvencionalne elektrane, posebno TE na ugalj, bi smanjile učešće u ukupnoj proizvodnji (na ca 25%) i od njih bi se očekivao značajno fleksibilniji rad. **U pomenutom scenariju razvoja TE bi imale uglavnom funkciju osiguranja fleksibilnosti za balansiranje vOIE.**
- **Sigurnost snabdijevanja u EESi u regionu ostaje na zadovoljavajućem nivou (iznad 35% margine rezervnog kapaciteta). Pomenuti nivo sigurnosti je moguće osigurati korištenjem postojećih konvencionalnih elektrana samo ukoliko je operativno vođenje i upravljanje pojedinih sistema zasnovano na regionalnoj saradnji.**
- **Region JIE može da bude značajan „izvoznik“ fleksibilnosti u region Centralne i Istočne Evrope (CEE), posebno u godinama sa dobrom hidrologijom.**

Dakle, u pomenutoj studiji je još jednom ukazano da postoji značajan potencijal u regionalnoj saradnji između EESi u JIE, posebno na poboljšanju fleksibilnosti. To je u skladu sa opštim zapaženjem (predstavljenim u prethodnom poglavlju) da je za EESi koji imaju učešće proizvodnje iz vOIE ispod 40% primjena sistemskog pristupa ekonomski najefikasnija mjera za integraciju vOIE.

Preporuka 18.: Uspostaviti tržište električne energije u BiH (za početak za interval „dan unaprijed“, a zatim i tržište „unutar dana“). Istovremeno pripremiti neophodne predulove za povezivanje sa regionalnim/EU tržištima.

Uticao vOIE na ekonomiju konvencionalnih elektrana

107. Opšte je poznato da pri stagnaciji ukupne potrošnje (što je trenutno slučaj sa EESi BiH) povećanje učešća vOIE, koji se dispečiraju po prioritetnom redoslijedu, smanjuje broj sati rada konvencionalnih TE, koje rade u baznom režimu (obično TE na ugalj). Pored toga od TE se zahtijeva da radi mnogo fleksibilnije (sa više startova i zaustavljanja i sa značajnim promjenama snage između minimalne i maksimalne vrijednosti). Naime, kada se uvažavaju troškovi za emisije CO₂ TE na ugalj postaju najmanje efikasne elektrane i angažuju se samo kada je proizvodnja iz vOIE mala.

108. U pomenutoj studiji REKK/TU Wien analiziran je uticaj učešća vOIE od 35% na režim rada TE (na gas i ugalj). Konstovano je da se:

- **Broj zaustavljanja/pokretanja TE na ugalj se povećava sa 2.6 (u 2017.) na 9 u 2030.**
- **Faktor kapaciteta smanjuje se 77.6% na 63.3%.**

Navedeni podaci su u skladu sa iskustvima zemalja u kojima je došlo do povećanja učešća vOIE.

109. Smanjenje faktora kapaciteta (engl. Capacity Factor) umanjuje prihode TE a time pogoršava njihovu ekonomičnost. Naravno da prethodna zapažanja zavise od nivoa troškova za emisije CO₂.
110. *Iz prethodne analize se nameće zaključak da je prilikom planiranja izgradnje novih ili rekonstrukcije postojećih TE na uglj u BiH potrebno provesti analizu osjetljivosti za slučajevne rada sa smanjenim faktorom kapaciteta.*
111. **Preporuka 19.: Istražiti mogućnosti povećanja fleksibilnosti postojećih TE na uglj.**

PRAVNE I ADMINISTRATIVNE BARIJERE

Kao što je navedeno u poglavlju UVOD *cijena proizvodnje električne energije iz vOIE (izražena npr. preko LCOE-indikatora) u značajnoj mjeri zavisi od rizika izgradnje (uslijed prepreka u procesu građenja) i rizika uslova operativnog rada budućih proizvodnih objekata.* Dosadašnja iskustva prilikom izgradnje OIE u BiH ukazuju da *postojeće pravne/regulatorne i administrativne barijere značajno usložjavaju, komplikuju i produžavaju realizaciju investicionih projekata.* Identifikovane barijere se odnose na rizike prilikom pripreme i izgradnje objekata, kao i na rizike operativnog rada/vođenja. Kao ilustracija konstatacije o složenosti i dugotrajnosti procesa pribavljanja potrebne dokumentacije za izgradnju vOIE mogu poslužiti podaci o toku izgradnje VE Jelovača (snage 36 MW, privatnog investitora FL Wind). U prezentaciji razvoja ovog projekta⁴⁷ predstavnici investitora navode: a. Vrijeme od **preko 9. godina za izgradnju objekta** - od početnih mjerenja (2009. godine) do puštanja u probni rad (2018.), b. Potrebu za pribavljanjem preko **150 raznih zahtijevanih dozvola, odobrenja, saglasnosti i ostalih dokumenata**, c. Izmjene pravila u toku realizacije projekta (npr. izmjene Mrežnog kodeksa u 2016. godini), d. Nedorečenosti u regulativi vezanoj za operativni rad postrojenja (npr. za raspodjelu troškova balansiranja).

Navedene konstatacije općenito vrijede za postupak građenja u BiH što potvrđuje i Izvještaj Svjetske banke „Doing Business 2018“⁴⁸ u kome se navodi da ukupan trošak pribavljanja svih dozvola i drugih naknada u BiH iznosi 17,5% od ukupne vrijednosti investicije⁴⁹. ***Ovako visoki troškovi, pored veoma dugog vremena potrebnog za pribavljanje dozvola iz oblasti građenja (za što je u prosjeku potrebno 193 dana), čine BiH najlošije rangiranom zemljom u regiji po lakoći poslovanja.*** Analize za elektroenergetske objekte identifikovale su i brojne nadoknade koje su investitori dužni plaćati, kao što su: ***koncesiona naknada (ako je za tu vrstu postrojenja potrebno pribaviti koncesiju), vodne naknade,***

⁴⁷ https://nerda.ba/pdf/REF18_2_SESIJA_Integracija_VE_u_EES_BiH_Ivan_Galic_i_Ivan_Simic.pdf

⁴⁸ [http://www.doingbusiness.org/~media/WBG/DoingBusiness/Documents/Annual-Reports/English/DB2018-Full-Report.pdf](http://www.doingbusiness.org/~/media/WBG/DoingBusiness/Documents/Annual-Reports/English/DB2018-Full-Report.pdf)

⁴⁹ Ilustracija Svjetske banke se odnosi na jednostavniji građevinski objekat, što bi moglo biti slično proceduri za manju FNE.

naknade za zaštitu okoliša, rente za zemljište i brojne druge naknade, što sveukupno gledano po broju i visini objektivno predstavlja značajnu prepreku za investiranje. ***Iz prethodne ilustracije se da zaključiti da su pravne/regulatorne i administrativne barijere u BiH prilikom izgradnje OIE evidentne i da značajno povećavaju rizike realizacije investicije i ukupne troškove projekata.***

U cilju prevazilaženja uočenih problema, u okviru tehničke podrške BiH (Ministarstvu vanjske trgovine i ekonomskih odnosa), međunarodne agencije (USAID i GIZ) su u toku realizacije projekata iz oblasti energije (EIA i Pro RE) u periodu 2016-2019. godina pripremili ***analizu pravnog okvira i preporuke za otklanjanje prepreka za investiranje u OIE za sve nadležne nivoe vlasti.***⁵⁰ Analiza prepreka je urađena u saradnji sa radnim grupama nadležnih vlada i na osnovu konsultacija sa investitorima. Nakon toga je, u cilju podrške budućim investitorima, publikovan i odgovarajući vodič za investitore.⁵¹ Kako je navedeno u poglavlju PREDGOVOR pomenute analize obrađuju, na veoma detaljan način, pravne i administrativne barijere pri izgradnji vOIE. ***Pošto pomenute dokumente treba posmatrati kao komplementarne ovoj analizi u ovom poglavlju su zaključci i prijedlozi iz pomenutih analiza samo ukratko predstavljani.***

112. U pomenutim studijama koristi se termin ***“proces odobravanja”*** za definisanje koraka koji imaju direktan uticaj na odvijanje projekta – od identifikacije potrebe za proširenje energetske infrastrukture do faze korištenja (operativnog rada) izgrađenog postrojenja. Analize u studijama se temelje na studiji Evropske komisije (Berger studija) *„Postupci ishođenja dozvola za energetske infrastrukturne projekte u EU: Ocjena i pravne preporuke“* iz 2011. godine.⁵² USAID je na osnovu Berger studije u 2016. godini izradio odgovarajuću analizu za BiH.⁵³

113. U navedenim studijama prikazan je opće primjenjiv okvir za “proces odobravanja”, u kojem postupak ishođenja dozvola zauzima centralno mjesto. U studiji se definišu četiri koraka u procesu odobravanja, koji su tipični za sve države članice EU, a to su:

- Definisanje projekata od javnog interesa;
- Prostorno planiranje;
- Postupak izdavanja dozvola;
- Obezbeđivanje zemljišta i prava na korištenje zemljišta.

⁵⁰ Set analiza: „Analiza pravnog okvira i preporuke za otklanjanje prepreka za investiranje u sektor energije u BiH, FBiH, RS i Brčko Distriktu BiH“, 2018.

⁵¹ „Vodič za investitore u elektroenergetskom sektoru u BiH“, USAID 2018.

⁵² http://www.ab.gov.tr/files/ardb/evt/Permitting_procedures_for_energy_infrastructure_projects_in_the_EU_evaluation_and_legal_recommendations_2011.pdf.

⁵³ <https://www.usaideia.ba/wp-content/uploads/2016/05/Nacrt-Izvjes%CC%8Ctaja-o-rez%CC%8Cimu-isho%C4%91enja-dozvola-i-preprekama-za-ulaganje-u-energetske-infrastrukturne-projekte-u-BiH-2.pdf>

114. U nastavku su navedene oblasti za koje su u pomenutim analizama identifikovane regulatorne i administrativne barijere:

- *Javni interes;*
- *Prostorno planiranje;*
- *Koncesije;*
- *Zaštita okoliša;*
- *Građenje;*
- *Obezbeđivanje zemljišta ili prava na korištenje zemljišta;*
- *Upravljanje vodama;*
- *Energetska dozvola;*
- *Akt o usklađenosti projektne dokumentacije sa Zakonom o električnoj energiji i drugim propisima;*
- *Dozvola za obavljanje djelatnosti proizvodnje.*

115. Od predloženih preporuka u pomenutim analizama na izgradnju vOIE (posebno mFNE) poseban uticaj imaju sljedeće:

- *„Formirati centralnu bazu podataka dozvola i dokumenata vezanih za određeni projekat. Pristup toj bazi podataka imali bi svi nadležni organi i javna preduzeća u postupku izdavanja dozvola. Na taj način investitori se oslobađaju obaveze višestrukog umnožavanja, ovjeravanja i dostavljanja dokumentacije svim pojedinačnim učesnicima u postupku izdavanja dozvola, jer se ista dokumentacija dostavlja i za više različitih dozvola. Ovakva baza podataka u prvoj fazi može biti dostupna samo za internu upotrebu organima javne vlasti i javnim preduzećima, dok je u drugoj fazi potrebno razmotriti i opciju prelaska na izdavanje e-dozvola, po uzoru na zemlje iz regije. Uvođenjem e-dozvola stvara se “one-stop-shop” sistem kojim se vrijeme, novac i koraci potrebni za pribavljanje dozvola značajno smanjuju“.*
- *„Razmotriti mogućnost uvođenja jednog nadležnog tijela (na pojedinim državnim nivoima) koje bi imalo ulogu da investitoru na jednom mjestu pripremi listu potrebnih dozvola i pruži informacije o nadležnim institucijama i postupku njihovog izdavanja (eng. “scoping”). Pored toga, ovom tijelu bi se mogla dodijeliti nadležnost da koordinira i/ili pribavlja potrebne dozvole i nadzire ukupan postupak izdavanja dozvola (“one-stop-shop”).“*
- *„Definisati donji prag za obavezu pribavljanja energetske dozvole po uzoru na druge zemlje u regiji. S obzirom na to da dostupni podaci ukazuju kako više od 90% investitora gradi mala, mini i mikropostrojenja, ova mjera bi značila veliko rasterećenje u postupku ishođenja dozvola. Čak i kada bi donji prag bio utvrđen na 250 kW, obaveze ishođenja energetske dozvole bilo bi oslobođeno preko 80% investitora“.*

116. **Preporuka 20.: U cilju implementacije preporuka iz analiza pravnih i administrativnih barijera iz EIA i ProRE projekata sačiniti akcijske planove za njihovu realizaciju.**

SOCIJALNI ASPEKTI ENERGETSKE TRANZICIJE

Socijalni faktori su važan aspekt energetske tranzicije, naročito u zemljama relativno niske ekonomske razvijenosti, kao što je BiH (pa i zemlje regiona ZB)⁵⁴. Prilikom analize socijalnog aspekta energetske tranzicije u BiH treba uvažavati karakteristične probleme za zemlje u tranziciji, kao i specifične probleme BiH, koje općenito imaju značajne refleksije na bosansko-hercegovačko društvo:

- Nefunkcionalna organizacija države;
- Podijeljeno post-konfliktno društvo;
- Neefikasna i glomazna javna uprava;
- Nefunkcionalna pravna država;
- Nekonkurentna ekonomija;
- Izuzetno visok nivo nezaposlenosti i radno neaktivnog stanovništva;
- Neprilagođen obrazovni sistem potrebama tržišta;
- Relativno skupa i neefikasna zdravstvena i socijalna zaštita;
- Značajno i rastuće socijalno raslojavanje;
- Izuzetno negativni demografski trendovi.

U ovakvom društvu je provođenje složenog, radikalnog procesa energetske tranzicije značajno otežano. Stoga je logično da je percepcija javnosti oko razvoja OIE općenito, a i vOIE posebno, uglavnom bazirana na mnogobrojnim mitovima.

Tematika mitova (percepcija prisutnih u javnosti, koji nisu zasnovani na faktičkim činjenicama) vezano za izgradnju OIE i energetske tranziciju u JIE, posebno dekarbonizaciju elektroenergetskog sektora, obrađena je u analizi koja je urađena kao regionalna aktivnost u okviru WeBET projekta.⁵⁵

Mitovi i činjenice o vOIE u BiH

U pomenutom dokumentu identifikovano je 25 karakterističnih mitova povezanih za razvoj/izgradnju OIE u zemljama JIE. Mitovi su grupisani prema kontekstu u sljedeće skupine:

A. Fizička i ekonomska isplativost

⁵⁴ Prema projekcijama ekonomskog rasta MMF-a BDP u BiH bi 2024. godine bi trebao da dostigne 15% EU prosjeka. Fiskalnu i monetarnu stabilnost BiH održava izuzetno visok nivo doznaka dijaspore (u zadnjih 10 godina u prosjeku iznad 10% BDP-a).

⁵⁵ Klimapolitika, „Myths and facts about deploying renewables in the power systems of Southeast Europe“, dokument dostupan na: http://www.nerda.ba/pdf/SEERMAP_myth_mapping_5_9.pdf

- B. Okolinska održivost
- C. Uticaj na društvo
- D. Sigurnost snabdijevanja.

Argumenti koji opovrgavaju mitove su bazirani na studiji SEERMAP. Pošto je pomenuti dokument komplementaran sa ovom Analizom u nastavku su navedeni karakteristični mitovi koji su prisutni u javnosti u BiH (a koji su vezani za vOIE). Za BiH su posebno važni mitovi: A1, A2, A3, C1, C4 i D1.

Preporuka 21.: Inicirati širu raspravu o mitovima o VOIE. Prije uključivanja medija organizovati adekvatne, novinarima prilagođene, edukacije o tematici dekarbonizacije i razvoju OIE (koristeći kao polazni materijal publikovanu studiju Klimapolitika).

Socijalne barijere izgradnji OIE u BiH

Izgradnja OIEe predstavlja ključnu komponentu dekarbonizacije. Zbog velike zavisnosti od proizvodnje električne energije u termoenergetskom sektoru (po procentualnom iznosu energije i broju zaposlenih u rudnicima i TE) pri analizi barijera za izgradnju OIE treba uvažavati ove činjenice.

U BiH je do sada posebno izražen otpor nekontrolisanoj izgradnji mHE. Naime, realizacija ciljeva za povećanje proizvodnje iz OIE, koji su do 2020. godine specificirani u NREAP planovima, u BiH je prvenstveno shvaćena kao dobar povod da se pristupi intenzivnoj izgradnji HE i mHE. Domaćim i inostranim investitorima izdate su koncesije na gotovo sve vodotokove na području BiH (kao i ZB), bez obzira da li se ti vodotokovi nalaze u zaštićenim zonama, nacionalnim parkovima ili parkovima prirode. Za mHE podsticaji za proizvodnju unutar sistema garantovanog otkupa (engl. Feed-in-Tariff - FiT) i važeće koncesione politike omogućili su zagaranovani profit investitorima u dugom periodu, bez uobičajenih tržišnih rizika. Uz neadekvatne politike vlasti na zaštiti prirodnog bogatstva, resursa i biodiverziteta, omogućeno je da se prilikom izgradnje, posebno mHE, nimalo ne vodi računa o stvarnim i realnim interesima društva, lokalnih zajednica i građana. ***Ovakva situacija dovela je i do kontroverzi i otvorenih konflikata između građana, lokalnih zajednica, organizacija za zaštitu prirode s jedne strane i investitora i vlasti sa druge strane, pri čemu svi imaju argumente za i protiv izgradnje mHE.***

U dokumentu „Analiza ekonomske opravdanosti koncesionih naknada i podsticaja za male hidroelektrane na teritoriji Bosne i Hercegovine“,⁵⁶ na osnovu prikupljenih podataka i informacija, sačinjena je cjelovita slika stvarnih ekonomskih efekata provođenja postojećih koncesionih politika i sistema podsticaja izgradnje mHE u BiH, sa stanovišta društva kao cjeline. Korištenjem analize društvenih troškova i društvene koristi (engl. cost-benefit analiza),

⁵⁶ Damir Miljević, „Analiza ekonomske opravdanosti koncesionih naknada i podsticaja za male hidroelektrane na teritoriji Bosne i Hercegovine“, Centar za životnu sredinu, 2018.

identifikovani su stvarni dobitnici i gubitnici u ovom procesu. Na osnovu provedenog istraživanja u pomenutoj Analizi između ostalog je zaključeno da:

- **Uspostavljeni sistem koncesionih naknada i podsticaja za mHE u BiH nema ekonomsku opravdanost i sa stanovišta društva je štetan, jer na godišnjem nivou pravi direktan društveni i finansijski gubitak od preko 3,5 miliona KM;**
- **Uspostavljeni sistem (FiT) je vrlo probitačan za investitore zbog čega vlada prava „navala“ na koncesije za mHE i na sam sistem podsticaja, što za posljedicu ima ugrožavanje gotovo svih vodotokova u BiH bez obzira u kojoj se zoni nalaze.**

U Analizi su u skladu sa izvedenim zaključcima date sljedeće preporuke:

- U novim akcionim planovima za korištenje OIE, ne treba predvidjeti kvote za podršku proizvodnji električne energije iz mHE, nego svu buduću proizvodnju iz OIE u sistemu podsticaja bazirati na energiji Sunca i vjetra, za koje već sada postoji troškovno isplativ potencijal.
- Zabraniti izdavanje koncesija za izgradnju mHE na cijeloj teritoriji BiH uz poništavanje postojećih koncesionih ugovora investitorima koji još nisu započeli izgradnju odnosno dobili građevinsku dozvolu, a investitore obeštetiti za do sada učinjene troškove iz sredstava od prikupljene naknade za OIE.
- Za mHE koje još nemaju pravo na otkup po garantovanim cijenama onemogućiti dobijanje FiT statusa i ponuditi im garantovani otkup po tržišnim cijenama po modelu koji danas koristi FBiH za kvalifikovane kupce.

U zemljama regiona ZB, uslijed održavanja niskih cijena električne energije (posebno za domaćinstva), provođenje energetske tranzicije, koje u početku neminovno prati povećanje cijena električne energije (npr. uslijed povećanja nadoknada za OIE), se susreće sa dodatnim socijalnim barijerama. Pored toga u javnosti se izgradnja OIE (posebno mHE i mFNE) općenito percipira kao visoko koruptivna aktivnost (posebno u postupku izdavanja koncesija za mHE i odobravanja statusa preferencijalnog proizvođača za mFNE). Faktori koji utiču na ovakvu percepciju javnosti su: općenito nizak rejting BiH prema kriteriju dobre uprave⁵⁷ i prema indikatoru percepcije korupcije.⁵⁸

Socijalne barijere proizilaze i nejasnog opredjeljenja države na dileme: 1. Koliko lokalnih radnih mjesta će kreirati OIE (direktno u djelatnosti i posredno)?, 2. Ko će općenito platiti tranziciju, odnosno kako će se prikupljati sredstva za podsticaje za izgradnju OIE?⁵⁹, 3.

⁵⁷ Svjetska banka prilikom izračunavanja svjetskog indikator uprave koristi indikatore za: „djelotvornost vlade“, „regulatornu kvalitetu“, „kontrolu korupcije“, „glas i odgovornost“, i „političku stabilnost i nepostojanje nasilja/terorizma.“

⁵⁸ Anketa o percepcijama građana iz 2018. godine, provedena u BiH, utvrdila je da više od 60% ispitanika smatra da su rad i usluge javne uprave loše kvalitete, te više od 80% ispitanika navodi primjere korupcije među nisko i srednje pozicioniranim javnim zvaničnicima sa kojima su ostvarili kontakt.

⁵⁹ Trenutno je u BiH i članicama EnZ aktuelna diskusija oko „oporezivanja“ emisija CO₂.

Šta će biti sa ekonomskom aktivnošću i zaposlenošću u danas dominantno rudarskim krajevima?, 4. Gdje će se graditi OIE i sa kojim tehnologijama koji će biti na sistemu podsticaja?

Dodatne socijalne barijere kao npr. uticaj energetske siromaštva, izazovi pravične tranzicije, nepostojanje sistema zaštite osjetljivih potrošača (prema kriterijumu dostupnosti energije) su uglavnom obrađene u prvom dijelu ove Analize.

Konačno, kada se obrađuje socijalni aspekt energetske tranzicije treba uvažavati i sve veće nezadovoljstvo građana sa nedospustivim zagađenjem, koje izazivaju postrojenja u termoenergetskom sektoru (posebno zagađenja zraka uslijed izostanka primjene mjera prema NERP-u a u skladu sa noramtivima iz LCPD/IED kao i zagađenja tla u blizini odlagališta šljake iz TE na ugallj). Ovi aspekti mogu doprinijeti bržem opredjeljenju donosilaca političkih odluka za otpočinjanje procesa dekarbonizacije.

Preporuka 22.: Prilikom planiranja razvoja vOIE (npr. u izradi NECP-a) obavezno uvažavati socijalne aspekte energetske tranzicije.

FINANSIJSKI I EKONOMSKI ASPEKTI RAZVOJA vOIE

I pored značajnog pada cijena tehnologija vOIE, i njihove očekivane konkurentnosti (engl. grid parity) u kratkoročnom periodu i u BiH, ovi izvori električne energije još uvijek zahtijevaju određeni nivo podsticaja: finansijskih i nefinansijskih. Opravdanje za ovakve državne politike je potreba da se OIE stave u ravnopravnu tržišnu poziciju sa izvorima na fosilna goriva, odnosno da se kompenzira nepotpuno plaćanje eksternih troškova koje uzokuje TE (posebno njihovih uticaj emisija GHG na klimatske promjene). Dugoročna namjera podsticanja OIE je svakako ubrzanje procesa dekarbonizacije, posebno u narednih 10 godina, kako bi se ostvarili ciljevi postavljeni u Pariškom sporazumu o klimi. U ovom poglavlju su opisani finansijski i ekonomski aspekti razvoja vOIE. Na kraju poglavlja su date odgovarajuće sugestije i preporuke.

Podsticanje proizvodnje iz OIE u BiH je regulisano odgovarajućim zakonima i propisima na nivou entiteta (FBiH, RS, BD BiH). U Federaciji BiH (FBiH) i Republici Srpskoj (RS) proizvođači električne energije iz OIE ispunjavanjem određenih uslova mogu ostvariti niz različitih pogodnosti, uključujući i mogućnost sticanja statusa privilegovanog proizvođača električne energije, koji ima pravo da se tokom određenog perioda od njega otkupljuju ukupne količine električne energije po garantovanim (višim) otkupnim cijenama (tzv. feed-in tarifa - FIT). U Brčko Distriktu BiH je u toku usvajanje odgovarajućih „energetskih“ zakona, pa tako i za regulisanje oblasti OIE. Analiza sistema podsticaja u BiH je predstavljena u nastavku na primjeru FBiH.

Sistemi podsticaja OIE u FBiH

117. U FBiH „Zakonom o korištenju obnovljivih izvora energije i efikasne kogeneracije FBiH“ (Zakon o OIE FBiH iz 2014.) uspostavljen je sistem podsticaja za proizvodnju i kupovinu električne energije iz OIE (sistem podsticaja) i propisane su procedure (podzakonski akti) kojima treba dodatno regulisati ovu oblast⁶⁰.
118. ***U Zakonu o OIE FBiH razlikuju se kvalifikovani proizvođači koji mogu ostvariti pravo na otkup električne energije po referentnoj cijeni, i privilegovani proizvođači (kvalifikovani proizvođači koji ispune dodatne uslove) koji ostvaruju pravo na otkup po garantovanoj cijeni. Pravilnikom o metodologiji za utvrđivanje referentne cijene električne energije, koji usvaja FERK, referentna cijena predstavlja proizvod ponderisane (prosječne) cijene trgovine električnom energijom u periodu od 12 mjeseci i koeficijenta podsticaja električne energije iz obnovljivih izvora, koji iznosi 1,2. Referentna cijena je jednaka za sve tehnologije OIE. Prema Zakonu o OIE u FBiH svi krajnji kupci električne energije su obavezni finansirati sistem podsticaja OIE.***
119. Garantovana cijena utvrđuje se kao proizvod referentne cijene i tarifnog koeficijenta (čija vrijednost se usvaja jednom u 18 mjeseci) koji je različit za pojedine tehnologije OIE (hidroelektrana, vjetroelektrana, solarna elektrana, elektrana na biomasu, elektrana na biogas, postrojenje efikasne kogeneracije) i ovisan o instalisanoj snazi postrojenja za: a. mikropostrojenja (2kW do i uključivo 23 kW), b. mini postrojenja (od 23 kW do i uključivo 150 kW), c. mala postrojenja (od 150 kW do i uključivo 1 MW), d. srednja postrojenja (od 1 MW do i uključivo 10 MW) i e. velika postrojenja (preko 10 MW). Proračun garantovanih otkupnih cijena za sve vrste postrojenja dostupan je na web stranici FERK-a.⁶¹
120. Analizom trenda vrijednosti prosječne ponderisane cijene u zadnjih 5. godina uočava se značajan porast od 16% u 2019. godini (sa 90,68 pf/kWh u 10. mjesecu 2018. na 105,49 pf/kWh u 5. mjesecu 2019.). ***To znači da bi referentna cijena u 2019. godini mogla biti na nivou ca €65/MWh.***⁶² Premda je nezahvalno procijenjivati trendove kretanja cijena električne energije sa velikom izvjesnošću je moguće prognozirati da će u narednih nekoliko godina maloprodajne cijene rasti (npr. zbog troškova primjene mjera iz NERP-a, a posebno u slučaju uvođenja „taksi“ na emisije CO₂).
121. ***U sistemu podsticaja u FBiH postoje ograničenja u pogledu ukupne instalisane snage postrojenja čija se proizvodnja podstiče, kako za otkup od privilegovanog proizvođača po garantovanoj cijeni tako i za otkup od kvalifikovanih proizvođača po***

⁶⁰ Zakon o korištenju obnovljivih izvora energije i efikasne kogeneracije (“Službene novine FBiH”, br. 70/13 i 05/14).

⁶¹ http://www.ferk.ba/ba/images/stories/2018/odluka_referentna_cijena_bs.pdf

⁶² Sa ovim nivoom poticajnih cijena mnogi projekti velikih VE I FNE bi bili ekonomski opravdani.

referentnoj cijeni. Zakonom o OIE jasno je propisano kako je pravo otkupa uslovljeno dostupnošću „dinamičkih“ kvota u Akcionom planu FBiH (NREAP, 2014.). Drugim riječima, pravo na otkup po ugovorenoj otkupnoj cijeni mogu ostvariti samo oni proizvođači čija proizvodnja je unutar propisane (slobodne) kvote. Za različite tehnologije i snage OIE i za svaku godinu, u planskom periodu do 2020. godine, navedene su instalisane snage i količine koje će se podsticati.

122. Zakon o OIE (kojim je propisan postupak dobivanja statusa potencijalno privilegovanog i privilegovanog proizvođača), navodi se da Operator za obnovljive izvore energije i efikasnu kogeneraciju u FBiH (Operator za OIEiEK), zahtjeve za uvrštavanje u sistem podsticaja rješava po redoslijedu dospjeća i datumu kompletiranja zahtjeva, te da u sklopu rješavanja po zahtjevu utvrđuje da li instalirana snaga postrojenja ulazi u dinamičku kvotu.

123. Sistem “neto mjerenja” (eng. “net metering”) omogućava proizvođačima/potrošačima (engl. „prosumers“) da višak proizvedene električne energije isporuče u mrežu. Prosumers je termin za potrošače koji dio energije koju potroše sami proizvode. Električna energija isporučena u mrežu i električna energija preuzeta iz mreže obračunavaju se (tj. “prebijaju”, odnosno “netuju”) putem „dvosmjernog“ brojila, a ovisno o tome da li je više energije preuzeto ili isporučeno u mrežu proizvođač/potrošač će platiti električnu energiju ili ostvariti ugovorenu korist. Na ovaj način proizvođači/potrošači imaju korist u vidu umanjenja računa za električnu energiju.

124. **U FBiH u Zakonu o OIE nije predviđen sistem neto mjerenja.** Prema odredbama Zakona o električnoj energiji u FBiH proizvodnja električne energije za vlastite potrebe ne smatra se elektroprivrednom djelatnošću. Stoga, proizvođač za vlastite potrebe ne može prodavati, odnosno naplaćivati električnu energiju, što je jedan od preduslova za funkcionisanje sistema neto mjerenja.

125. Također, određeni problemi postoje i u propisima koji definišu sistem plaćanja poreza na dodanu vrijednost. Proizvođači električne energije (kao fizička lica) prilikom isporuke električne energije u mrežu ne mogu obračunati i porez na dodanu vrijednost, a isti su u obavezi platiti prilikom preuzimanja električne energije iz mreže, što ih stavlja u neravnopravan položaj. Također, ne postoji opći konsenzus u pogledu toga da li oporezivi iznos obuhvata i cijenu isporučene i cijenu preuzete energije ili da li je porez na dodanu vrijednost potrebno platiti samo na razliku između ove dvije vrijednosti, tj. prema stanju na brojilu.

126. **Preporuka 23.: Za podsticanje proizvodnje iz OIE u periodu iza 2021. usvojiti zakonsku regulativu koja je usklađena sa normama iz najnovijih EU direktiva. Pri tome primijeniti najbolje prakse podsticaja vOIE u EU: obavezni otkup energije uz**

dodjelu premije u odnosu na tržišnu cijenu (enql. Feed in Premium – FiP tarifa) kao i stimulativne mehanizme za razvoj prosumers-a (posebno malih FNE).

127. Preporuka 24.: Za određene tehnologije i veće snage uvesti mehanizam aukcija/natječaja za dodjeljivanje statusa privilegovanog proizvođača.

128. U trenutku pisanja ove analize neki od propisanih akata još uvijek nisu doneseni, što predstavlja barijeru za dalji efikasan razvoj vOIE. Posebno važan akt predstavlja *Pravilnik o metodologiji raspodjele troškova balansiranja za privilegovane i kvalifikovane proizvođače*, kojim se treba utvrditi metodologija za obračun i raspodjelu troškova balansiranja⁶³. Dakle, Operator za OIEiEK kao nadležno tijelo, još uvijek nije donio odgovarajući pravilnik kojim treba, između ostalog, da se specificira način obračuna i dio troškova balansiranja proizvodnje iz OIE koji se finansira iz naknade za podsticanje. Ova okolnost doprinosi nesigurnosti investitora u pogledu očekivanih troškova balansiranja, naročito kada je u pitanju izgradnja postrojenja velike instalisane snage ili izgradnja pojedinih vrsta proizvodnih postrojenja čije odstupanje od planirane proizvodnje može da bude veoma značajno. Primjer iz probnog rada VE Jelovača ukazuje na probleme koje neuređeni mehanizam raspodjele troškova balansiranja u FBiH može u budućnosti da uzrokuje, posebno pri izgradnji vOIE (velikih VE i FNE).

129. Preporuka 25.: Normativno regulisati način obračuna i raspodjele troškova balansiranja proizvodnje iz vOIE.

Mehanizmi smanjenja rizika pri izgradnji vOIE

130. U studijama procjene rizika prilikom izgradnje vOIE najuticajnije kategorije koje utiču na povećanje troškova su:

- Politički rizik;
- Tržišni rizik;
- Rizik otkupa proizvedene energije;
- Socijalni rizik;
- Finansijski rizik.

131. Smanjenje nivoa rizika, a time i troškova proizvodnje iz vOIE, moguće je povećanjem pouzdanosti političkog opredjeljenja za energetske tranziciju, transparentnijim planiranjem razvoja EESe, primjenom mjera za smanjenje rizika prilikom planiranja, odobravanja, izgradnje i operativnog rada vOIE. Neke od mogućih mjera su

⁶³ Zakonom je predviđeno da proizvođači iz OIE (kvalifikovani i privilegovani) plaćaju troškove balansiranja ukoliko im je snaga veća od 150 kW.

identifikovane i predložene za realizaciju u prethodnim poglavljima u ovom dokumentu.

132. U EU se za sljedeći fiskalni period planira uvođenje posebnih mehanizama za smanjenje troškova proizvodnje iz OIE (bazirano na tzv. RES Costs Reduction Strategy).
133. U toku izrade WeBET projekta urađena je studija o mogućnostima smanjenja rizika investiranja u vOIE, na primjeru vjetroeketrana na kopnu za izabrane zemlje: Grčku i Srbiju.⁶⁴ Za vrijeme pisanja ove analize rezultati studije još uvijek nisu bili javno dostupni, premda su naznake o zaključcima studije za Srbiju publikovani.⁶⁵ Nakon što tekst navedene studije bude javno dostupan poželjno je da se uradi komparativna analiza mogućnosti smanjenja rizika (prijedlog mjera za ublažavanje rizika i osiguranje od rizika – eng. de-risking) za projekte vOIE u BiH.
134. **Preporuka 26.: Uraditi studiju analize rizika i identifikacije mjera za smanjenje rizika za vOIE (VE i FNE) u BiH radi formiranja analitičke osnove za dizajniranje mehanizma za redukciju rizika OIE.**

⁶⁴ New Climate Institute, "De-risking onshore wind investments South Eastern Europe", WeBET, EUKI projects, 2019.

⁶⁵ <https://balkangreenenergynews.com/barrier-analysis-and-derisking-res-in-serbia-study-results/>

ZAKLJUČCI I PREPORUKE

Preduslov za uspješnu realizaciju energetske tranzicije u BiH je postojanje konsenzusa svih relevantnih društvenih aktera o viziji razvoja energetskog sektora, koja je bazirana na energetskim i klimatskim politikama EU. Premda „u principu“ politički donosioci odluka (vlade u BiH) podržavaju proces energetske tranzicije ne postoji konzistentan koncept načina njene realizacije (tj. vremenskog okvira, kratkoročnih i srednjoročnih prioriteta investiranja). Stoga su političke izjave (o odlučnosti za započinjanje tranzicije)⁶⁶ često u suprotnosti sa aktuelnim odlukama oko investiranja, posebno u elektroenergetskom sektoru. Zbog toga su bosanskohercegovački akteri u energetskom sektoru (uglavnom vlade i javna preduzeća), na koje se odnose *acquis EnZ*, često u proceduralnom sporu sa Sekretarijatom EnZ oko usklađenosti određenih zakonskih rješenja i/ili praksi sa usvojenim EU normama.⁶⁷

U ovoj analizi je, u prvom dijelu – Politički aspekti tranzicije, izložena problematika izazova za postizanje potrebnog političkog ali i društvenog konsenzusa za iniciranje, planiranje i provođenje energetske tranzicije. Na osnovu analize predloženo je deset preporuka, čija realizacija predstavlja samo ***potreban preduslov*** za ovaj važan tranzicioni proces. Posebno je istaknuto da se aspekt političke ekonomije prvenstveno mora uvažavati prilikom donošenja strateških političkih odluka⁶⁸.

Opredjeljenost BiH da nastavi proces pristupanja EU će usloviti da će EC, preko EnZ, imati snažan upliv prilikom definisanja političkih opredjeljenja BiH vezano za energetske i klimatske politike. ***Zbog toga je neophodno uspostaviti iskren dijalog o dinamici realizacije tranzicije, koja će uvažavati sve specifičnosti bh ekonomije i društva. Kao osnova za takav dijalog može da posluži „otvoreno pismo“ Sekretarijata EnZ, u kome se navodi deset tačaka vrlo ambicioznog plana, koji mogu da posluže kao polazna osnova za strukturiranje razgovora/pregovora oko strateškog planiranja energetske tranzicije***⁶⁹:

- ***Usvajanje ciljeva dekarbonizacije do 2030. kao i transpozicija EU paketa „Čista energija“ u *acquis EnZ* (što će omogućiti izradu NECP).***
- ***Primjena holističkog pristupa reformi i integraciji tržišta električne energije.***
- ***Napuštanje prakse subvencija i nedozvoljenje državne pomoći u sektoru uglja.***
- ***Ojačavanje mandata EnZ vezano za primjenu pravila EnZ za državnu pomoć.***

⁶⁶ BiH je podržala stavove izražene u „*The Wachao Manifesto*“ iz 2018. koji je dostupan na stranici: <https://www.energy-community.org/events/2018/06/MC.html>

⁶⁷ U trenutku pisanja ovog dokumenta u toku je proces koji je Sekretarijat EnZ pokrenuo vezano sa usaglašenost odluke o davanju garancije za kredit za izgradnju bloka 7 u TE Tuzla. Više detalja je dostupno na: <https://www.energy-community.org/legal/cases/2018/case1018BH.html>

⁶⁸ <https://balkangreenenergynews.com/rs/politicka-ekonomija-energetske-tranzicije-u-clanicama-energetske-zajednice/>

⁶⁹ https://energy-community.org/news/Energy-Community-News/2019/06/24.html?utm_source=POLITICO.EU&utm_campaign=5834e366db-EMAIL_CAMPAIGN_2019_06_24_12_59&utm_medium=email&utm_term=0_10959edeb5-5834e366db-190006981

- **Postepeno uvođenje cijene za korištenja prava za emisije CO2.**
- **Uspostavljanje platformi u članicama EnZ, koje će uključivati sve zainteresovane aktere, za izradu mapa puta napuštanja korištenja uglja za proizvodnju električne energije.**
- **Hitno uvođenje mehanizma aukcija/tendera u sistem podrške za OIE.**
- **Uključivanje članica EnZ u EU platformu za trgovinu kvotama obnovljive energije.**
- **Uspostavljanje mehanizma ili fonda za podršku istraživanju, inovacijama i formiranju (eng. start-up) kompanija u područjima energetskih i klimatskih tehnologija, uključujući i digitalne tehnologije.**
- **Balansiranje aspekata proizvodnje i zaštite okoline u investicionim projektima HE.**

U drugom dijelu analize – Tehnički, administrativni i ekonomski aspekti tranzicije, obrađeni su „tehnički“ aspekti tranzicije i predloženo je 16 preporuka. **Tek implementacija preporuka „tehničkih“ aspekata, zajedno sa političkim opredjeljenjem, predstavlja potreban i dovoljan uslov za provođenje energetske tranzicije u BiH.** Predložene preporuke je potrebno implementirati, i u slučaju da nedostaje politička volja, kako bi se kreirala osnova (eng. „transition ready“) za povećanje učešća vOIE u proizvodnom portfoliju (kada se za to stenknu uslovi). **Osnovni razloga za ovakav pristup je prilika da lokalni akteri profitiraju od dramatičnog pada cijena tehnologija VE i posebno FNE.**