

Uticaj solarnih elektrana na elektroenergetski sistem BiH



NOSBiH
Decembar 2014

Uticaj solarnih elektrana na elektroenergetski sistem BiH

Elaborat: 287546A Rev 1

Urađeno za
NOSBiH

Urađeno od strane
Parsons Brinckerhoff Ltd ogranak u Beogradu
Kneginje Ljubice 6/2/60
11000 Beograd

www.pbworld.com

Naziv elaborata : **Uticaj solarnih elektrana na elektroenergetski sistem BiH**
PIMS broj :
Status eleborata : **Finalni izvještaj**
Broj elaborata : **287548A**
Datum : **Novembar 2014**
Autori :
 T. Martinović, M. Mitrović
Provjera :
 G. Vukojević
Odobrio :
 G. Vukojević

Verzije dokumenta i status

Verzija elaborata	Datum izdavanja	Autori:	Provjera:	Odobrio:
0	Novembar 2014	N Krajišnik M Mitrović	T Martinović	G Vukojević
1	Decembar 2014	T Martinović M Mitrović	G Vukojević	G Vukojević

SADRŽAJ

		Page
1	UVOD	3
2	OBIM POSLA	5
3	PRIKUPLJANJE PODATAKA	6
3.1	Pregled glavnih institucija elektroenergetskog sektora u BiH	6
3.2	Iradijacija	10
3.3	Obrada GIS mape	12
3.4	Elektroenergetski sistem	13
3.5	Aplikacije za SE	14
4	PREGLED SOLARNIH TEHNOLOGIJA	15
4.1	Fotonaponske PV elektrane	16
4.2	Koncentrisane solarne elektrane (KSE)	17
4.3	Poređenje PV i KSE	20
5	TARIFNA PRAVILA	32
6	ODREĐIVANJE POTENCIJALA IZABRANIH LOKACIJA ZA SE	38
6.1	Instalisana snaga SE na izabranim lokacijama	43
6.2	Priključenje na prenosnu mrežu	46
7	ELEKTROENERGETSKE STUDIJE	49
7.1	Postojeći elektroenergetski sistem BiH i planovi razvoja	49
7.2	Analiza dnevnog dijagram potrošnje	56
7.3	Modeli elektroenergetskog sistema BiH	58
7.4	Modelovanje SE za proračun tokova snaga	60
7.5	Proračun kapaciteta priključenja	61
7.6	Tokovi snaga i analiza sigurnosti	70
7.7	Proračun kratkih spojeva	74
7.8	Dinamičke analize	84
8	TEHNIČKI ZAHTJEVI ZA PRIKLJUČENJE SE – MREŽNI KODEKS BIH I USAGLAŠAVANJE SA ENTSO-E PRAVILNICIMA	109
9	REGULACIONA REZERVA	128
10	ZAKLJUČAK	144
10.1	REZIME ELABORATA	145
11	LITERATURA	156
12	PRILOG	158
PRILOG A	Geografski položaj potencijalnih lokacija	
PRILOG B	Dijagrami tokovi snaga za režime ljetnog i zimskog dnevnog maksimuma – bazni modeli	

PRILOG C	Dijagrami tokovi snaga za režime ljetnog i zimskog dnevnog maksimuma – kombinovani i fotonaponski scenario
PRILOG D	Rezultati proračuna kratkih spojeva
PRILOG E	Projektni zadatak

1 UVOD

Prema podacima o sunčevom zračenju na Balkanu, Bosna i Hercegovina raspolaže značajnim resursima energije sunčevog zračenja i to iznad evropskog prosjeka uz izuzetno povoljan sezonski raspored, što daje mogućnost za njeno efikasno i dugoročno korištenje. Stoga je, a i zbog usklađivanja sa evropskim mjerama i planovima u vezi obnovljivih izvora energije Nezavisni Operator Sistema u BiH (NOS BiH) pokrenuo inicijativu za izradu Elaborata o uticaju solarnih elektrana na EES BiH (Elaborat).

Ovaj Elaborat se takođe radi zbog sve većeg interesovanja investitora za ovu vrstu elektrana i u skladu sa nalogom Državne regulatorne komisije za električnu energiju (DERK).

Elaborat će dati i preporuke za dopunu odredbi Mrežnog kodeksa, Tržišnih pravila i Pravilnika o priključku za solarne elektrane na prenosnu mrežu.

Obim posla obuhvata identifikaciju i procjenu predloženih lokacija za izgradnju solarnih elektrana kao i evaluaciju perspektivnih vidova solarne energije. Proučavanje i procjena potencijala solarnih elektrana koje treba da se izgrade, će biti izvršeno na robustan način za cijelu teritoriju BiH za fotonaponske (PV) solarne elektrane (SE) i koncentrisane solarne elektrane (KSE), drugačije poznate kao i solarne termoelektrane (STE).

Cilj ovog Elaborata je razmatranje i analiza uticaja solarnih elektrana (različitih tehnologija) na prenosni sistem BiH, kao i utvrđivanje maksimalnog kapaciteta solarne energije koja može biti priključena na EES BiH (u periodu koji obuhvata studija) bez uvođenja značajnijih pojačanja u prenosnoj mreži.

Elaborat će na sveobuhvatan način, za najprikladnije lokacije, uključiti i provjeru broja elektrana i njihovih konfiguracija kao i tačke priključenja na prenosni sistem BiH-a. Elaborat će takođe obuhvatiti sve planirane konvencionalne i obnovljive izvore energije (posebno energiju vjetra) koji se nalaze u Indikativnom planu razvoja proizvodnje i drugim planovima koje priprema ili odobrava NOS BiH.

Prvo su predstavljeni prikupljeni podaci potrebni za izradu Elaborata, dat je pregled solarnih tehnologija i njihovo poređenje, obrada GIS mape prenosne mreže BiH za relevantna područja, a na osnovu svega toga je izvršena identifikacija lokacija za izgradnju solarnih elektrana. Te identifikovane lokacije i njihov solarni potencijal u smislu proizvodnje električne energije će poslužiti kao ulazni podatak za definisanje scenarija i vršenje proračuna koji će kao krajnji rezultat dati mogućnosti integracije solarnih elektrana u elektroenergetski sistem BiH bez značajnog pojačanja prenosne mreže. U tom smislu je definisana metodologija proračuna kapacitete priključenja. Zatim se prešlo na proračune tokova snaga, analizu sigurnosti, proračune kratkih spojeva i analizu dinamičke stabilnost sistema sa i bez predloženih solarnih elektrana, da bi se odredio njihov uticaj.

Takođe je izvršen pregled Mrežnog kodeksa u smislu tehničkih zahtjeva za priključenje solarnih elektrana, tržišta i tarifnih pravila u smislu uvođenja solarnih tehnologija u EES BiH i dati su prijedlozi za eventualne izmjene tih dokumenata. Takođe je dat osvrt na mrežne pravilnike koje donosi ENTSO-E i njihov usklađivanje sa Mrežnim kodeksom BiH.

U devetom poglavlju je obrađen uticaj rada obnovljivih izvora električne energije (vjetroeletreane i solarne elektrane) na veličinu regulacione rezerve i uporedna analiza sa novim pravilima ENTSO-E u vezi sa regulacionom rezervom. Pri proračunu su korišteni i stvarni podaci grešaka prognoze proizvodnje za vjetroeletreane i solarne elektrane za jednogodišnji period za sličan elektroenergetski sistem u Evropi, da bi se odredio uticaj na regulacionu rezervu NOS BiH.

Pregled čitavog Elaborata je dat u posljednjem poglavlju u vidu sublimacije najvažnijih preporuka, zaključaka i prijedloga radi lakšeg praćenja glavnih rezultata studije.

Parsons Brinckerhoff se zahvaljuje stručnjacima iz NOS BiH na njihovoj podršci i pružanju informacija, koje su bile od izuzetnog značaja za uspješnu realizaciju projektnih zadataka, kao i samog učešća u izradi ovog Elaborata.

2**OBIM POSLA**

U ovom poglavlju su predstavljeni glavni zadaci Elaborata:

- Predstavljanje i opis razvijenih solarnih tehnologija i njihove primjene tako da na pogodan način pokažu ekonomičnost u meteorološkim uslovima koji vladaju u BiH.
- Identifikacija mogućnosti svake od tehnologija u vidu instalisane snage, uzimajući u obzir i trenutnu cijenu, kao i buduće trendove.
- Identifikovanje odgovarajućih lokacija za izgradnju solarnih elektrana
- Definisanje scenarija kratkoročnog, srednjoročnog i dugoročnog trajanja za buduće solarne elektrane za period do 2025. godine, u smislu odgovarajućih tehnologija, raspoloživog kapaciteta u odnosu na relevantne lokacije, i potrebnog uticaja;
- Izvršenje elektroenergetskih studija za identifikaciju tačaka priključenja kao i provjera saglasnosti sa mrežnim kodeksom, vršenjem proračuna tokova snaga, kratkih spojeva, dinamičkih analiza kao i procjenu regulacije napona i reaktivnih snaga
- Određivanje maksimalnog kapaciteta solarne energije koji se može povezati na sistem NOS BiH-a, u toku perioda koji obuhvata studija, bez uvođenja većih pojačanja u prenosnoj mreži.
- Poređenje saglasnosti Mrežnog kodeksa NOS BiH-a sa tarifnim pravilima Državne regulatorne agencije u vezi sa solarnom energijom.

Pored bliske saradnje sa stručnjacima NOS BiH-a u svim fazama Elaborata, počevši od prikupljanja podataka pa sve do pisanja završnog dokumenta, stručnjaci NOS BiH-a su učestvovali u radionici u trajanju od jedne nedjelje u kancelarijama Parsons Brinckerhoff'a kako bi se upoznali sa detaljima i načinom analize integracije solarnih elektrana u elektroenergetski sistem.

Detaljan projektni zadatak se nalazi u Prilogu E.

3**PRIKUPLJANJE PODATAKA**

Proces prikupljanja podataka je ključan proces u izradi projekta i kao takav predstavlja osnovu za uspješnu realizaciju Elaborata. U početnoj fazi izrade detaljnih modela, prikupljanje svih potrebnih ulaznih veličina je urađeno u saradnji sa tehničkim osobljem NOS BiH-a.

Lista prikupljenih podloga za izradu Elaborata se sastoji od :

1. Glavni elementi na osnovu kojih je izvršena selekcija lokacija za solarne elektrane uključuje:
 - Globalnu mapu iradijacije (mapa zračenja) BiH
 - GIS mapa BiH (Google Earth)
 - Već dostupne podatke o solarnom zračenju na mikro-lokacijama u BiH
 - Mapa prenosne mreže BiH
2. Mrežni kodeks i Tarifna pravila BiH.
3. Podaci o elektroenergetskim mrežama: modeli za proračune stacionarnih stanja, kao i dinamički modeli za prenosni sistem BiH i sljedeće okolne zemlje:
 - Albanija
 - Makedonija
 - Crna Gora
 - Srbija (i Kosovo)
 - Hrvatska.

Podaci o opterećenju sistema za tri radna režima:

- Zimski maksimum
- Ljetni maksimum
- Ljetni minimum

Ovi podaci su dostavljeni za ciljane godine 2015, 2020 i 2025.

4. Indikativni plan razvoja proizvodnje za period 2015-2024.
5. Svi dostupni izvještaji i dokumentacija koji su od interesa za izradu Elaborata.

U daljem tekstu su prikazani prikupljeni podaci u početnoj fazi izrade elaborata.

3.1**Pregled glavnih institucija elektroenergetskog sektora u BiH**

Upravljačka struktura energetskeg sektora u Bosni i Hercegovini je podijeljena na:

1. Državni nivo – Operator sistema (NOS BiH) i kompanija za prenos električne energije, Elektroprenos BiH;

2. Federaciju Bosne i Hercegovine (FBiH) – sa dvije vertikalno integrisane elektroprivrede koje su nadležne za proizvodnju, distribuciju i snabdijevanje (EP HZHB i EP BiH),
3. Republiku Srpsku (RS) – sa jednim vertikalno integrisanim holdingom (ERS), ali u svom sastavu ima 5 preduzeća za proizvodnju električne energije i 5 preduzeća za distribuciju i snabdijevanje.

U daljem tekstu su opisani i sumirani relevantni faktori regulatornog okvira i struktura tržišta za elektroenergetski sektor u BiH.

Energetska politika je u djelokrugu rada državnog, odnosno entitetskih ministarstva mjerodavnih za energetiku (Ministarstvo vanjske trgovine i ekonomskih odnosa BiH, Ministarstvo energije, rudarstva i industrije u FBiH te Ministarstvo industrije, energetike i rudarstva u RS).

Ministarstvo vanjske trgovine i ekonomskih odnosa BiH nadležno je za obavljanje poslova i zadataka iz nadležnosti BiH koji se odnose na definisanje politike, osnovnih principa, koordinisanje djelatnosti i usklađivanje planova entitetskih tijela vlasti i institucija na međunarodnom planu, između ostalog i u područjima energetike, zaštite okoline, te razvoja i korištenja prirodnih resursa (Zakon o ministarstvima i drugim organima uprave Bosne i Hercegovine). Nadalje, prema odredbama Zakona o prenosu, regulatoru i operatoru sistema električne energije u BiH isto je ministarstvo nadležno za kreiranje energetske politike.

Prema članu 9. Zakona o federalnim ministarstvima i drugim tijelima uprave federalno Ministarstvo energije, rudarstva i industrije FBiH, između ostalog, zaduženo je za kreiranje energetske politike. Ovo Ministarstvo provodi utvrđenu politiku i izvršava zakone koje utvrđuje organ zakonodavne vlasti, obavlja upravni nadzor nad provedbom zakona i drugih propisa, donosi propise za provedbu zakona i drugih propisa, predlaže i daje preporuke iz područja zakonodavstva, odgovara na pitanja zakonodavne vlasti te obavlja i druge upravne i stručne poslove određene zakonom i drugim propisima.

U skladu sa Zakonom o električnoj energiji u RS, elektroenergetsku politiku RS vodi Vlada RS. Prema Zakonu o ministarstvima RS Ministarstvo industrije, energetike i rudarstva je, u području energetike, nadležno za donošenje mjera ekonomske i razvojne politike u energetsom sektoru.

U nastavku se navodi kratak opis osnovnih karakteristika regulatornih komisija, operatora sistema, elektroprenosne i distribucijskih kompanija.

Državnu komisiju za električnu energiju (DERK) osnovala je Parlamentarna skupština Bosne i Hercegovine 2003. godine donošenjem Zakona o prenosu, regulatoru i operatoru sistema električne energije u BiH i imenovanjem članova Komisije. U nadležnosti DERK-a su:

- izdavanje, promjene, suspenzije, ukidanje, praćenje i provođenje poštivanja licenci iz svoje nadležnosti,
- regulacija, odobravanje i nadzor tarifa i tarifnih metodologija za usluge prenosa, pomoćnih usluga i rad NOS-a BiH,

- izdavanje pravila i propisa u okviru svoje nadležnosti, među koje spada i revizija i usvajanje tržišnih pravila i mrežnih kodeksa, te normi i uslova za priključak i pristup mrežama,
- uspostavljanje, praćenje i provođenje pravila vezanih za nediskriminirajući pristup trećih strana prenosnoj mreži,
- praćenje i sprovođenje uslova vezanih za međunarodnu trgovinu električnom energijom, posebno osiguravanje poštivanja međunarodnih tehničkih zahtjeva,
- uspostavljanje, praćenje i sprovođenje standarda kvaliteta usluga prenosa električne energije i pomoćnih usluga,
- koordiniranje i odobravanje investicijskih planova kompanije za prenos električne energije, uključujući planove vezane za prenosnu mrežu i kvalitet usluga prenosa električne energije,
- praćenje djelotvornosti mehanizma i metoda kojima se osigurava ravnoteža između potražnje i ponude električne energije u sistemu,
- zaštita potrošača kojom se osigurava pravedan i ravnopravan tretman, visokokvalitetne usluge, konkurencija i sprečavanje antikonkurencijskih aktivnosti, rješavanje sporova među korisnicima sistema, u skladu s regulatornim ovlaštenjima i odnosnim državnim zakonima,
- stvaranje i održavanje konkurentnih tržišta kada je to izvodljivo,
- prevencija protivkonkurentnog ponašanja,
- odobravanje mehanizma rješavanja preopterećenosti kapaciteta sistema za prenos električne energije,
- regulisanje standarda usluga, kodeksa ponašanja i računovodstvenih zahtjeva vlasnika licenci,

Regulatorna komisija za električnu energiju u FBiH (FERK)

Regulatorna komisija za električnu energiju u Federaciji Bosne i Hercegovine (FERK) osnovana je 2002. godine Zakonom o električnoj energiji u FBiH kao specijalizovana, samostalna, nezavisna i neprofitna organizacija u FBiH. Nadležnosti FERK-a su:

- nadzor i regulisanje odnosa između proizvodnje, distribucije i kupaca električne energije, uključujući i trgovce električnom energijom,
- propisivanje metodologije i kriterija za utvrđivanje cijena snabdjevanja tarifnih kupaca električnom energijom,
- utvrđivanje tarifnih stavova za korisnike distribucijskih sustava i tarifnih stavova za tarifne kupce,
- izdavanje ili oduzimanje dozvola za proizvodnju, distribuciju i snabdjevanje električnom energijom,
- izdavanje prethodnih dozvola za izgradnju i dozvola za korištenje elektroenergetskih objekata, izuzev objekata za prenos električne energije,
- utvrđivanje Općih uvjeta za isporuku električne energije.

Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske (RERS)

Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske (RERS) osnovana je 2002. godine kao Regulatorna komisija za električnu energiju Republike Srpske, u skladu sa

Zakonom o električnoj energiji u RS kao nezavisna i neprofitna organizacija s ciljem regulisanja monopolskog ponašanja i osiguranja transparentnog i nediskriminirajućeg položaja svih sudionika na tržištu električne energije u RS.

Godine 2007. stupio je na snagu Zakon o izmjenama i dopunama Zakona o električnoj energiji kojim je, pored nadležnosti, promijenjen i naziv Regulatorne komisije za električnu energiju Republike Srpske u "Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske" (u daljem tekstu: Regulatorna komisija).

Osnovne nadležnosti RERS-a u sektoru električne energije su:

- nadzor i regulisanje odnosa između proizvodnje, distribucije i kupaca električne energije uključujući i trgovce električnom energijom,
- propisivanje metodologije i kriterijuma za utvrđivanje cijene korišćenja distributivne mreže i cijena snabdijevanja nekvalifikovanih kupaca električnom energijom i metodologije za utvrđivanje naknade za priključenje na distributivnu mrežu,
- donošenje tarifnog sistema za prodaju električne energije i korišćenje distributivne mreže,
- utvrđivanje tarifnih stavova za korisnike distributivnih sistema i tarifnih stavova za nekvalifikovane kupce,
- izdavanje ili oduzimanje dozvola za proizvodnju, distribuciju i trgovinu električnom energijom,
- donošenje opštih uslova za isporuku električne energije,
- utvrđivanje cijena električne energije na pragu elektrane.

Nezavisni operator sistema u BiH

Nezavisni operator sistema u Bosni i Hercegovini (NOS BiH) je uspostavljen Zakonom o osnivanju Nezavisnog operatora sistema za prenosni sistem u Bosni i Hercegovini. Svrha osnivanja NOS-a je da se osigura kontinuitet snabdijevanja električnom energijom po definiranim standardima kvalitete. Glavne obaveze NOS-a su upravljanje prenosnim sistemom u cilju osiguranja pouzdanosti, razvoja i primjene direktiva kojima se reguliraju korištenje prenosnog sistema i razvoj i primjena tržišnih pravila donesenih na osnovu odredbi o sistemskim i pomoćnim uslugama u prenosnom sistemu.

NOS je nadležan za Mrežni kodeks, s tim da ga mora izraditi u saradnji sa Elektroprenosom i DERK-om. NOS je također nadležan i za rad tržišta i raspodjelu troškova balansiranja. Upravni odbor NOS-a se sastoji od entitetskih predstavnika, što odražava zajedničko vlasništvo vlada FBiH i RS-a nad ovom institucijom.

Elektroprenos

Elektroprenos BiH a.d. Banja Luka je kompanija za prenos električne energije u Bosni i Hercegovini. Zakonom o prenosu, regulatoru i operatoru sistema električne energije u Bosni i Hercegovini, koji je donesen 2002. godine, stvoreni su uslovi za uspostavljanje zajedničke kompanije za prenos električne energije, što je i postignuto 2004. godine Zakonom o osnivanju kompanije za prenos električne energije u Bosni i Hercegovini. Elektroprenos BiH je reguliran od strane DERK-a.

Njegova glavna obaveza je prenos električne energije i svi poslovi koji se odnose na prenos električne energije koji obuhvataju (ali nisu ograničeni na prenos električne energije) održavanje, izgradnju, i proširenje energetskeg sistema BiH, s tim da ne obuhvataju one poslove koji su zakonom dodijeljeni u nadležnost NOS-a.

Elektroprenos je akcionarsko društvo u zajedničkom vlasništvu FBiH i RS, sa predstavnicima akcionara u Odboru u skladu sa vrijednošću početnog kapitala uloženog u kompaniju.

Distribucija i proizvodnja

U Federaciji BiH postoje dva javna elektroprivredna preduzeća, JP Elektroprivreda BiH d.d. Sarajevo (u daljem tekstu: EP BiH) i JP „Elektroprivreda Hrvatske Zajednice Herceg Bosne“ d.d. Mostar (u daljem tekstu: EP HZHB). Oba preduzeća su vertikalno integrisana, čije su djelatnosti sljedeće: proizvodnja električne energije, distribucija električne energije i snabdijevanje električnom energijom.

U Republici Srpskoj postoji Elektroprivreda Republike Srpske –Trebinje (ERS). ERS je javna vertikalno integrisana elektroprivredna kompanija. Njene djelatnosti obuhvataju proizvodnju električne energije i distribuciju u okviru elektroenergetskog sistema Republike Srpske. Godine 2005. kompanija je reorganizirana i registrirana kao holding koji se sastoji od matičnog preduzeća i 11 javnih preduzeća (5 preduzeća za proizvodnju i 5 preduzeća za distribuciju električne energije).

3.2 Iradijacija u BiH

Početni korak u izboru lokacija za solarne elektrane predstavlja analiza mape iradijacije na području BiH. Pored mape iradijacije koristili su se svi dostupni podaci iz različitih izvora tako da bi omogućili što je tačnije moguće ulazne podatke sunčevog zračenja.

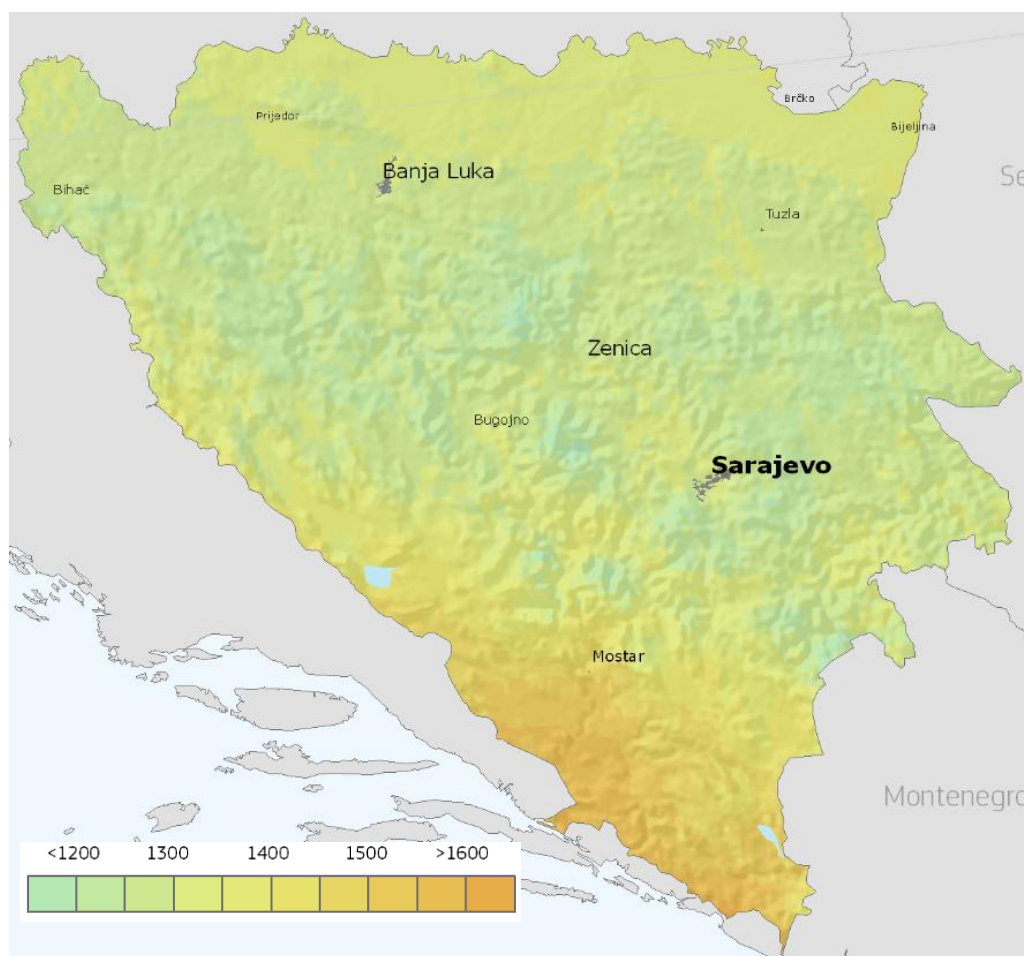
Na početku izrade Elaborata ustanovljeno da nisu vršena adekvatna dugoročna mjerenja solarne iradijacije na teritoriji BiH. Kako bi se izvršila procjena potencijala solarne energije pristupilo se odgovarajućim dostupnim podacima u svjetskim bazama podataka o solarnoj iradijaciji. Za potrebe izrade ovog Elaborata odnosno za analizu integracije solarnih elektrana u elektroenergetski sistem BiH, ustanovljeno je da baza podataka o solarnoj iradijaciji, Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), ima zadovoljavajuće podatke o godišnjoj solarnoj iradijaciji na teritoriji BiH.

Baza podataka PVGIS je razvijena u istraživačkom centru Joint Research Centre u Italiji. Podaci o solarnoj iradijaciji su dati sa rezolucijom od 1x1 km u centralnom dijelu Evrope ili 2x2 km za Mediteranski bazen. Baza podataka PVGIS pruža mapirane podatke o mjesečnim i godišnjim prosječnim vrijednostima globalne iradijacije za horizontalne i optimalno postavljene panele. U bazi podataka se nalaze raster mape za zemlje u Evropi, koje prikazuju prosječne mjesečne i prosječnu godišnju vrijednost globalne iradijacije.

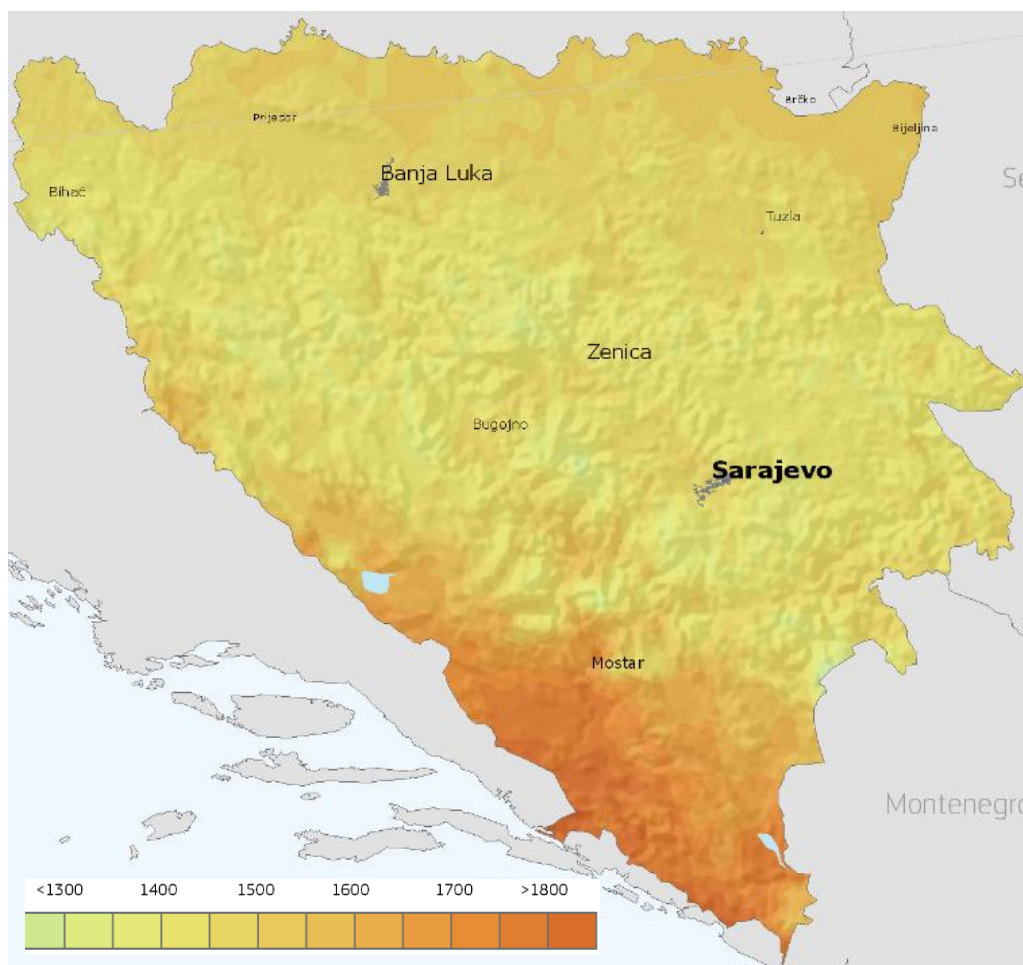
PVGIS koristi algoritam koji procjenjuje direktnu, difuzionu i reflektovanu komponentu globalne iradijacije na horizontalnu površinu, ili površinu sa nagibom, i to za takozvani

„model vedrog neba“ (clear-sky model) kao i za „model realnog neba“ koji uvažava oblačnost. Ukupna dnevna iradijacija [Wh/m^2] se računa integracijom vrijednosti iradijacije [W/m^2] koje su izračunate za redovne vremenske intervale tokom dana. Pri računanju iradijacije, za svaki vremenski korak tokom dana se uzima u obzir zasjenčenje neba koje je izazvano lokalnim karakteristikama terena (brda, planine i sl.), na osnovu digitalnog reljefnog modela terena.

Iz PVGIS baze podataka preuzete su mape koje prikazuju prosječnu godišnju vrijednost globalne iradijacije za horizontalne i optimalno postavljene panele - Slika 3.1 i Slika 3.2.



Slika 3.1 Prosječna vrijednost godišnje horizontalne globalne iradijacije na području BiH [kWh/m^2], [1][2]



Slika 3.2 Prosječna vrijednost godišnje optimalne globalne iradijacije na području BiH [kWh/m²], [1][2]

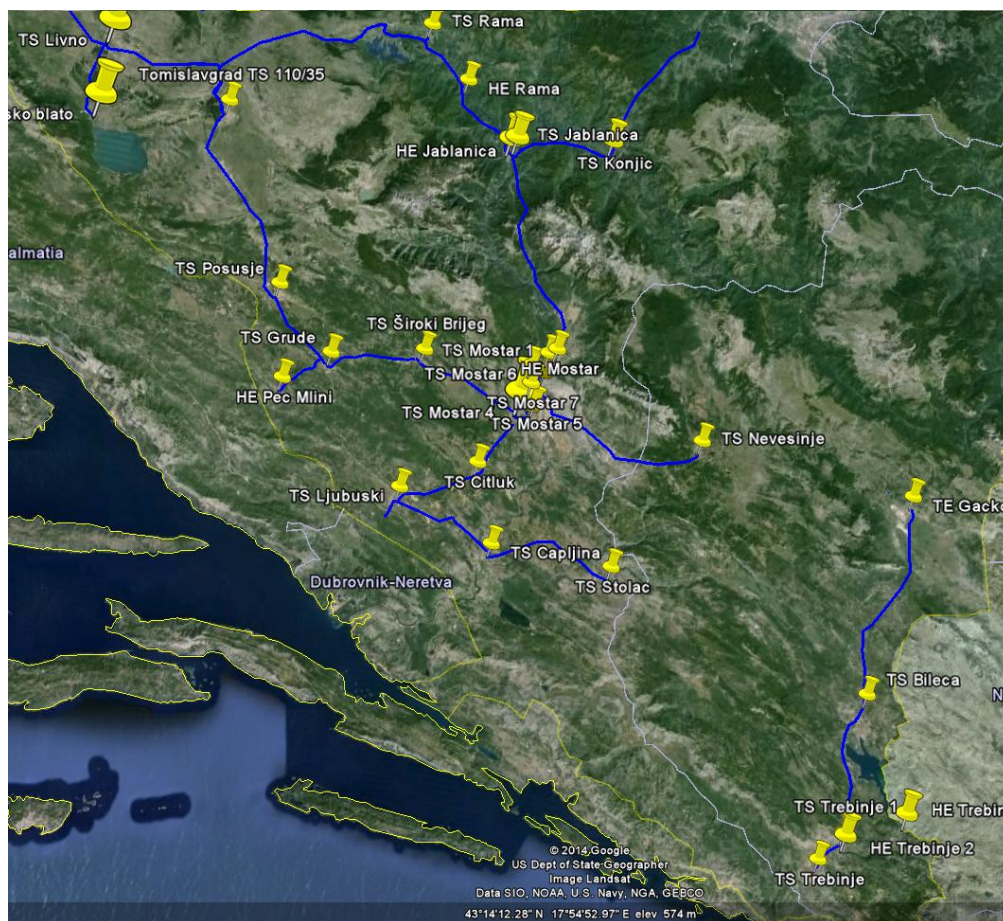
Treba napomenuti da je EP BiH krajem 2009. godine pokrenuo kampanju mjerenja potencijala energije vjetera i globalnog solarnog zračenja na devet lokacija strateški raspoređenih na području BiH (Bihać, Goražde, Mostar, Sanski Most, Sarajevo, Tuzla, Budozelje, Medveđak, Rostovo), sa ciljem da se dobije što relevantniji pregled potencijala pojedinih dijelova teritorije države [3]. Na osnovu dobijenih rezultata izvršeno je poređenje sa dostupnim vrijednostima u raznim bazama podataka. Za PVGIS bazu podataka odstupanje od izmjerenih vrijednosti za najveći broj lokacija je u rasponu od -7 do +14%. Za dvije lokacije koje su na većim nadmorskim visinama ustanovljeno je da su podaci o godišnjoj vrijednosti iradijacije niži od stvarnih vrijednosti i do 25%. Ustanovljena odstupanja će biti uzeta u obzir prilikom odabira lokacija za solarne elektrane ukoliko ta odstupanja bitno utiču na izbor instalisane snage i druge parametre.

3.3

Obrada GIS mape

Na osnovu mape iradijacije se vidi da je južni deo BiH najpogodniji za izgradnju solarnih elektrana. Kako uobičajena instalisana snaga SE (na zemlji) nije velika (10-

100MW) pretpostavlja se da će se većina SE vezati na 110kV prenosnu mrežu. Iz tog razloga je na ovom prostoru napravljena skica dijela 110kV mreže EES-a BiH (Slika 3.3).



Slika 3.3 – Skica 110kV mreže u južnom dijelu BiH

Mapa solarne iradijacije, zajedno sa mapom prenosne mreže će služiti za odabir potencijalnih lokacija za izgradnju SE. U obzir će biti uzeto: raspoloživost prostora, iradijacija na određenoj lokaciji, blizina visokonaponskog dalekovoda itd.

3.4

Elektroenergetski sistem

Krajnji cilj ovog Elaborata predstavlja određivanje maksimalnog kapaciteta solarne energije koja se može povezati na sistem NOS BiH-a, vršenjem proračuna tokova snaga, kratkih spojeva, dinamičkih analiza, u toku perioda koji obuhvata studija. Elektroenergetske studije će se vršiti na modelima prenosne mreže Bosne i Hercegovine i susjednih sistema za ciljne godine 2015., 2020. i 2025.

Kao glavni izvor za informacije o razvoju elektroenergetskog sistema BiH korišten je „Indikativni plan razvoja proizvodnje 2015-2024“ [20] koji upravo obuhvata period koji se analizira. Pored razvoja proizvodnje dati plan sadrži i porast potrošnje na

prenosnoj mreži za obuhvaćeni period. Što se tiče razvoja visokonaponske prenosne mreže korišteni su podaci iz ENTSO-E „Desetogodišnjeg plana razvoja prenosne mreže 2014“.

3.5 Aplikacije za SE

Podaci kojima raspolažu FERK i RERS u pogledu prijava za sticanje prava na podsticaj za proizvodnju električne energije iz solarnih elektrana pokazuju da se radi o malim instalacijama veličine do 1 MW. U Federaciji BiH ukupna instalisana snaga za 220 projekata u fazi izgradnje iznosi oko 37 MW dok se u fazi ispitivanja nalazi još 28 projekata. U Republici Srpskoj pravo na podsticaj je steklo 10 proizvođača (ukupno 0.4 MW) a preliminarno pravo na podsticaj su stekli 22 proizvođača (ukupno 2.4 MW). Sve ove aplikacije se odnose na priključenje na distributivnu mrežu.

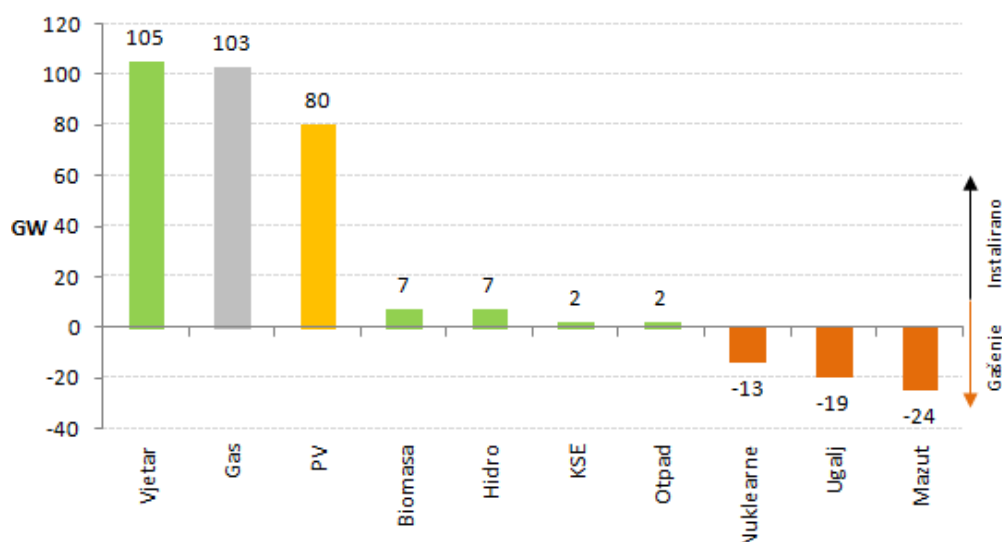
Prema podacima NOS BiH i Elektroprenosa, i pored velikog interesovanja, za sada je podnijeta samo jedna aplikacija za priključenje solarnih elektrana na prenosnu mrežu (zaključno sa Avgustom 2014):

- Bjelašnica (PV), 35-37 MW - Green Energy d.o.o

Ova elektrana će biti razmatrana i analizirana zajedno sa ostalim identifikovanim lokacijama u daljoj fazi Elaborata.

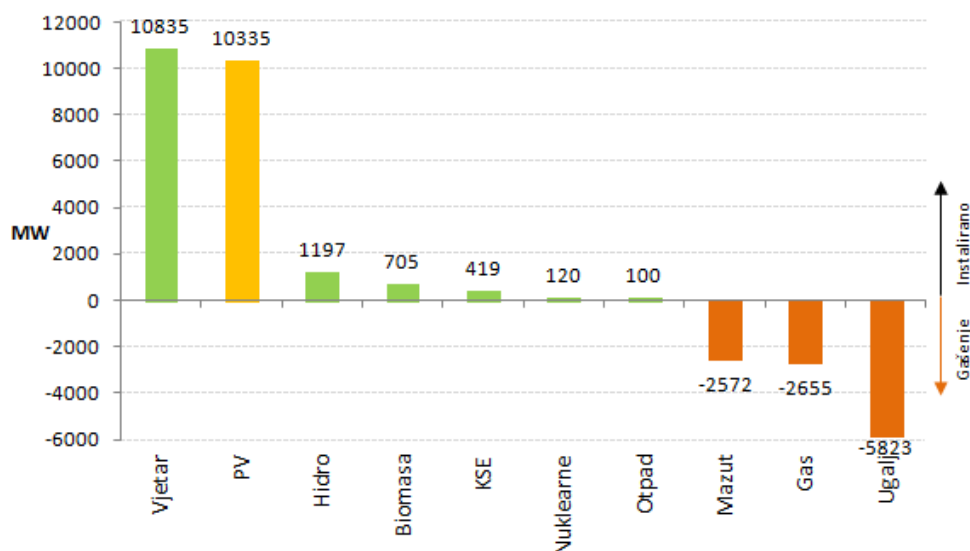
PREGLED SOLARNIH TEHNOLOGIJA

Solarne elektrane, zajedno sa vjetroelektranama, su u posljednjih deset godina bili dominantni izvori obnovljive energije u Evropi. Dodavanje velikih kapaciteta gasnih, vjetroelektrana i solarnih elektrana sa jedne strane, i gašenje nuklearnih, kao i elektrana na uglj i naftu sa druge, je definitivno promijenilo stanje u energetskom sektoru u prethodnoj deceniji (Slika 4.1).



Slika 4.1 – Neto instalisana snaga kapaciteta u EU 28 u periodu od 2000-2013

U prethodnoj godini (2013), po prvi put u istoriji, prvih pet izvora električne energije po novoizgrađenim kapacitetima su zapravo obnovljivi izvori, sa vjetroelektranama (VE) i fotonaponskim (PV) elektranama na čelu (a prate ih hidroelektrane, elektrane na biomasu i koncentrisane solarne elektrane - KSE).



Slika 4.2 - Neto instalisana snaga novih kapaciteta u EU 28 u 2013

Smanjenje obima izgradnje novih gasnih elektrana se može objasniti stabilnom potražnjom električne energije u Evropi u posljednje vrijeme, velikom broju postojećih

kapaciteta u Evropi, kao i nižoj cijeni električne energije, većoj cijeni gasa kao i sve većoj konkurenciji obnovljivih izvora koja je prisutna u posljednjih nekoliko godina (Slika 4.2).

Očigledno je da sadašnji i budući trendovi idu u korist obnovljivih izvora energije.

Postoje dva različita načina na koji se energija sunca (solarna energija) može pretvoriti u električnu. Prvi način je direktnom konverzijom korišćenjem solarnih ćelija u fotonaponskim (PV) elektranama. Drugi način je pomoću koncentrisanih solarnih elektrana (KSE), koje su drugačije poznate kao i solarne termoelektrane (STE). Kod ovih elektrana, solarna energija se prvo konvertuje u termičku, zatim u mehaničku i na kraju u električnu energiju. U narednim poglavljima, obe tehnologije (PV i KSE) će biti detaljno opisane, a zatim će se sprovesti uporedna analiza različitih parametara kao što su efikasnost, proizvedena energija, uticaj na elektroenergetski sistem (EES), ukupna cijena, prostor koji zauzimaju i sl.

4.1 Fotonaponske PV elektrane

Sunčevi zraci se u PV modulima, koji se sastoje od mnoštva fotonaponskih ćelija, direktno pretvaraju u električnu energiju. Ovi moduli su u stvari poluprovodnički elementi koji omogućavaju direktnu konverziju solarnog zračenja u električnu energiju sa efikasnošću koja varira od 15-20% (za komercijalno dostupne module, dok se u laboratorijskim uslovima može postići efikasnost do čak 43%). Efikasnost date konverzije najviše zavisi od tehnologije koja se koristi za izradu modula, zatim od spektra sunčevog zračenja, temperature, dizajna modula, i materijala od koje je napravljena solarna ćelija. Solarna ćelija se pojednostavljeno može shvatiti kao baterija vrlo niskog napona (oko 0.6V) koja se puni proporcionalno incidentnom sunčevom zračenju. Redno-paralelnom vezom solarnih ćelija nastaju solarni moduli sa većim vrijednostima napona i struja. Po definiciji, solarni moduli (površine reda veličine 1m²) predstavljaju grupu solarnih ćelija, dok solarni paneli predstavljaju grupu modula i mogu imati instalisanu snagu od nekoliko kW pa do nekoliko MW. Solarne PV elektrane se sastoje od većeg broja fotonaponskih panela.

Solarni PV sistemi mogu biti samostalni, hibridni ili povezani na mrežu. U ovom elaboratu, razmatraće se samo veliki PV sistemi koji su vezani na prenosnu mrežu.

U tekstu koji slijedi će ukratko biti navedeni prednosti i ograničenja fotonaponskih sistema.

Osnovne prednosti PV sistema i njegovih elemenata su:

- **Zelena energija** – Bez štetnog uticaja na prirodnu okolinu. Fotonaponski uređaji ne proizvode nikakvu emisiju štetnih materija u prirodnu okolinu i predstavljaju nečujan lokalni izvor energije.
- **Pouzdanost** - Fotonaponski moduli, kao uređaji bez pokretnih dijelova, konstruisani su za životni vijek od 30 i više godina uz veoma malu vjerovatnoću mogućeg otkazivanja u toku svog rada.

- **Mala potreba za održavanjem** - Fotonaponski sistemi rade uz minimalno servisiranje i bez snabdevanja gorivom.
- **Besplatno gorivo** - Sunčeva svijetlost je besplatna, lako dostupna i praktično neiscrpna energija
- **Fleksibilna veličina sistema** - Modularna konstrukcija i dizajn omogućuju lako proširenje sistema u zavisnosti od finansijskih mogućnosti i energetske potreba.
- **Lakoća transportovanja** - Modularna konstrukcija omogućava prenos fotonaponskih sistema u dijelovima, što može biti veoma korisno u slučaju kada se solarne elektrane grade u manje pristupačnim krajevima.
- **Brzina izgradnje** – Iako je prosječno vrijeme izgradnje od šest mjeseci do jedne godine, velike PV elektrane (snage i preko 50MW) se mogu izgraditi u roku od samo nekoliko mjeseci.

Sa druge strane postoje i neka ograničenja fotonaponskih sistema:

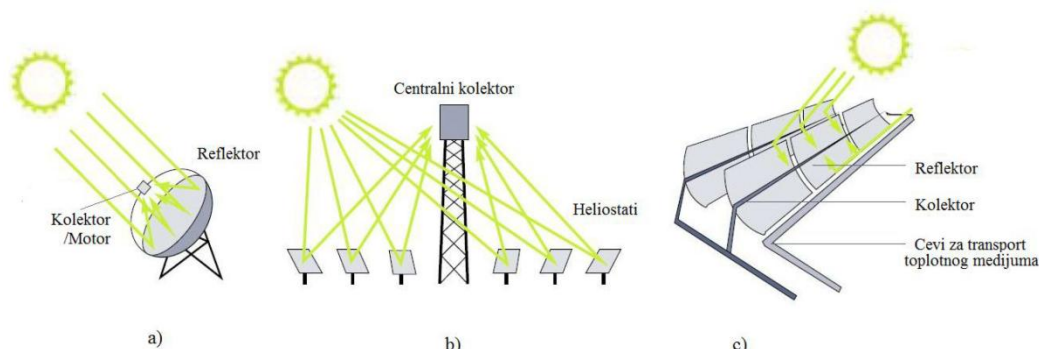
- **Zavisnost od Sunca** - Električna energija se ne proizvodi noću, a oblačnost smanjuje izlaznu snagu sistema.
- **Nestabilna izlazna snaga** - Snaga fotonaponskog sistema nije stalna i zavisi od trenutne snage sunčevog zračenja.
- **Energetska elektronika** – Napon na krajevima PV modula je jednosmjernan, te je za mrežno povezane PV sisteme neophodna upotreba invertora. Invertori unose harmonike u elektroenergetski sistem i smanjuju kvalitet električne energije.

4.2 Koncentrisane solarne elektrane (KSE)

Koncentrisane solarne elektrane proizvode električnu energiju na način sličan konvencionalnim termoelektranama. Veliki broj ogledala (reflektora) se koristi da usmjeri sunčevo zračenje na malu površinu (jednu tačku ili liniju, u zavisnosti od tehnologije koja se koristi). Stvorena toplota se kroz sistem izmjenjivača toplote koristi da zagrije vodu iz termičkog ciklusa i pretvori je u paru koja se na kraju koristi za pokretanje klasične parne turbine i sinhronog generatora koji proizvodi električnu energiju.

Tri tehnologije za konverziju solarne energije u toplotnu koje se najviše koriste su:

1. Parabolična posuda
2. Centralni prijemnik / solarni toranj
3. Parabolično korito



Slika 4.3 - Različite tehnologije KSE-a: a) Parabolična posuda; b) Centralni prijemnik / solarni toranj i c) Parabolično korito

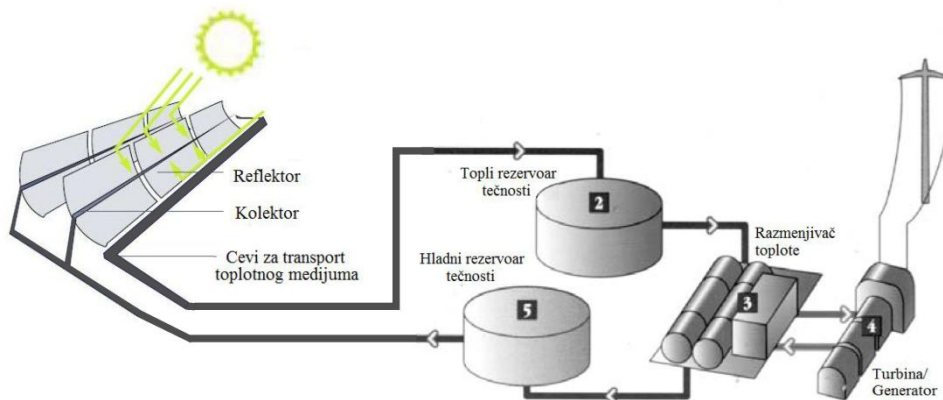
Parabolična posuda - Reflektor napravljen u obliku parabolične posude (sličnog oblika kao parabolične satelitske antene) se koristi za usmjeravanje solarnih zraka ka prijemniku koji se nalazi u žiži reflektora. Koncentrisan snop zraka se apsorbira u prijemniku radi zagrijavanja fluida ili gasa, na približno 750 °C, pomoću koga se dalje proizvodi električna energija u mikroturbini ili Stearling motoru koji su zakačeni za prijemnik. Zbog male snage trenutno dostupnih motora, snaga ove tehnologije je relativno mala (nekoliko desetina kW). Zbog toga, ove elektrane su po prirodi modularne (sastoje se od velikog broja zasebnih paraboličnih posuda) tako da veličina elektrane može biti od nekoliko stotina kW pa do više desetina MW. Cijeli sistem je pokretan (ima sistem za praćenje sunca po dvije ose), tako da u svakom trenutku zauzima optimalni ugao u odnosu na pravac sunčevog zračenja.

Centralni prijemnik / solarni toranj – Heliostati su najčešće raspoređeni u nizovima po koncentričnim krugovima, oko centralnog prijemnika koji je podignut na vrh tornja. Da bi se u svakom trenutku sunčevi zraci fokusirali na centralni prijemnik, svaki heliostat je opremljen sistemom za praćenje sunca po dvije ose. Medijum za prenos toplote apsorbira jako usmjereno zračenje reflektovano heliostatima. Apsorbovana toplota se konvertuje u toplotnu energiju koja se dalje koristi za proizvodnju pregrijane pare za rad turbine (parnog generatora).

Parabolično korito – Sistem sa paraboličnim koritima usmjerava sunčeve zrake na zatvorenu cijev (kolektor) koja se proteže duž fokusne linije reflektora (korita). Medijum za prenos toplote cirkuliše ovim cijevima. Ovaj fluid se (najčešće rastopljena so), nakon što ga usmjereni solarni zraci zagriju, približno do 400°C, pumpa kroz niz razmjenjivača toplote u cilju stvaranja pregrijane pare, koja se zatim konvertuje u električnu energiju klasičnim parnim generatorom. Reflektor rotira u jednom pravcu (ima sistem za praćenje sunca po jednoj osi) tako da zauzima optimalan ugao u odnosu na sunce. Sistem sa paraboličnim koritima je trenutno u svijetu i Evropi ubedljivo najzastupljeniji od sve tri tehnologije.

Velika prednost KSE je u tome što, u odnosu na konvencionalne termoelektrane, mogu da imaju sistem za skladištenje toplote, a samim tim i energije. Toplotna energija koja se prikupi tokom dana (kada je solarna iradijacija velika) se koristi za proizvodnju električne energije tokom noći ili u oblačnim periodima.

Najčešće korišten i komercijalno dostupan sistem za skladištenje toplotne energije je „sistem indirektnog toplotnog skladištenja sa dva rezervoara“. Zasniiva se na sistemu sa dva rezervoara koji su najčešće napunjeni topljivim solima (60% natrijum-nitrata i 40% kalijum-nitrata): jedan hladan rezervoar i jedan topli rezervoar. Kapacitet skladištenja energije je za oko 7.5-8 sati.



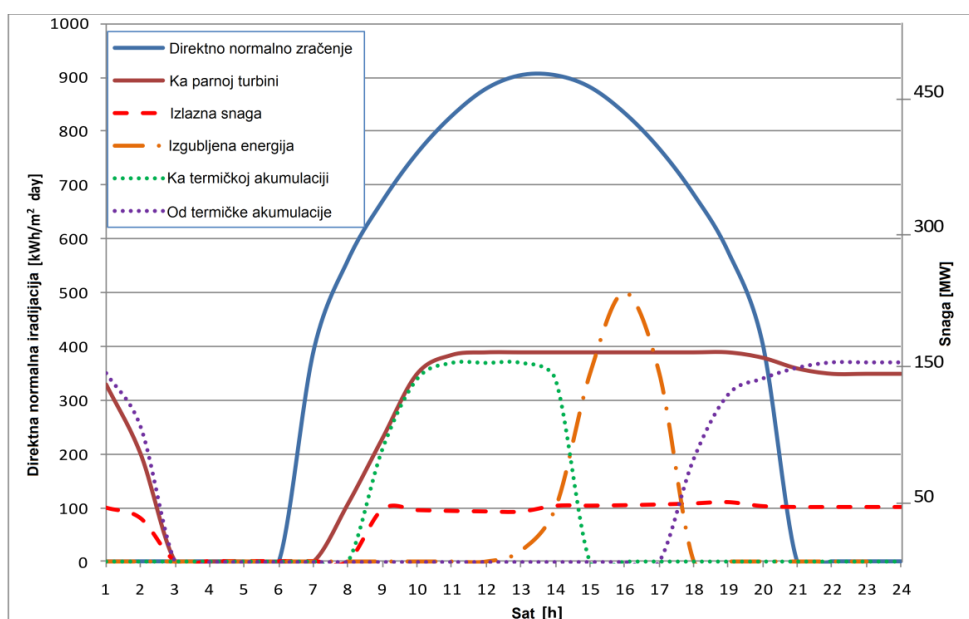
Slika 4.4 - Principijska šema tipične solarne akumulacione termoelektrane

Slika 4.4 predstavlja uproštenu skicu velike koncentrisane solarne elektrane sa termo-akumulacijom (KSE sa TA). Sunčevi zraci se u paraboličnim koritima usmjeravaju u cijev koja se nalazi u fokusnoj liniji korita. Velika količina sunčeve energije, usmjerena na mali prostor, se koristi za generisanje visoke temperature koja služi da istopi so. Ova vruća, istopljena so se skladišti u toplom rezervoaru, i koristi se, kada je to potrebno, da generiše pregrijanu paru i da pokrene turbinu i generator. Nakon što je istopljena so predala svoju energiju pregrijanoj pari, vraća se u hladan rezervoar. Odatavde se pumpama šalje do prijemnika (kolektora) kako bi se ponovo zagrijala za sljedeći termo-dinamički ciklus

Glavna prednost KSE sa TA je u tome što nakon zalaska sunca omogućava viščasovni rad elektrane sa punom snagom, ili čak i duže uz vrlo malo smanjenje maksimalne izlazne snage. Ova osobina čini KSE sa akumulacijom sposobnim da proizvode električnu energiju u periodu maksimalne potražnje. Samim tim, cijena po kojoj će se ova energija prodati je najveća.

Slika 4.5 prikazuje način rada KSE sa TA u danu sa velikom solarnom iradijacijom.

Tokom prvih nekoliko sati solarne iradijacije, sunčeva energija se koristi za pokretanje parne turbine i proizvodnju struje. Višak sunčeve energije se akumulira u toplom rezervoaru. Nakon što je topli rezervoar napunjen (oko 14-15h - Slika 4.5), dolazi do gubitka viška energije. Oko 17-18h dolazi do smanjenja direktnog normalnog zračenja. Kako bi i u ovom periodu KSE radila sa maksimalnom snagom, počinje da se koristi dio energije iz toplotne akumulacije (ljubičasta isprekidana linija). Nakon zalaska sunca, jedino se energija iz akumulacije koristi za proizvodnju električne energije. U ovom periodu, KSE radi sa snagom oko nominalne, sve dok se energija iz akumulacije ne istroši.



Slika 4.5 - Tipični parametri KSE sa TE za prosječni ljetni dan

Može se vidjeti da KSE sa akumulacijom proizvode energiju od jutra do ponoći (čak i duže u zavisnosti od veličine toplotne akumulacije), tj. u periodu kada je električna energija najpotrebnija.

4.3 Poređenje PV i KSE

PV elektrane, napravljene od poluprovodničkih materijala, direktno konvertuju solarnu energiju u električnu sa efikasnošću od oko 15%. Nemaju rotirajućih elemenata, ali električna energija koja se dobije je u formi jednosmjerne struje, te se zbog toga moraju koristiti elementi energetske elektronike (invertori).

Sa druge strane, KSE koriste ogledala ili sočiva sa sistemom za praćenje sunca kako bi usmjerili veliku količinu solarnog zračenja na malu površinu. Ova apsorbovana toplota se konvertuje u termičku, zatim u mehaničku i na kraju u električnu energiju pomoću klasičnih parnih turbina i sinhronih generatora. Ukupna efikasnost iznosi oko 30%. Iako trenutno postoje tri različite tehnologije KSE-a, sistem sa paraboličkim koritima je za sada ubjedljivo komercijalno najzastupljeniji. Dok velike PV elektrane najčešće rade sa fiksnim nagibnim uglom, KSE sa paraboličkim koritima zahtijevaju sistem sa praćenjem sunca po jednoj osi (druge dvije tehnologije KSE-a – parabolična posuda i solarni toranj zahtijevaju sistem za praćenje sunca po dvije ose).

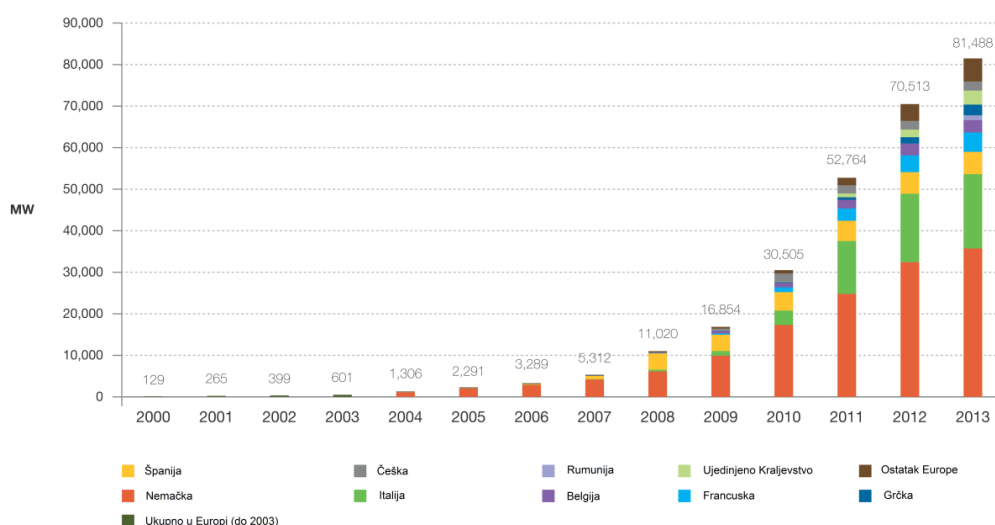
KSE mogu da rade sa termo-akumulacijom, čime se znatno povećavaju njihove performanse. PV elektrane nemaju tu mogućnost, tj. one predstavljaju nepredvidljiv izvor energije zbog kojeg imaju loš uticaj na pouzdanost elektroenergetskog sistema.

Dok je najčešća snaga jednog bloka KSE oko 50MW, modularna konstrukcija PV elektrana omogućava veću fleksibilnost u vidu instalisane snage koja može biti u opsegu od nekoliko kW do nekoliko stotina MW.

U narednom tekstu biće prikazan trenutni status upotrebe PV i KSE, a takođe će se sprovesti i uporedna analiza različitih parametara kao što su cijena (kapitalni i operativni troškovi), vrijeme izgradnje, potrebna površina zemljišta, efikasnost, proizvodnja energije i uticaj na elektroenergetski sistem.

4.3.1 Trenutni status upotrebe PV i KSE u Evropi

Ukupna instalisana snaga PV-a u Evropi na kraju 2013. godine je bila 81.5 GW (Slika 4.6):



Slika 4.6 – Ukupna instalisana snaga PV-a u Evropi od 2000-2013

Slika 4.6 pokazuje da je Njemačka lider u instalisanoj snazi sa oko 36 GW, nakon koje dolaze Italija (17 GW), Španija (5.5 GW) i Francuska (4.5 GW). Iako nema veliki solarni potencijal (dosta manji nego BiH), Njemačka je uspjela da bude država u Evropi sa najvećim brojem instalisanih PV kapaciteta, najviše zahvaljujući velikim podsticajnim mjerama (feed-in tarifama).

Ove cifre predstavljaju ukupnu instalisanu snagu svih PV panela. Velike PV elektrane (vezane na prenosni sistem) predstavljaju oko 30% ukupne vrijednosti, dok ostalih 70% odlazi na PV panele koji su postavljeni na krovove rezidencijalnih, komercijalnih i industrijskih objekata, tj na distributivni sistem. Solarne PV elektrane sa instalisanom snagom manjom od 25 MW su najčešće vezane na distributivnu mrežu i kao takve značajno ne utiču na prilike u prenosnoj mreži, stoga će se njihov uticaj u ovom Elaboratu samo posredno analizirati.

Ako uporedimo stanje u zemljama koje su geografski blizu BiH, ili imaju sličan solarni potencijal, vidimo da je najveći broj PV elektrana nalazi u Italiji (najveća – 84 MW), Francuskoj (najveća – 115 MW), Rumuniji (najveća – 82MW) i Bugarskoj (najveća – 60 MW).

Iako je prva KSE napravljena sredinom osamdesetih godina prošlog vijeka u SAD (354 MW – 1984. godine), tj mnogo prije prve velike PV elektrane (prva PV elektrana sa snagom preko 60MW u svijetu je instalisana u Španiji 2008. godine – 60 MW),

trend u prethodnoj deceniji je bio u korist PV-a. Međutim, u posljednjih nekoliko godina je evidentan veliki porast instalisanih kapaciteta KSE (posebno KSE sa paraboličnim koritima).

Trenutno je instalisano preko 2500 MW KSE-a u Evropi (skoro isključivo KSE sa paraboličnim koritima). Najveći broj ovih elektrana je u Španiji (zahvaljujući podsticajnom tarifom od 27 euro cijenti za kWh u narednih 25 godina), a zatim u Italiji. Na slici ispod se može vidjeti geografski prikaz KSE-a (instalisanе snage preko 50MW) koji su u pogonu ili trenutno u izgradnji.



Slika 4.7 – Ukupna instalisana snaga PV-a u Evropi od 2000-2013

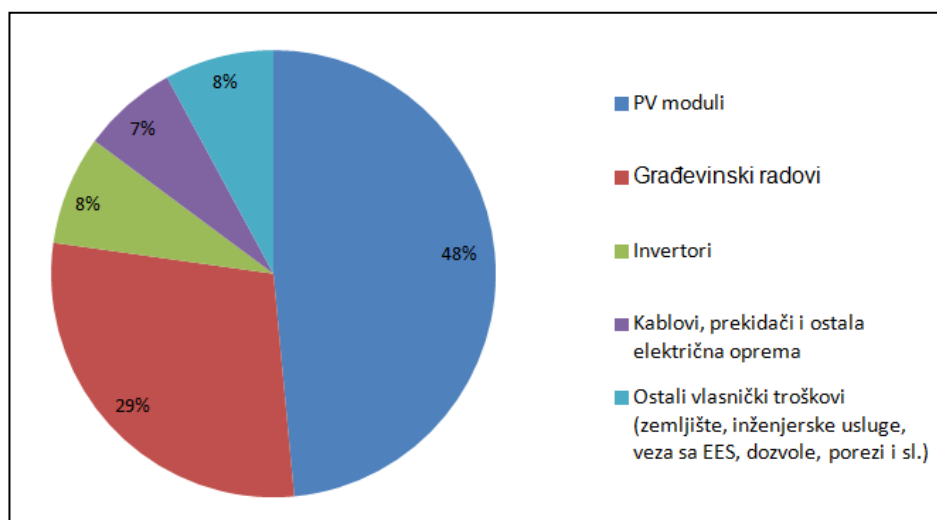
Većina KSE se nalazi u Španiji, sa tehnologijom paraboličkog korita, sa ili bez termo-akumulacije. Nominalna snaga ovih elektrana je skoro isključivo 50MW.

4.3.2 Uporedna cijena PV i KSE (kapitalni i troškovi održavanja)

Kapitalni troškovi

Prosječna cijena za nedavno izgrađenih 25 velikih PV elektrana (snage 25-145MW) u Evropi (Njemačka, Francuska, Italija, Bugarska i Rumunija) je 2.27 miliona EUR/MW (opseg od 1.5-4.75 miliona EUR/MW) [10]. Velika razlika u cijeni je uglavnom vezana za cijenu PV modula, invertora i eksproprijacije zemljišta. Skuplji PV moduli imaju bolje karakteristike (veću efikasnost itd..) i obrnuto. Iako su određeni PV moduli skuplji, njihova proizvodnja električne energije je veća (zbog veće efikasnosti) a samim tim je veći i priliv novca. Jasno je da se prije izgradnje elektrane mora sprovesti detaljna tehno-ekonomska analiza. Slična stvar je i sa invertorima: oni sa boljim preformansama, većom pouzdanošću i efikasnošću imaju veću cijenu. Za razliku od konvencionalnih elektrana, gdje cijena po MW opada sa povećanjem instalisane snage, kapitalni troškovi za PV elektranu zavise vrlo malo od instalisane snage (5-10%) zbog njene modularnosti.

Cijena pojedinačnih dijelova PV elektrane je data na slici ispod [19]:

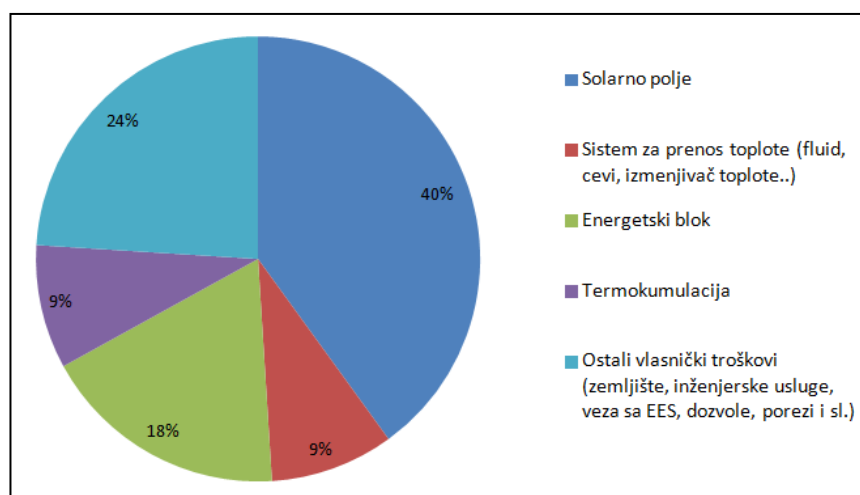


Slika 4.8 – Cijene pojedinačnih dijelova PV elektrane [19]

Cijena PV elektrane najviše zavisi od cijene PV modula (49%), građevinskih radova (29%), invertora (8%), kablova, prekidača i ostale električne opreme (7%) kao i od ostalih vlasničkih troškova (zemljište, inženjerske usluge za izrade raznih studija, električna veza sa EES-om, dozvole, porezi, osiguranje itd.)

Cijena KSE-a će biti procijenjena na osnovu većeg broja nedavno izgrađenih KSE-a sa paraboličkim koritima u Španiji (svaka snage 50MW: devet KSE-a bez TA i devet KSE-a sa TA u trajanju 7.5-8h) [11][17]. Prosječna cijena KSE-a bez TA je oko 4.87 miliona EUR/MW (opseg od 4-5.9 miliona EUR/MW), dok je prosječna cijena za KSE sa TA veća i iznosi 6.3 miliona EUR/MW (opseg od 5.5-7.77 miliona EUR/MW).

Cijena pojedinačnih dijelova KSE sa paraboličnim koritima je data na sljedećoj slici [19]:

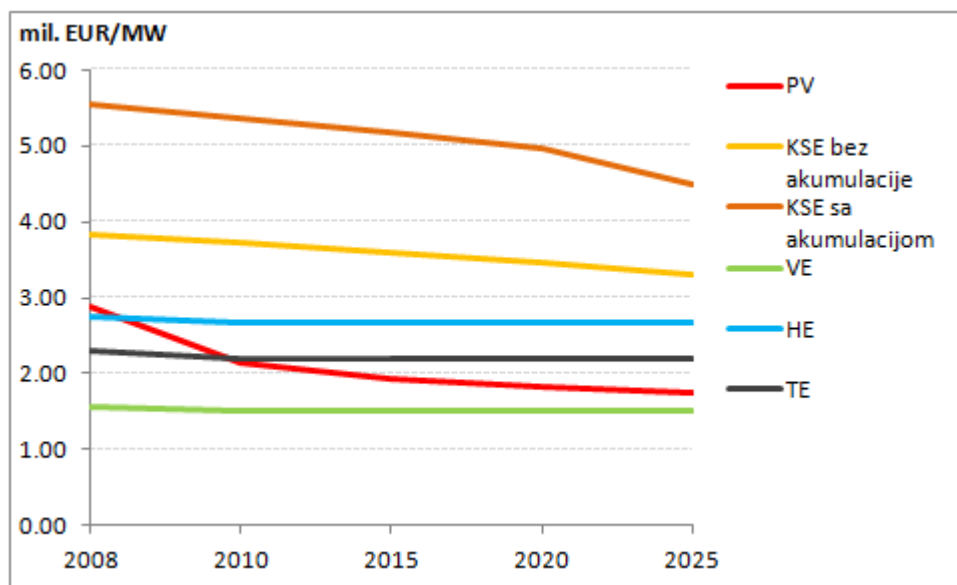


Slika 4.9 – Cijene pojedinačnih dijelova KSE sa paraboličnim koritom i temoakumulacijom [19]

Na cijenu KSE najviše utiče cijena solarnog polja - paraboličnih korita (40%), energetskog bloka (18%), sistema za prenos toplote (9%), termo-akumulacije (9%) i

ostalih vlasničkih troškova (zemljište, građevinski radovi, inženjerske usluge za izrade raznih studija, električna veza sa EES-om, dozvole, porezi, osiguranje itd.).

Na Slika 4.10 je dat predviđeni trend razvoja i uporedni prikaz cijene kapitalnih troškova za PV, KSE, VE i velike hidroelektrane (HE) i termoelektrane (TE) do 2025. godine [19]:



Slika 4.10 – Trend razvoja kapitalnih troškova različitih elektrana [19]

Sa dijagrama se može vidjeti da se za već razvijene tehnologije ne očekuje varijacija u cijeni kapitalnih troškova, dok se za solarne elektrane očekuje pad cijene kapitalnih troškova pri čemu se cijena za PV elektrane izjednačava sa cijenom za vjetroelektrane. Iako je cijena za izgradnju KSE sa TA najveća, proizvodnja električne energije iz ove elektrane je veća (i efikasnija) od bilo koje druge elektrane iz grupe obnovljivih izvora energije. Sa prethodne slike se vidi da se očekuje blagi pad cijene svih solarnih elektrana u narednim godinama.

Operativni troškovi

U tabeli ispod su prikazane cijene troškova održavanja za različite elektrane [18]:

Tabela 4-1 - Operativni troškovi različitih elektrana [EUR/ kW – god]

Elektrana	PV	KSE	VE	HE	TE
Operativni troškovi [EUR / kw -god]	18.79	51.18	30.10	10.75	28.77

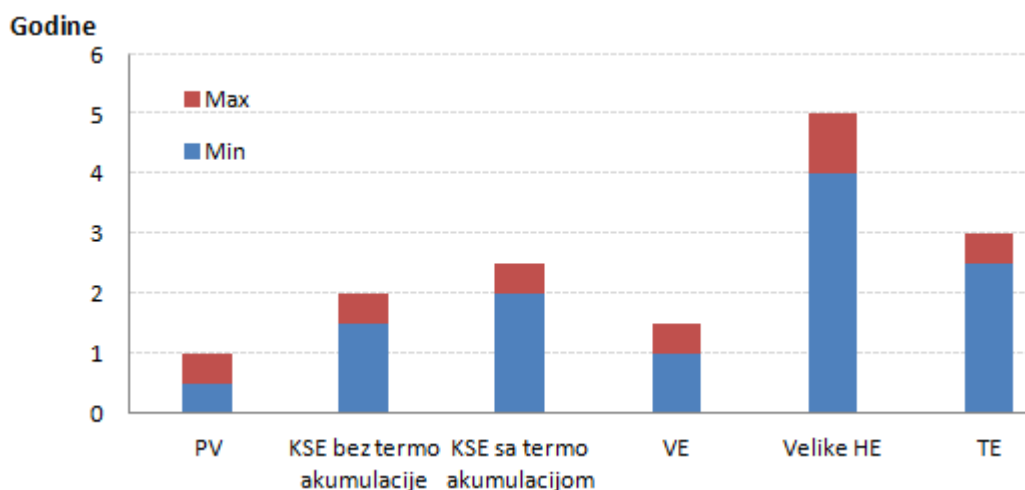
Operativni troškovi PV elektrane su relativno mali (oko 18.8 eura godišnje za svaki instalisani kW) i godišnje iznose oko 1% kapitalne investicije, dok su operativni troškovi KSE dosta veći (oko 51.2 eura za svaki instalisani kW – godišnje oko 1.5% od početne investicije) zbog termo-dinamičkog ciklusa i generalno veće složenosti proizvodnje.

4.3.3 Vrijeme izgradnje

Uslijed modularne prirode PV modula, nepostojanja rotirajućih elemenata i termičkog ciklusa, vrijeme izgradnje PV elektrane može biti veoma kratko. Najčešće je potrebno od šest do dvanaest mjeseci da se izgradi elektrana snage 50-100 MW. Međutim, ima slučajeva kada se uz jake inicijative (feed-in tarife), vrijeme izgradnje znatno smanjuje. Tako je za izgradnju 60.4 MW Karadzahalovo solarnog parka u Bugarskoj bilo potrebno samo četiri mjeseca, dok je za izgradnju Walddrehna solarne elektrane u Nemačkoj bilo potrebno svega tri mjeseca.

Sa druge strane, vrijeme izgradnje KSE-a traje duže. Za KSE bez termo-akumulacije, potrebno vrijeme da se elektrana izgradi je oko 1.5-2 godine, dok za KSE sa akumulacijom ovo vrijeme iznosi oko 2-2.5 godine.

Slika 4.11 poredi vrijeme izgradnje za PV, KSE, VE, TE i HE:



Slika 4.11 – Prosječno vrijeme izgradnje različitih elektrana [19]

Sa stanovišta energetske strategije jedne zemlje, brza izgradnja solarne elektrane (posebno PV) je velika prednost u odnosu na ostale tehnologije, jer omogućava uvođenje novog izvora energije u najkraćem mogućem roku. Ukoliko je procijenjeno da je energetska situacija u zemlji takva da u periodu od narednih nekoliko mjeseci zemlja može biti energetski zavisna (npr. zbog loših hidroloških prilika), rješenje može biti brza izgradnja PV elektrane (u roku od svega 3-4 meseca). Na ovaj način, smanjuje se zavisnost od uvoza električne energije i poboljšava se energetska situacija u cijeloj zemlji.

4.3.4 Potrebna površina za izgradnju SE

Površina koju zauzimaju PV elektrane zavisi od toga da li su PV moduli fiksni ili imaju sistem za praćenje sunca po jednoj ili dve ose. Potrebna površina za fiksne PV elektrane iznosi 1.5-2.5 Ha/MW u zavisnosti od upotrebene tehnologije za proizvodnju PV modula (moduli sa većom efikasnošću zauzimaju manje prostora i

obrnuto). Za slučaj kada PV elektrane posjeduju sistem za praćenje sunca, potrebna površina je veća i iznosi 3-4.5 Ha/MW. Očigledno je da fiksne PV elektrane zauzimaju skoro duplo manje prostora. Iz tog razloga, kao i zbog jednostavnosti (nema rotirajućih elemenata – motora koji zakreću PV module), skoro sve veće PV elektrane u Evropi su fiksnog tipa. Prosječna površina koju zauzimaju dvadeset najvećih PV elektrana u Evropi je 2.14 Ha/MW [10].

Potrebna površina za izgradnju KSE zavisi od toga da li imaju termo-akumulaciju ili ne. KSE bez TA zahtijevaju manje prostora tako da prosječna površina za 25 nedavno instalisanih (2009-2013, svaka od 50MW) elektrana u Španiji iznosi 3.03 Ha/MW. S druge strane, prosječna površina koju zauzimaju KSE sa TA je 4.06 Ha/MW (na osnovu 18 nedavno instalisanih KSE u Španiji, 2008-2013, 50 MW, 7-9h termoakumulacije) [11].

Treba napomenuti da KSE zahtijevaju relativno ravnu površ, dok se PV elektrane mogu izgraditi i na terenima sa nagibom, pa čak i brdima.

Sljedeća tabela poredi potrebnu površinu za PV, KSE, VE i velike TE.

Tabela 4-2 – Potrebna površina za izgradnju elektrana (poređenje)

Elektrana	PV	KSE bez TA	KSE sa TA	VE	TE
Potrebna površina [Ha/MW]	1.5÷2.5	2.5÷3.5	3.5÷4.5	20÷50	0.05÷0.2

Potrebna površina za izgradnju VE zavisi od konfiguracije same VE (jednostruki, paralelni, višestruki nizovi ili prstenovi), potencijala vjetra i drugih faktora. Ova površina je u opsegu od 9 Ha/MW do 100 Ha/MW, mada je većina VE u opsegu 20-50 Ha/MW [15]. S druge strane, TE zauzimaju relativno malo prostora: 0.05-0.2 Ha/MW. Veće elektrane, sa više blokova, zahtijevaju manju površinu za istu instalisanu snagu. Tako je potrebna površina za TE u Tuzli (715MW, 4 bloka) oko 0.07 Ha/MW, dok je za TE Gacko (300MW, 1 blok) i TE Ugljevik (300MW, 1 blok) oko 0.15 Ha/MW.

4.3.5

Efikasnost solarnih elektrana

Efikasnost se definiše kao procenat proizvedene električne energije u odnosu na ukupnu energiju primarnog resursa (za solarne elektrane je to sunčeva energija).

Efikasnost PV elektrana najviše zavisi od efikasnosti PV modula (15-20%), a manje od efikasnosti invertora (>95%) i gubitaka u ostalim električnim elementima.

Efikasnost solarne ćelije (a samim tim i PV modula) je jako zavisna od temperature. Deklarisana efikasnost modula je data za temperaturu od 25 °C (ovo je temperatura PV modula, a ne ambijentalna temperatura). Očigledno je da je pri nižim temperaturama efikasnost PV modula približna deklarisanjoj, međutim pri visokim

temperaturama (posebno u ljetnim periodima), efikasnost PV modula se može znatno smanjiti. Smanjenje u efikasnosti je oko 0.5% za svaki stepen °C veći od 25 °C. Temperatura PV modula se može tačno izračunati uz pomoć NOCT faktora korištenjem sljedeće jednačine:

$$T_{mod}(^{\circ}\text{C}) = T_{amb}(^{\circ}\text{C}) + \left(\frac{NOCT(^{\circ}\text{C}) - 20^{\circ}\text{C}}{800} \right) \cdot S$$

gdje je:

- T_{mod} [°C] – temperatura PV modula
- T_{amb} [°C] – temperature vazduha
- NOCT [°C] – Faktor koji dostavlja proizvođač modula (najčešće 47-50 °C)
- S [W/m²] – Trenutna solarna iradijacija

Vrlo lako se može proračunati, da u zavisnosti od trenutne iradijacije (za opseg 500-1000 W/m²), temperatura PV modula tokom dana može biti i 20-40 °C veća od temperature vazduha (na suncu). To znači da tokom ljetnog dana u BiH, kada je temperatura u hladu 30-40°C, a temperatura vazduha oko modula 50 °C, temperatura PV modula može da dostigne vrijednost i do 90 °C. Zbog toga, efikasnost PV modula će se značajno smanjiti ([90°C - 25°C]*0.5%=32.5%). Na kraju ispada da PV elektrana, u periodu kada bi trebala da proizvodi najviše, radi čak sa do 32% manje snage od nominalne. Sve ovo doprinosi da ukupna efikasnost PV elektrana iznosi oko 10-15%.

KSE nemaju poluprovodničke materijale, tako da je njihova efikasnost u najvećoj mjeri zavisi od efikasnosti termo-dinamičkog ciklusa. Maksimalna efikasnost termo-dinamičkog ciklusa koja se teorijski može postići je data sa efikasnošću Karnoovog ciklusa:

$$\eta = \frac{T_{hot} - T_{cold}}{T_{hot}} \cdot 100$$

gdje je:

- η [%] – efikasnost u procentima
- T_{hot} [K] – apsolutna temperatura izvora toplote
- T_{cold} [K] – apsolutna temperatura hladnjaka

Što je veća apsolutna temperatura izvora toplote, a manja temperatura hladnjaka, veća će biti efikasnost elektrane. To znači da KSE elektranama odgovara da ambijentalna temperatura bude što veća, jer im se povećava efikasnost, za razliku od PV kojima se efikasnost pri visokim temperaturama smanjuje.

Ukupna efikasnost KSE je slična konvencionalnim termoelektranama – oko 30 %.

Sljedeća tabela prikazuje efikasnost različitih elektrana:

Tabela 4-3 - Efikasnost konverzije energije za različite elektrane

Elektrana	PV	KSE	VE	HE	TE
Efikasnost [%]	~15	~30	~35	70÷90	30÷35

4.3.6 Proizvodnja energije

Energija koju solarne elektrane proizvedu najviše zavisi od solarnog potencijala, odnosno od nivoa iradijacije. Lokacija sa većim nivoom zračenja će imati veći faktor kapaciteta (eng. *Capacity Factor* – CF) i obrnuto.

Faktor kapaciteta (CF) se najčešće koristi da opiše koliko električne energije određena elektrana proizvodi u odnosu na njenu nominalnu snagu. Definisan je kao odnos ukupne proizvedene električne energije tokom određenog vremenskog perioda (najčešće godinu dana), i električne energije koja je mogla da se proizvede ako bi elektrana radila sa punom snagom tokom tog vremenskog perioda:

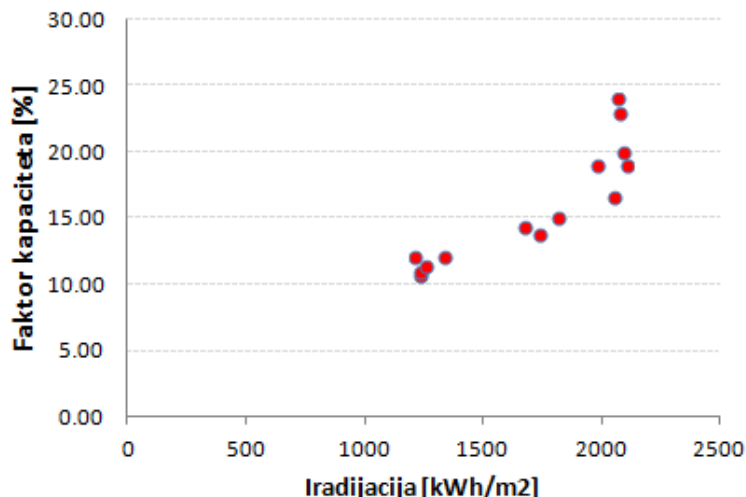
$$CF(\%) = \frac{We}{Pn \cdot 8760} \cdot 100$$

gdje je:

- We [MWh] - energija proizvedena u toku jedne godine
- Pn [MW] - nominalna snaga elektrane
- 8760 - broj sati u jednoj godini

Faktor kapaciteta je izračunat za veći broj PV elektrana u Evropi. Za nekoliko PV elektrana u Nemačkoj (snage 52-128 MW) CF je u opsegu 10.66÷12.05%, dok je za PV elektrane u južnoj Ukrajini (snage 70-105 MW) CF u opsegu 13.75÷14.74%. S druge strane, CF za PV elektrane u južnoj Evropi (Francuska, Italija, Španija) je još veći i najveću vrijednost ima kod elektrana na jugu Španije od 19 do 24%.

Slika 4.12 prikazuje CF [%] u odnosu na godišnju sumu globalne iradijacije za optimalno orijentisani solarni panel [kWh/m²]:

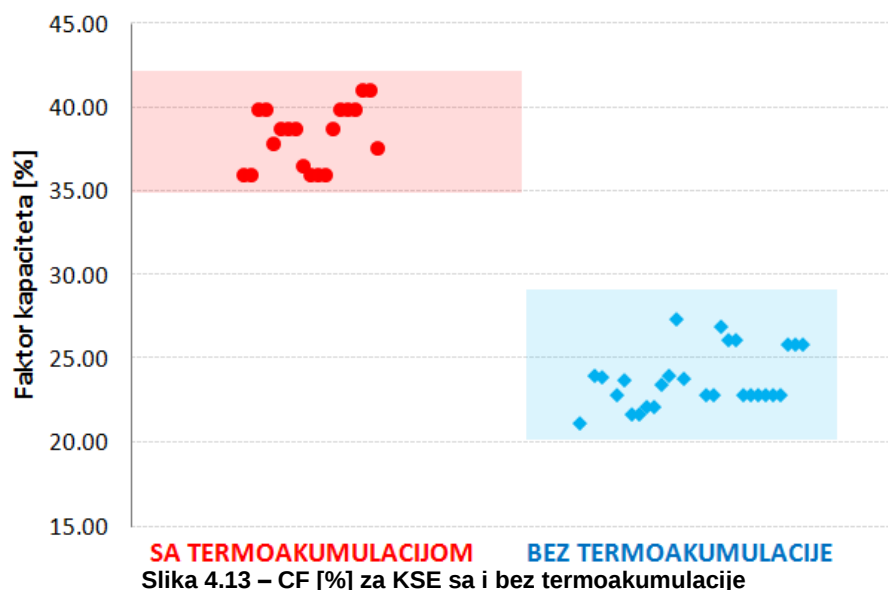


Slika 4.12 – CF [%] u odnosu na godišnju sumu globalne iradijacije za optimalno orijentisani solarni panel [kWh/m²]

Jasno se vidi da CF raste sa porastom iradijacije.

Uzimajući u obzir da godišnja suma globalne iradijacije za optimalno orijentisani solarni panel u BiH iznosi od 1500kWh/m^2 u sjevernim dijelovima zemlje do 1850kWh/m^2 u južnim dijelovima, CF može biti u opsegu od 14-18%.

Faktor kapaciteta za KSE zavisi od toga da li ove elektrane imaju termo-akumulaciju ili ne. Na osnovu podataka za preko 30 KSE bez i 20 KSE sa termo-akumulacijom, na raznim lokacijama u južnoj Španiji (gdje je godišnja suma iradijacije oko $2000\text{--}2200\text{kWh/m}^2$) napravljena je sljedeća slika:



Sa ove slike vidimo da je CF za KSE sa TA oko 38%, dok je za KSE bez TA oko 25%. U svakom slučaju, električna energija koju proizvode KSE (sa ili bez TA) je veća od one iz PV elektrana.

Kao primjer, možemo da analiziramo proizvodnju električne energije na godišnjem nivou za tri različite solarne elektrane (PV, KSE bez TA i KSE sa TA) iste nominalne snage od 50 MW. Faktor kapaciteta za PV elektranu je uzet da bude 20%, za KSE bez TA 25%, a za KSE sa TA 38%. Proračunata proizvedena električne energija iz KSE sa TA je 166.44 GWh, što iznosi 52% više od KSE bez TA (109.5 GWh), i čak 90% više od PV elektrane (87.6 GWh).

Rezultati su dati u tabelarnoj formi:

Tabela 4-4 - Proizvedena električne energija iz različitih solarnih elektrana

Elektrana	PV	KSE	
Akumulacija	NE	NE	DA
Pn [MW]	50	50	50
CF[%]	20	25	38
We[GWh]	87.6	109.5	166.44

Postavlja se pitanje: PV ili KSE? Sa ili bez termo-akumulacije?

Sa slike Slika 4.10 se vidi da je prosječna cijena PV elektrane oko 1.94 miliona EUR/MW, KSE bez TA 3.59 miliona EUR/MW i KSE sa TA 5.17 miliona EUR/MW.

Uzimajući u obzir da je energija koju proizvodi KSE sa TA 52% veća od one bez TA, a da je cijena kapitalnih troškova 44% veća, očigledno je da je KSE sa TA bolje rješenje. Takođe, KSE sa TA imaju veću fleksibilnost u pogledu trenutka kada proizvode električnu energiju, tako da i u danima sa slabijim sunčevim zračenjem mogu da akumuliraju toplotu, da bi električnu energiju proizvodili u vrijeme kada je cijena električne energije najveća – u vrijeme dnevnog i večernjeg vršnog opterećenja. S druge strane, KSE bez TA proizvode energiju samo u periodima sa sunčevim zračenjem.

Iako KSE sa TA proizvode 1.9 puta više električne energije od PV elektrana, njihova cijena je 2.6 puta veća, što ukazuje da je ekonomičnije izgraditi PV elektranu od KSE. Međutim, na slobodnom tržištu električne energije, to ne mora da bude slučaj, jer cijena električne energije varira u toku dana, što može da pogoduje KSE sa TA.

Velike PV elektrane nemaju sisteme za skladištenje energije (baterije) i zbog toga proizvode električnu energiju samo u trenucima sa direktnim sunčevim zračenjem. Zbog toga njihova proizvodnja nije u potpunosti predvidljiva. Iako se predviđanje proizvodnje za PV elektrane može sa prihvatljivom sigurnošću odrediti i do nekoliko dana unaprijed, može se desiti da se u toku vedrih dana, na kratko (period od nekoliko desetina minuta) pojavi oblak koji će zasjenčiti cijelu elektranu i spustiti njenu snagu sa vrijednosti sa kojom je prvobitno radila (može biti bliska nominalnoj) na vrlo malu vrijednost. U slučaju velikih PV elektrana (50-100MW) ovo može biti veliki udar na EES. Na slobodnom tržištu, proizvođači će morati da predvide proizvodnju svoje elektrane unaprijed, i ukoliko dođe do velikih razlika između stvarne i predviđene proizvodnje, može doći do gubitka prihoda.

S druge strane, KSE sa TA imaju stalnu izlaznu snagu čak i u trenucima sa promjenljivom oblačnošću ili slabom iradijacijom. Takođe, one mogu da akumuliraju energiju što im omogućava da rade sa punom snagom i u periodu maksimalnog opterećenja sistema (oko 19-20h). Cijena električne energije na slobodnom tržištu tokom datog sata (i nekoliko sati prije/poslije) je najveća. PV elektrana tokom večernjeg maksimuma uopšte ne proizvodi energiju, dok KSE sa TA proizvodi – i to može da radi sa nominalnom snagom. Ovo pokazuje da je na slobodnom tržištu cijena kWh koji proizvode KSE sa TA mnogo veća od kWh koji proizvede PV elektrana.

Tokom vreljih ljetnih dana, maksimalno opterećenje sistema se može pomjeriti ka sredini dana (oko 14-15 h) kao posljedica velikog udjela potrošnje klima uređaja. Uzimajući u obzir da su ovo dani sa visokom ambijentalnom temperaturom i visokim vrijednostima iradijacije, temperatura PV modula će biti veoma visoka što će zauzvrat značajno smanjiti izlaznu snagu PV elektrane (do 30%). Očigledno je da se čak i tokom ovih dana proizvodnja PV elektrane ne može natjecati sa KSE.

4.3.7 Uticaj na elektroenergetski sistem

Solarne elektrane velike snage (50-100MW) se vezuju se na prenosnu mrežu, te mogu imati veliki uticaj na stanje u cijelom EES-u.

Solarne PV elektrane, kao i bilo koja druga elektrana koja je preko invertora povezana na prenosni sistem, unosi harmonike u mrežu. Ovo može biti poseban problem ako je mreža u ovom dijelu sistema slaba (tj. snaga trofaznog kratkog spoja u tački priključenja je mala). U tom slučaju je potrebno uraditi detaljnu harmonijsku analizu koja bi odredila da li je potrebno ugraditi filtere za eliminisanje harmonika. PV elektrane, radeći sa promjenljivim faktorom snage, podržavaju napon u mreži i imaju pozitivan uticaj na prilike u ustaljenom stanju. PV elektrane, kao izvor energije koji je povezan preko invertora na mrežu, ne doprinosi povećanju struje kratkog spoja.

Pored toga, PV elektrane imaju negativan uticaj na EES u smislu da je njihova proizvodnja relativno nepredvidljiva. Ukoliko PV elektrana po sunčanom danu radi sa snagom bliskoj nominalnoj, i ako je u tom trenutku prekrije oblak, može doći do praktično trenutnog smanjenja snage na vrijednost manju od 10%. Iz tog razloga, rezerva primarne i sekundarne regulacije se mora povećati kako bi se pokrila nepredvidljivost proizvodnje.

S druge strane, KSE su povezane na mrežu klasičnim sinhronim generatorima, te zbog toga imaju sličan (skoro identičan) uticaj kao i konvencionalne termoelektrane. Stoga ove elektrane u svakom smislu imaju pozitivan uticaj na prilike u EES-u. Sinhroni generatori u ovim elektranama predstavljaju moćan reaktivni element koji proizvodnjom/apsorpcijom reaktivne energije poboljšavaju naponske prilike u cijeloj mreži. KSE povećavaju struju kratkog spoja, dok s druge strane ne unose harmonike u sistem. Ove elektrane mogu da povećaju snagu primarne i sekundarne regulacije čime se povećava stabilnost EES-a.

4.3.8 Primjena u BiH

S obzirom na sve navedene karakteristike PV i KSE izvora, i na geografske karakteristike BiH, kao i sa do sada izmjerenim mapama iradijacije, činjenica je da BiH posjeduje značajan solarni potencijal, pogotovo u oblasti Hercegovine i Posavine. Međutim, konfiguracija terena kao i naseljenost područja, ograničavaju direktnu primjenu ovih izvora energije i o tome se naročito vodilo računa u ovoj studiji. Uporedna analiza PV i KSE je pokazala da, iako se ne može odrediti jasna prednost jedne tehnologije u odnosu na drugu, da je ipak upotreba PV elektrana u Evropi znatno veća od KSE, zbog mogućnosti fazne (modularne) izgradnje i manje cijene, pa je i zbog toga izgradnja PV elektrana favorizovana na neki način u ovom Elaboratu. Tako su prvobitno definisana dva scenarija: fotonaponski (100% PV) i kombinovani Tako su definisana dva scenarija: fotonaponski (100% PV) i kombinovani gdje je odnos između KSE i PV elektrana je 1:3 u korist PV elektrana.

Pošto KSE zahtijevaju pristupačniji ravniji teren i bolju putnu infrastrukturu, na takvim lokacijama će one imati prednost, dok će PV imati prednost na svim ostalim lokacijama.

5 TARIFNA PRAVILA

U većini zemalja je razvoj PV elektrana u okviru regulisanog tržišta. Uvođenje, izmjene i napuštanje nacionalnih podsticajnih mjera, značajno utiče na razvoj PV elektrana. Opadajuća politička podrška za PV elektrane je dovela do smanjenja tržišta u nekoliko evropskih zemalja (Njemačka, Italija, Španija, Rumunija, Bugarska...) dok je implementacija novih podsticajnih mjera dovela do ogromnog porasta u drugim delovima svijeta (Kina, Japan...)

Sa skoro 38.4 GW novoizgrađenih kapaciteta u PV elektranama u svetu, 2013. godina je bila istorijska za PV tehnologiju u poređenju sa prethodnom 2012. godinom kada je instalirano oko 30 GW [21]. Do porasta je došlo i pored relativnog pada u Evropi, koji je primjetan već od 2012. godine, jer je zabeležen velik porast u Aziji. U Evropi je 2013. godine priključeno 11 GW PV kapaciteta dok je u 2012. i 2011. taj broj bio veći 17.7 GW odnosno 22.4 GW. U 2013. godini Kina je zabilježila najveći broj instaliranih PV kapaciteta od 11.8 GW a slede je Japan sa 6.9 GW i SAD sa 4.8 GW.

U zavisnosti od podrške na nacionalnom nivou, odnosno političkih odluka za smanjenjem podsticajnih mjera, broj novoizgrađenih PV kapaciteta u evropskim zemljama varira iz godine u godinu. Izmjene u podsticajnim mjerama su dovodile do ogromnog porasta PV kapaciteta u jednoj godini, a zatim do skoro potpunog prekida razvoja u narednim godinama. Zbog smanjenja podsticajnih mjera, novi instalirani PV kapacitetu u 2013. godini (u poređenju sa 2012. godinom) su u Belgiji pali sa 600 MW na 215 MW, u Francuskoj sa 1115 MW na 613 MW a u Danskoj sa 300 na 200 MW.

U zemljama u okruženju najizraženiji je slučaj Bugarske koja je 2012. godine zabilježila porast od 843 MW u PV kapacitetima, a naredne godine je taj broj iznosio 10 MW. Ukidanjem podsticajnih mjera, pa i uvođenjem retroaktivnih taksi za već dodjeljene podsticajne mjere PV tržište u Bugarskoj je u 2014. godini praktično stalo sa simboličnih 1 MW u dosadašnjem periodu ove godine. U Rumuniji se porast u PV instalacijama desio 2013. godine, ali će zbog dodatnih mjera u pogledu smanjivanja podsticajnih tarifa taj broj u 2014. godini biti značajno manji.

Osnovni ciljevi Tržišnih pravila su:

- obezbjeđivanje uslova za siguran pogon elektroenergetskog sistema BiH kroz efikasan sistem pomoćnih usluga i balansnog tržišta;
- balansiranje elektroenergetskog sistema BiH uz što manje troškove;
- stvaranje uslova za efikasno funkcionisanje i daljnji razvoj veleprodajnog i maloprodajnog tržišta električne energije u BiH.

Tržišnim pravilima uređuju se odnosi između NOS-a BiH i licenciranih učesnika na tržištu električne energije definišući same učesnike, obim njihovih aktivnosti i komercijalnih odnosa na elektroenergetskom tržištu. Tržišnim pravilima se definiše i način na koji NOS BiH izvršava svoje obaveze, a koje se odnose na upravljanje i rad mehanizma za balansiranje, upravljanje sporazumima za nabavku pomoćnih usluga,

obezbjedenje podataka za poravnanje energetske transakcije (komercijalna mjerenja), upravljanje zagušenjima, raspodjelu naknada za neželjena odstupanja sa vanjskim kontrolnim zonama, ispostavu računa za pomoćne usluge i balansiranje i dr.

Jedinstveno tržište električne energije donosi sljedeće prednosti za kupce:

- slobodan izbor snabdjevača električnom energijom
- pregovore o elementima ugovora sa snabdjevačem električne energije
- cijenu električne energije formiranu na tržišnim osnovama

Otvaranje tržišta električne energije odvijaće se postepeno, a cilj otvaranja je stvaranje, održavanje i razvoj konkurentnih odnosa između učesnika na tržištu električne energije. Udio potrošnje svih kupaca koji mogu steći status kvalificiranog kupca električne energije u ukupnoj potrošnji električne energije u BiH, na godišnjem nivou, predstavlja pokazatelj otvorenosti tržišta. Učesnici na tržištu električne energije su: kvalificirani kupci, proizvođači, trgovci i snabdjevači. Kvalificirani kupac je kupac koji ispunjava uslove i kriterije propisane posebnim aktima nadležne regulatorne komisije za električnu energiju i koji je slobodan da kupuje električnu energiju na tržištu po svom izboru. Proizvođač za kvalificirane kupce je onaj proizvođač koji nije obavezan da svoju cjelokupnu proizvodnju isporuči kroz obavezu pružanja javne usluge. Trgovac električnom energijom je trgovac koji posjeduje odgovarajuću licencu za trgovinu i snabdjevanje električnom energijom. Snabdjevač za kvalificirane kupce je snabdjevač koji posjeduje licencu za obavljanje djelatnosti snabdjevanja kvalificiranih kupaca.

Jedni od snabdjevača na tržištu su i proizvođači obnovljivih izvora električne energije (OIE). Podsticanje upotrebe obnovljivih izvora energije jedan je od strateških ciljeva energetske politike EU, iskazan i kroz evropsko energetske zakonodavstvo, odnosno Direktivu o podsticanju upotrebe električne energije iz OIE. Tom se Direktivom od zemalja članica traži uspostava sistema podsticaja za OIE. Svaka država članica EU postavlja svoj nacionalni cilj za proizvodnju električne energije iz OIE.

Razvoj i korištenje OIE u Bosni i Hercegovini, kao i nacionalni ciljevi u pogledu udjela energije iz OIE u ukupnoj finalnoj potrošnji energije u Bosni i Hercegovini, u periodu do 2020. godine, utvrđuju se Nacionalnim akcionim planom korištenja obnovljivih izvora energije Bosne i Hercegovine. Vlade FBiH i RS su donijele Uredbe o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije prema kojoj je svaki snabdjevač obavezan da na računu koji dostavlja kupcu kao posebnu stavku označi iznos ukupne naknade za podsticanje obnovljivih izvora energije. Uredbom je definisana jedinična naknada koja se izražava u konvertibilnim markama po utrošenom kilovatsatu električne energije (KM/kWh). Sredstva prikupljena od naknade za obnovljive izvore energije idu Operateru za obnovljive izvore energije i kogeneracije, iz kojih se, između ostalog, vrši plaćanje proizvođača električne energije iz obnovljivih izvora, finansira trošak rada Operatora za OIEiK i drugi troškovi vezani za OIEiK.

Vrste podsticaja za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora ili u efikasnoj kogeneraciji su:

- pogodnosti prilikom priključenja na mrežu;
- prednost u pristupu mreži (dispečiranje);
- pravo na obavezan otkup električne energije;
- pravo na garantovanu otkupnu cijenu ("Feed-in" tarifu);
- pravo na premiju za potrošnju električne energije za vlastite potrebe ili prodaju na tržištu.

Status privilegovanog proizvođača mogu steći pravna i fizička lica kojim je utvrđen status kvalifikovanog proizvođača u skladu sa članom 20. stav (2) Zakona OIEiEK i koji posjeduju Dozvolu za rad za proizvodnju električne energije Regulatorne komisije za obavljanje djelatnosti proizvodnje električne energije u FBiH u sljedećim vrstama proizvodnih postrojenja, odnosno elektrana:

- hidroelektrani instalisane snage do 10 MW,
- vjetroeletkani,
- solarnoj elektrani, instalisane snage do i uključivo 1 MW,
- geotermalnoj elektrani instalisane snage do i uključivo 10 MW,
- elektrani na biomasu instalisane snage do i uključivo 10 MW,
- elektrani na biogas instalisane snage do i uključivo 1 MW,
- elektrani na otpad instalisane snage do i uključivo 5 MW,
- postrojenju efikasne kogeneracije instalisane snage do i uključivo 5 MWe.

Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske (REERS) daje definiciju povlašćenog proizvođača u RS. Pravo na podsticaj (subvenciju) može ostvariti proizvođač električne energije u novom postrojenju ako:

1. proizvodi električnu energiju koristeći obnovljive izvore energije na ekonomski primjeren način i uz zaštitu životne sredine u proizvodnom postrojenju, kako slijedi:
 - hidroelektrani instalisane snage do uključivo 10 MW,
 - vjetroeletkani,
 - solarnoj elektrani sa fotonaponskim ćelijama instalisane snage do uključivo 1 MW,
 - geotermalnoj elektrani instalisane snage do uključivo 10 MW,
 - elektrani na bio-masu instalisane snage do uključivo 10 MW,
 - elektrani na bio-gas instalisane snage do uključivo 1 MW;
2. proizvodi električnu energiju u efikasnom kogenerativnom postrojenju instalisane snage do uključivo 30 MW;
3. instalisani kapaciteti, odnosno proizvodnja električne energije u proizvodnim postrojenjima koja koriste obnovljive izvore ili efikasnu kogeneraciju za koje se ostvaruje pravo na podsticaj ne prelaze količine za podsticanje utvrđene Akcionim planom.

Pregled garantovanih otkupnih cijena u RS je dat u tabeli ispod.

Tabela 5-1 – Garantovane cijene za SE sa fotonaponskim ćelijama u RS od 1. maja 2014. godine

Solarne elektrane sa fotonaponskim ćelijama prema mjestu izgradnje	Prodaja u obaveznom otkupu			Prodaja na tržištu i potrošnja za vlastite potrebe	
	Garant. otkupna cijena KM/kWh	Referentna cijena KM/kWh	Premija KM/kWh	Referentna cijena KM/kWh	Premija KM/kWh
na objektima do uključivo 50 kW	0.3398	0.0541	0.2857	0.0793	0.2605
na objektima preko 50 kW do uključivo 250 kW	0.2947	0.0541	0.2406	0.0793	0.2154
na objektima preko 250 kW do uključivo 1 MW	0.2358	0.0541	0.1817	0.0793	0.1565
na zemlji do uključivo 250 kW	0.2735	0.0541	0.2194	0.0793	0.1942
na zemlji preko 250 kW do uključivo 1 MW	0.2181	0.0541	0.164	0.0793	0.1388

Garantovana cijena za proizvodnju iz OIE u FBiH se izračunava po metodologiji za utvrđivanje garantovanih otkupnih cijena koja uzima u obzir:

- Oblik primarne energije
- Ugovoreni period otkupa od 12. godina
- Tehnologija koja se koristi
- Datum stavljanja postrojenja u pogon
- Instalirana snaga postrojenja

Garantovana cijena zavisi od primarnog izvora i instalirane snage, a izračunava se tako što se pomnoži tarifni koeficijent sa referentnom cijenom. FERK je tokom juna 2014. godine usvojio pravilnik o metodologiji o načinu utvrđivanja garantovanih otkupnih cijena električne energije iz postrojenja za korištenje obnovljivih izvora energije i efikasne kogeneracije dok je Nacrt pravilnika o referentnoj cijeni nakon javne rasprave revidovan i upućen ponovo u javnu raspravu.

Pregled garantovanih otkupnih cijena električne energije iz OIE koje su važile za 2010., 2011. i 2012. godinu u FBiH je dat u tabeli ispod.

Tabela 5-2 – Garantovane cijene za SE u FBiH za period 2010-2012

Solarne elektrane	Referentna cijena Rc (KM/kWh)	Tarifni koeficijent (C)	Garantovana cijena $G_c = R_c * C$ (KM/kWh)
do 10 kW	0.1226	7.5	0.9195
od 10 kW do 30 kW	0.1226	6.6	0.8092
od 30 kW do 150 kW	0.1226	6	0.7356

od 150 kW do 1 MW 0.1226 4.2 **0.5149**

Akcion plan za korištenje obnovljivih izvora energije Federacije BiH, i Uredba o planiranju proizvodnje i potrošnje energije iz obnovljivih izvora RS predviđaju planiranu proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora koja će se podsticati do 2020. godine [22][23]. Iz datih planova u tabeli ispod su izdvojeni ukupni kapaciteti u solarnim elektranama, fotonaponskim i koncentrisanim, koji će se podsticati do 2020. godine.

Tabela 5-3 – Proizvodnja iz solarnih elektrana koja će se podsticati do 2020. godine

Solarne elektrane [MW]	Federacija BiH		Republika Srpska	
	2015	2020	2015	2020
Fotonaponske (PV)	5.2	12	3.25	4.2
Koncentrisane (STE)	0	0	0	0

Iz uvodnog teksta u ovom dijelu se može zaključiti da su za veliki porast novih kapaciteta za proizvodnju električne energije iz solarnih elektrana zaslužne značajne podsticajne mjere. Uvođenje podsticajnih mjera se uglavnom dešavalo u različitom vremenskom periodu u zemljama Evrope i Svijeta što se i ogledalo vrlo različitoj dinamici porasta novoizgrađenih kapaciteta po zemljama. Nakon ekonomske krize 2008. godine uslijedilo je i smanjivanje podsticajnih mjera za proizvodnju iz solarnih elektrana, čak i u zemljama koje su prednjačile u datoj podršci kao što su Njemačka i Španija. Nakon toga dolazi do kratkotrajnog porasta novoizgrađenih kapaciteta u zemljama koje do tada nisu imale iskorišten potencijal za proizvodnju električne energije u SE kao što su Rumunija i Bugarska. Zatim i u tim zemljama dolazi do radikalnog smanjenja, odnosno ukidanja podsticajnih mjera, pa čak i do uvođenja dodatnih retroaktivnih taksi (Bugarska) što je dovelo do potpunog zastoja razvoja SE.

Bosna i Hercegovina se nalazi u grupi zemalja koje još nisu iskoristile potencijal za proizvodnju električne energije u solarnim elektranama. Kao što se može vidjeti iz gore navedenog, podsticajne mjere za proizvodnju iz ovih elektrana postoje, ali samo na nivou distribucije. Naime, solarne elektrane čija je nominalna snaga veća od 1MW nemaju pravo na podsticaj u BiH i ne tretiraju se kao povlašćeni proizvođači električne energije, a planirani kapaciteti koji će se podsticati do 2020. godine nisu značajni sa aspekta uticaja na elektroenergetski sistem BiH. Iz prikupljenih aplikacija za sticanje statusa povlašćenog proizvođača iz OIE očekuje se ulaganje u solarne elektrane snage do 1 MW u budućem periodu, sve dok cijena tehnologije fotonaponskih modula i same izgradnje solarnih elektrana ne padne na prihvatljivu vrijednost, da bi cijena proizvedene električne energije bila konkurentna na slobodnom tržištu.

Shodno tome, cilj narednih poglavlja je da se bez obzira na ograničenje u instalisanosti snazi solarnih elektrana čija se proizvodnja podstiče do 2020. godine, analiziraju

moćućnosti prikljućenja većih solarnih elektrana na prenosnu mrežu BiH pod pretpostavkom smanjenja njihove cijene kapitalnih troškova i tržišne konkurentnosti.

ODREĐIVANJE POTENCIJALA IZABRANIH LOKACIJA ZA SE

U procesu identifikacije lokacija za potencijalne solarne elektrane različitih tipova uzeta je u obzir cijela teritorija BiH. Nakon početne identifikacije velikog broja lokacija izvršen je izbor lokacija pogodnih za solarne elektrane na osnovu faktora kao što su:

- Reljef terena na izabranoj lokaciji
- Ukupna površina u hektarima (sve iznad 150 ha)
- Raspored stanovništva i njihove djelatnosti
- Raspored energetskih objekata i topologija prenosne mreže

Važno je istaći da za ovu vrstu systemske analize nije presudno izvršiti evaluaciju konkretnih projekata SE, nego ukupan uzajamni uticaj na pogon sistema, bez obzira na konkretan projekat SE, mikrolokaciju ili investitora u SE.

Raspodjela pojedinačnih projekata po pojedinim scenarijima nije od značajnijeg uticaja na rezultate ove systemske studije, pa u tom smislu, niti autori, niti NOS ovdje ne navode niti jedan konkretan projekat SE. Prema tome, izabrane lokacije mogu poslužiti kao indikacija solarne iradijacije, reljefa, naseljenosti i kapaciteta prenosne mreže tog geografskog predjela, pa je samim tim tu je i najvjerovatnija pojava potencijalnih investitora na osnovu gore navedenih faktora.

Tabela 6-1 – Izabrane lokacije za solarne elektrane u BiH

Lokacija	Površina [ha]		Nadmorska visina [m]	Geografska širina	Geografska dužina	Iradijacija (optimalna) kWh/m2
	ravno	mješovito				
Ljubomir dolina	400	0	542	42° 46' 50"	18° 20' 11"	1730
Uboško polje	0	100	441	43° 15' 16"	18° 4' 59"	1730
Fatničko polje	300	0	468	43° 0' 19"	18° 19' 54"	1670
Zubačko polje	250	150	710	42° 37' 41"	18° 24' 47"	1740
Gatačko polje	1200	0	950	43° 6' 40"	18° 34' 53"	1630
Gatačko polje 2	800	0	946	43° 8' 14"	18° 32' 50"	1610
Postoljani	400	0	848	43° 19' 18"	18° 8' 36"	1660
Nevesinje	300	0	858	43° 15' 2"	18° 10' 57"	1670
Crnići	300	0	277	43° 7' 19"	17° 55' 2"	1840
Lakat	0	200	897	43° 20' 43"	18° 4' 49"	1500
Vilino polje	0	200	823	43° 24' 35"	17° 59' 17"	1490
Kružanj	0	200	671	43° 16' 43"	17° 56' 9"	1750
Mostarsko Blato	500	0	223	43° 19' 51"	17° 42' 7"	1790
Popovo polje	400	0	247	42° 50' 37"	18° 3' 36"	1790
Kočela	0	150	528	42° 45' 7"	18° 14' 49"	1720
Duvanjsko polje	550	400	874	43° 37' 39"	17° 16' 31"	1660
Livanjsko polje	600	0	704	43° 41' 14"	16° 52' 25"	1600
Šuićko polje	0	150	1120	43° 48' 50"	17° 9' 3"	1530
Vukovsko polje	0	500	1175	43° 53' 34"	17° 20' 47"	1490

Lokacija	Površina [ha]		Nadmorska visina [m]	Geografska širina	Geografska dužina	Iradijacija (optimalna) kWh/m2
	ravno	mješovito				
Rakitno polje	0	150	889	43° 32' 14"	17° 25' 25"	1610
Željjava	400	0	339	44° 49' 50"	15° 47' 6"	1400
Kladovo polje	0	150	1451	43° 26' 23"	18° 24' 34"	1480
Manjača	0	300	999	44° 33' 18"	17° 3' 28"	1410
Kupreško polje	150	300	1128	44° 2' 7"	17° 8' 35"	1460
Glasinačko polje	0	150	838	43° 52' 53"	18° 48' 52"	1450
Glasinačko polje2	0	200	847	43° 53' 29"	18° 49' 33"	1450
Glamočko polje	0	300	1017	44° 7' 18"	16° 51' 34"	1490
Dubrave	0	400	217	44° 26' 14"	18° 42' 51"	1450

Ukupna površina identifikovanih lokacija za solarne elektrane u BiH je:

- 6550 ha ravnih površina
- 4000 ha mješovitih površina

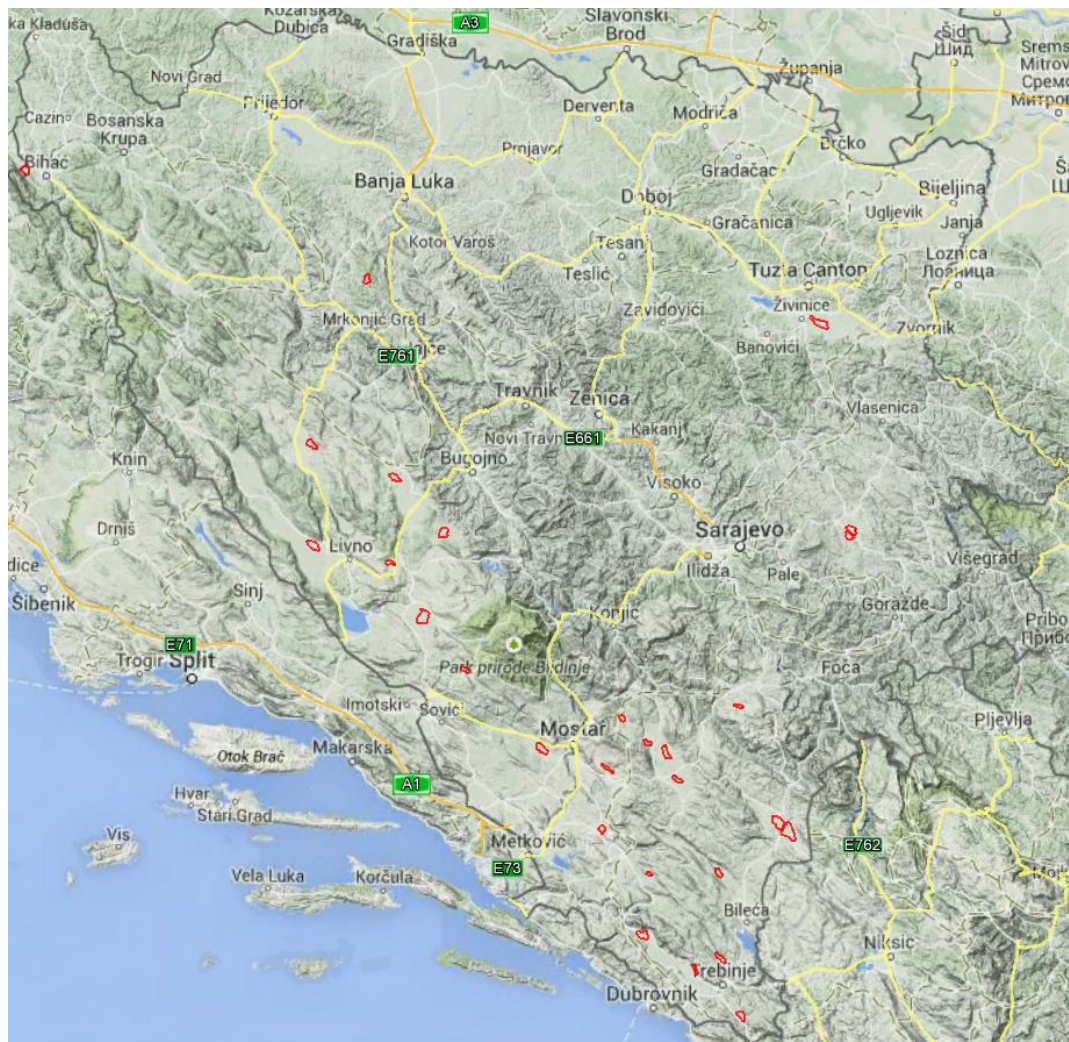
Reljef terena može da bude značajan ograničavajući faktor za izgradnju solarne elektrane ako se u razmatranje uzimaju KSE, pošto KSE zahtijevaju ravan teren sa malim nagibom (do 3%). Neravan teren s druge strane ne predstavlja ograničenje za PV elektrane pošto je postavljanje solarnih panela fleksibilno. Zbog toga su u tabeli 6.1 izabrane lokacije opisane ili kao „ravne“ ili kao „mješovite“ teren. Ravnne površine su pogodne za KSE (pod uslovom da imaju dovoljan energetski potencijal) i za PV elektrane, dok su mješovite površine pogodne samo za PV tehnologiju. U mješoviti teren se ubrajaju i padine brda i planina, kao i visoravni. Iako postoji širok dijapazon mješovitih površina na teritoriji Srednje Bosne, one su izbjegavane zbog velike nadmorske visine i teških vremenskih prilika u toku zime.

Ukupna površina prilikom izbora je birana da ne bude ispod 150 ha, pošto se u ovoj studiji primjenjuje makroenergetski pristup u ocjeni uticaja solarnih elektrana, tj. Cilj je da se identifikuju što veći skoncentrisani izvori solarne energije. Pošto za dobijanje snage od 1MW iz KSE treba pokriti površinu od bar 4ha (sa termoakumulacijom), a iz PV elektrana bar 2.5 ha, ukupne izabrane površine ispod 150 ha nisu bile od interesa.

Proces identifikacije i izbora lokacija za potencijalne solarne elektrane je najviše bio u koliziji sa trenutnim stanjem na terenu po pitanju rasporeda stanovništva i eksploatacije terena. Izbjegavane su lokacije na kojima je velika gustina stanovništva i objekata, kao i vidljive poljoprivredne površine. Taj kriterijum je eliminisao skoro cijelu sjevernu Bosnu i Semberiju u izboru lokacija za solarne elektrane. Raspored postojećih i budućih energetskih objekata je korišćen samo kao dodatna pogodnost u izboru lokacija, uzimajući u obzir prije svega 110 kV naponski nivo.

Pored izabranih potencijalnih lokacija uzeta je u obzir jedna fotonaponska elektrana za koju je podnijeta aplikacija za priključenje na prenosnu mrežu (zaključno sa Avgustom 2014) a to je PV Bjelašnica snage oko 35 MW (Green Energy d.o.o). Ova elektrana će biti razmatrana i analizirana zajedno sa ostalim identifikovanim lokacijama.

Na slici 6.1 su prikazane izabrane lokacije, obilježene crvenim okvirima na reljefnoj karti BiH, i može se vidjeti da je najveći broj lokacija na teritoriji Hercegovine, odnosno zapadne Bosne. U Prilogu A je prikazan geografski položaj i nazivi lokacija u odnosu na saobraćajnu infrastrukturu na uvećanim prikazima reljefne mape. Približni položaj izabranih lokacija u odnosu na prenosnu mrežu BiH je prikazan na slici Slika 6.3.



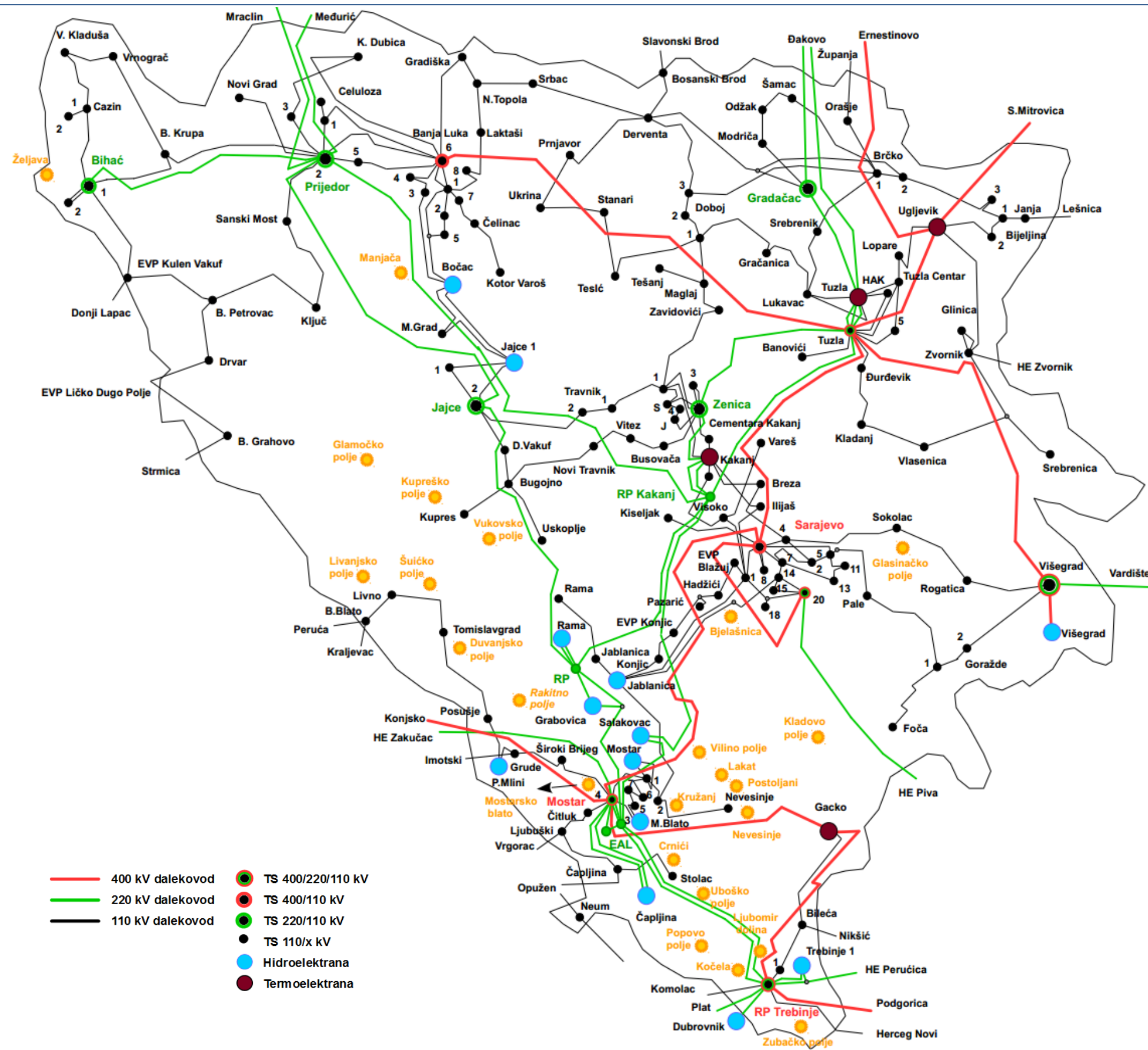
Slika 6.1 – Potencijalne izabrane lokacije za analizu integracije SE u BiH

Energetski potencijal svake od lokacija (u vidu instalisane snage) će biti utvrđen u sljedećem potpoglavlju. Iako je u tabeli 6.1 dat podatak o optimalnoj iradijaciji na nivou jedne godine za svaku od lokacija, potrebno je detaljnije sagledati svaku od njih, i prije svega utvrditi neophodan broj hektara površine koji se treba iskoristiti za dobijanje 1MW instalisane snage za obe tehnologije od interesa.

Sa slike 6.1, a i u skladu sa slikom 3.1, jasno je da je najveći broj izabranih lokacija na teritoriji Hercegovine. Energetski potencijal urbanih područja i distribuirane proizvodnje solarne energije (npr. pokrivanje krovnih površina PV panelima) nisu uzimani u obzir u ovoj studiji. Preklapanjem mape izabranih lokacija i mape prenosne mreže će se odrediti načini priključenja za potencijalne elektrane na prenosnu mrežu BiH (Slika 6.2).

[illegible]

Slika 6.2 – Mapa prenosne mreže BiH u odnosu na izabrane lokacije za SE



Slika 6.3 Potencijalne lokacije za SE i prenosna mreža BiH 2014. godina

6.1 Instalirana snaga SE na izabranim lokacijama

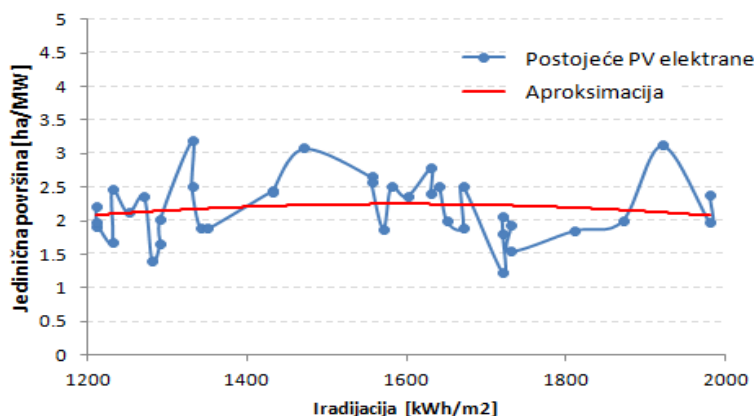
Instalirana snaga i vrsta SE na izabranim lokacijama se vrši na osnovu podataka o reljefu terena, površini i nivou iradijacije na datim lokacijama.

Reljef terena je odlučujući faktor za određivanje solarnih scenarija odnosno identifikaciju lokacija na kojima je moguće izgraditi i KSE i PV elektrane ili samo PV elektrane. KSE zahtijevaju ravan teren sa malim nagibom (do 3%). Neravan teren s druge strane ne predstavlja ograničenje za PV elektrane, pošto je postavljanje solarnih panela fleksibilno. Iz tog razloga su potencijalne lokacije u prethodnom dijelu opisane kao „ravne“ ili kao „mješovite“ terene. Ravne površine su pogodne za KSE (ukoliko imaju dovoljan energetska potencijal) i za PV elektrane, dok su mješovite površine pogodne samo za PV tehnologiju. Na osnovu ove podjele, definisana su dva scenarija integracije SE u pogledu tehnologije:

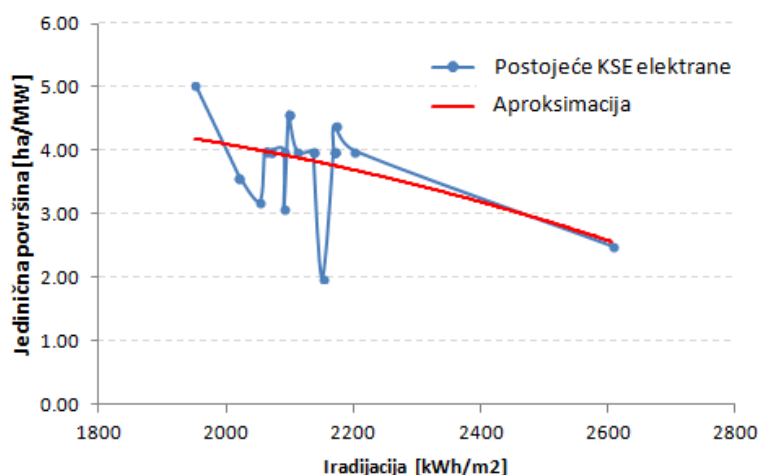
1. **Kombinovani scenario** – KSE i PV elektrane. U ovom scenariju KSE elektrane imaju prednost na lokacijama čiji reljef terena omogućava izgradnju KSE elektrane.
2. **Fotonaponski scenario** – PV elektrane. Na svim lokacijama je uzeta u obzir izgradnja samo PV elektrana.

Energetski potencijal svake od lokacija odnosno instalirana snaga na osnovu podatka o optimalnoj iradijaciji na nivou jedne godine za svaku od lokacija i na osnovu neophodnog broja hektara površine za dobijanje 1 MW instalirane snage za obe tehnologije od interesa.

Jedinična površina potrebna za izgradnju 1 MW u SE je dobijana na osnovu stvarnih podataka o površini i iradijaciji postojećih solarnih elektrana veće snage. Na osnovu tih podataka napravljeni su dijagrami zavisnosti potrebne jedinične površine za 1 MW instalirane snage u odnosu na raspoloživu iradijaciju. I pored toga što jedinična površina zavisi i od drugih faktora, aproksimacija ovih kriva zavisnosti može da posluži za određivanje jedinične površine za lokacije u BiH pogotovo što se potrebne jedinične površine za analizirane postojeće solarne elektrane nalaze u uskom opsegu iradijacije koja je od interesa za BiH. Aproksimirane krive jedinične površine u zavisnosti od nivoa iradijacije su prikazane na slikama ispod. Podaci o KSE elektranama se odnose na elektrane sa termičkom akumulacijom kako bi se dobile konzervativnije procjene u pogledu potrebne površine.



Slika 6.4 Zavisnost jedinične površine od iradijacije [ha/MW] – PV elektrane



Slika 6.5 Zavisnost jedinične površine od iradijacije [ha/MW] – KSE elektrane

Dijeljenjem raspoložive površine na potencijalnim lokacijama sa jediničnom površinom određenu za svaku lokaciju dobijala se potencijalna instalisana snaga na datim lokacijama:

$$Instalisana\ snaga\ [MW] = \frac{Raspoloživa\ površina\ [ha]}{Jedinična\ snaga\ [ha/MW]}$$

Dobijene vrijednosti su zaokružene na sljedeći način:

- PV elektrane – zaokruženo na manju deseticu
- KSE elektrane – zaokruženo na manju deseticu i dodatno na tipične veličine agregata koji su u upotrebi u KSE elektranama (50, 100 i 120 MW).

Potencijalna instalisana snaga po solarnim scenarijima je sljedeća:

- **Kombinovani scenario – 3060 MW**
 - KSE elektrane – 900 MW
 - PV elektrane – 2160 MW
- **Fotonaponski scenario – 4010 MW**

Instalisana snaga po pojedinačnim lokacijama je prikazana u tabeli Tabela 6-2. U kombinovanom scenariju odnos između KSE i PV elektrana je 1:3 u korist PV elektrana. Iako identifikovan ravan teren za KSE ima veću površinu, jedinična površina je skoro duplo veća od jedinične snage za PV elektrane, pa je i manja potencijalna instalisana snaga KSE elektrana. Takođe, za KSE elektrane su uzete u obzir samo ravne površine sa iradijacijom većom od 1600 kWh/m² pošto se za manje vrijednosti iradijacije dobijaju veće vrijednosti jedinične površine. U fotonaponskom scenariju ukupna instalisana snaga je za 1000 MW veća od ukupne snage u kombinovanom scenariju upravo zbog manje jedinične površine za PV elektrane.

Može se zaključiti da ukupna potencijalna instalisana snaga SE u oba scenarija predstavlja ogroman potencijal i da praktično prevazilazi ne samo vršnu potrošnju u BiH, već je za oko 15% manja u kombinovanom, a za oko 10% veća u fotonaponskom scenariju od ukupne instalisane snage u postojećim elektranama u BiH. U narednom dijelu studije će se odrediti mogući načini priključenja predloženih SE, bez obzira na kapacitete prenosne mreže. To znači da će se svaka lokacija razmatrati pojedinačno, a zatim će se odrediti mogućnosti integracije sa aspekta zadovoljenja sigurnosti EES BiH.

Tabela 6-2 – Potencijalna instalisana snaga solarnih elektrana na izabranim lokacijama

Lokacija	Površina [ha]		Iradijacija (optimalna) kWh/m2	Kombinovani scenario [MW]		Fotonaponski scenario [MW]
	ravno	Mješovito		KSE	PV	PV
Ljubomir dolina	400	0	1730	50		170
Uboško polje	0	100	1730		40	40
Fatničko polje	300	0	1670	50		130
Zubačko polje	250	150	1740	50	60	170
Gatačko polje	1200	0	1630	200		260
Gatačko polje 2	800	0	1610	150		350
Postoljani	400	0	1660	50		170
Nevesinje	300	0	1670	50		130
Crnići	300	0	1840	50		130
Lakat	0	200	1500		80	80
Vilino polje	0	200	1490		80	80
Kružanj	0	200	1750		80	80
Mostarsko Blato	500	0	1790	100		100
Popovo polje	400	0	1790	50		170
Kočela	0	150	1720		60	60
Duvanjsko polje	550	400	1660	100	150	280
Livanjsko polje	600	0	1600		260	260
Šuičko polje	0	150	1530		60	60
Vukovsko polje	0	500	1490		220	220
Rakitno polje	0	150	1610		60	60
Željava	400	0	1400		180	180
Kladovo polje	0	150	1480		60	60
Manjača	0	300	1410		130	130
Kupreško polje	150	300	1460		200	200
Glasinačko polje	0	150	1450		60	60
Glasinačko polje 2	0	200	1450		80	80
Glamočko polje	0	300	1490		130	130
Dubrave	0	400	1450		170	170
				900	2160	
UKUPNO				3060		4010

6.2 Priključenje na prenosnu mrežu

U ovom dijelu su predloženi načini priključenja za sve potencijalne lokacije pojedinačno. Za određene lokacije su određena i dva alternativna načina priključenja postoje uslovi za to i ukoliko potencijalna instalisana snaga na datoj lokaciji to zahtjeva. Za određivanje načina priključenja prevashodno se koristio položaj predloženih lokacija za SE u odnosu na dalekovode i transformatorske stanice prenosne mreže. Pošto se analiza radi za dvije ciljne godine, uzeta je u obzir i planirana mreža koja bi bila od interesa za priključenje datih SE.

Na mapi prenosne mreže BiH (Slika 6.6) prikazane su i lokacije predloženih SE kao i planirani elementi prenosne mreže do 2025. godine koji bi bili od interesa u procesu određivanja načina priključenja datih SE. Takođe, prikazane su i lokacije planiranih vjetroelektrana koje su uzete u obzir za potrebe ove studije.

U odnosu na postojeću prenosnu mrežu, prikazani su sljedeći planirani dalekovodi od interesa kao i načini priključenja planiranih VE na postojeće i planirane dalekovode:

- 220 kV HE Rama – Mostar 4 i HE Rama – HE Zakućac (HR)
- 110 kV Kupres – (VE Debelo Brdo) – Tomislavgrad
- 110 kV Tomislavgrad – Rama
- 110 kV Stolac – Mostar 2
- 110 kV Stolac – (VE Trusina) – Bileća
- 110 kV Nevesinje – (HE Ulog) – Gacko
- 110 kV Foča – Sarajevo 20
- 110 kV Tuzla 5 – (Kalesija) – Zvornik
- 110 kV Livanjsko polje – (VE Orlovača) – Tomislavgrad
- 110 kV Tomislavgrad – (VE Gradina, VE Mesihovina) – Posušje
- 110 kV Mostar 2 – (VE Podveležje) – Jablanica

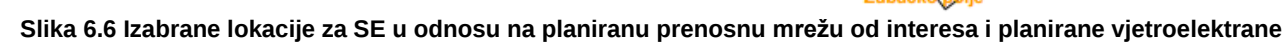
Za sve solarne elektrane određene su približne potrebne dužine dalekovoda za priključenje uvažavajući reljef terena i saobraćajnu infrastrukturu. U opštem slučaju gledalo se da te dužine ne budu velike, odnosno da ne budu preko 20 km. Jedina lokacija za koju nije pronađen odgovarajući način priključenja je Glamočko polje za koju bi najmanje trebalo preko 40 km 110 kV dalekovoda do TS Grahovo. Iz tog razloga je ova lokacija isključena iz daljih analiza, uz napomenu da ukoliko bi se u skladu sa budućim planovima izgradila 110 kV TS Glamoč, njeno priključenje bi se moglo izvršiti na datu TS.

Tačke priključenja za predložene solarne elektrane (transformatorska stanica ili priključak na dalekovod), naponski nivo priključenja i potrebna dužina dalekovoda su prikazane u tabeli Tabela 6-3.

Sljedeći korak je da se na osnovu određene potencijalne instalisane snage solarnih elektrana i predloženog načina priključenja na prenosnu mrežu izvrši analiza uticaja na EES BiH kroz proračune u elektroenergetskim studijama. Prvo će biti izvršen proračun kapaciteta priključenja, odnosno odrediće se koje lokacije i sa kojom instalisanom snagom se mogu priključiti na prenosnu mrežu u pogledu prenosnih kapaciteta i sigurnosti mreže. Rezultati dobijeni u toj analizi će biti ulazni podaci za dalje analize uticaja kroz proračune kratkih spojeva i dinamičke analize.

Tabela 6-3 – Načini priključenja na prenosnu mrežu za predložene SE

Lokacija	Tačka priključenja	Naponski nivo [kV]	Dužina DV [km]	Napomena o ulaznoj tački na DV
HERCEGOVINA				
Ljubomir dolina	(1) TS Trebinje 1	110	9	
	(2) TS Trebinje	220	14	
Kočela	DV 110kV Trebinje - Komolac	220	10	7 km od TS Trebinje
Zubačko polje	(1) TS Trebinje	110	9	
	(2) TS Trebinje	220	9	
Popovo polje	DV 220kV Mostar - Trebinje (2)	220	9	34 km od TS Trebinje
Uboško polje	TS 110 kV Stolac	110	14	
Crnići	DV 110 kV Stolac - Čapljina	110	1.6	5.6 km od TS Stolac
Kružanj	TS 110 kV Mostar 2	110	8	
Postoljani	TS 110 kV Nevesinje	220	7	
Lakat	DV 220 kV Salakovac - Kakanj	220	18	17 km od HE Salakovac
Vilino polje	DV 220 kV Salakovac - Kakanj	220	8	17 km od HE Salakovac
Nevesinje	TS 110 kV Nevesinje	110	10	
Fatničko polje	DV 110kV Gacko - Bileća	110	7	12 km od TS Bileća
Gatačko polje	DV 400 kV Trebinje - TE Gacko	400	1	10km od TE Gacko
Mostarsko Blato	DV 110 kV Mostar 4 - Široki Brijeg	110	3	5.5 km od TS Mostar 4
Kladovo polje	DV 110 kV Foča - Sarajevo 20	110	20	15 km od TS Foča
ZAPADNA BOSNA				
Rakitno polje	DV 220 kV HE Rama - Mostar 4	220	1	35 km od HE Rama
Duvanjsko polje	TS 110 kV Tomislavgrad	110	6	
Livanjsko polje	TS 110 kV Livno	110	12	
Šuičko polje	TS 110 kV Livno	110	4	
Kupreško polje	TS 110 kV Bugojno	110	10	
Vukovsko polje	DV 220 kV Jablanica - Jajce	220	32	20 km od HE Jablanica
Glamočko polje	-			
POJEDINAČNE LOKACIJE				
Željava	TS 220 kV Bihać 1	220	9	
Manjača	DV 220 kV Jajce 2 - Prijedor 2	220	4	32 km of TS Jajce 2
Glasinačko polje	DV 110 kV Sokolac - Rogatica	110	3	3.5 km od TS Sokolac
Dubrave	TS 110 kV Tuzla 5	110	5	
Bjelašnica	TS 110 kV Hadžići	110	12	



7**ELEKTROENERGETSKE STUDIJE**

U ovom poglavlju je prvo dat kratak pregled stanja sadašnjeg elektroenergetskog sistema BiH, da bi se onda prešlo na analizu postojećih planova za analizirani period. Kao glavni izvor za informacije o razvoju elektroenergetskog sistema BiH korišćen je „Indikativni plan razvoja proizvodnje 2015-2024“ [20] koji upravo obuhvata period koji se analizira. Pored razvoja proizvodnje dati plan sadrži i porast potrošnje na prenosnoj mreži za obuhvaćeni period. Što se tiče razvoja visokonaponske prenosne mreže korišćeni su podaci iz ENTSO-E „Desetogodišnjeg plana razvoja prenosne mreže 2014“.

Zatim je detaljno analiziran dijagram potrošnje u posljednjih nekoliko godina, da bi se definisali režimi opterećenja uzimajući u obzir specifičnost rada solarnih elektrana.

Bazni modeli za proračune tokova snaga i dinamičke simulacije su dostavljeni od strane NOS BiH i korišćeni da se razviju definisani režimi i scenariji.

Krajnji cilj ovog Elaborata predstavlja određivanje maksimalnog kapaciteta solarne energije koji se može povezati na sistem NOS BiH-a, vršenjem proračuna tokova snaga, proračuna kapaciteta priključenja, kratkih spojeva i dinamičkih analiza, u toku perioda koji obuhvata studija. Studije su prvo izvršene za elektroenergetski sistem BiH za 2015. godinu i ovaj slučaj služi za analizu postojećeg stanja elektroenergetskog sistema BiH.

Zatim su urađene detaljne analize sa integracijom solarnih elektrana za 2020. i 2025 godinu.

7.1**Postojeći elektroenergetski sistem BiH i planovi razvoja**

Elektroenergetski sistem BiH je razvijen pod teritorijalnim okvirom bivše Jugoslavije, tako da posjeduje neke slične karakteristike sa ostalim bivšim jugoslovenskim zemljama, proizvodnja energije bazirana je na termoelekttranama i hidroelekttranama, jakim interkonekcijama sa susjednim zemljama sa velikim prenosnim kapacitetima, velikim instalisanim snagama u visoko-naponskim transformatorskim stanicama, ali ne u potpunosti razvijenom 110 kV mrežom.

Ovo poglavlje sumira najvažnije tehničke karakteristike elektroenergetskog sistema BiH, specijalno u pogledu prenosa, iz perspektive budućeg priključenja solarnih elektrana. Daje pregled proizvodnih objekata koji trenutno rade u sklopu tri domaće elektroprivrede (EP BiH, EP HZHB, ERS), istorijske podatke o potrošnji električne energije i opterećenju sistema, i opis postojećeg prenosnog sistema.

Osnovni podaci o elekttranama unutar elektroenergetskog sistema BiH su prikazani u Tabeli 7.1 i Tabeli 7.2. Tu je ukupno 3792 MW instalisanih kapaciteta u energetsom sistemu BiH, od kojih 2005 MW (53%) je hidroelektrana (HE) i 1790 MW (47%) termoelektrana (TE). Od ukupnog instalisanog kapaciteta, 38 MW (1%) je povezan s distributivnom mrežom, 925 MW (24%) je povezano na 110 kV mrežu, 1959 MW (52%) s 220 kV mrežom, dok 870 MW (23%) je povezano na 400 kV mrežu.

Tabela 7-1 – Podaci o hidroelektranama

Rijeka	Ime HE	Maksimalna snaga na mreži			Reaktivna Snaga		Naponski nivo (kV)
		Br. Agregata	Snaga agregata	Max snaga (MW)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)	
Trebišnjica	Trebinje I	3	2x54+63	171	93	-60	220
	Trebinje II	1	8	8	/	/	<110
	Dubrovnik	1	108	108	52	-30	220
	Čapljina	2	220	440	252	-252	220
Neretva	Rama	2	80	160	78	-50	220
	Jablanica	6	30	180	126	-72	110
	Grabovica	2	57	114	56	-20	220
	Salakovac	3	70	210	99	-45	220
	Mostar	3	24	72	54	-24	110
	Mostarsko Blato	2	30	60	40	0	110
	Peć-Mlini	2	15.3	30.6	21	0	110
	Jajce I	2	30	60	44	0	110
Vrbas	Jajce II	3	10	30	16	0	<110
	Bočac	2	55	110	50	-20	110
Drina	Višegrad	3	105	315	150	-90	400

Hidroelektrane su smještene duž nekoliko rijeka, Trebišnjice i Neretve u južnom dijelu, rijeke Vrbas u sjevernom dijelu i Drine u istočnom dijelu države. Veliki akumulacioni bazeni su locirani u blizini HE Jablanice i HE Rama. Korisna akumulacija ovih elektrana je 70 GWh na rijeci Neretvi počevši s HE Jablanica i 303 GWh za HE Rama.

HE Čapljina je pumpno-akumulaciona hidroelektrana sa mogućnošću rada u nekoliko režima: pumpanja vode za vrijeme niskog opterećenja, proizvodnje električne energije za vrijeme visoke tarife, i za kompenzaciju napona u mreži. Korištena je za obezbjeđenje terciarne rezerve snage i frekvencije u BiH i na tržištu.

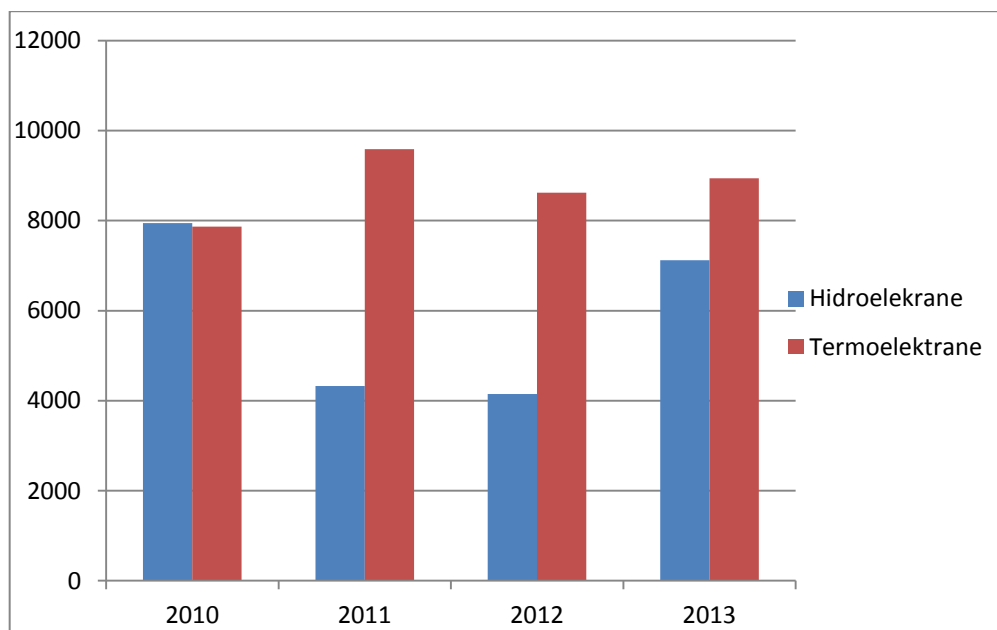
Termoelektrane u BiH koriste domaći ugalj (mrki ugalj ili lignit).

Do 2025. sljedeći blokovi će biti povučeni: Tuzla G3 (u 2019.), Tuzla G4 (u 2024.) i Kakanj G5 (u 2022.). Blok Kakanj G7 je rehabilitovan 2005. Rehabilitacija Tuzla G5 je u toku, Tuzla G6 i Kakanj G6 su predviđeni za rehabilitaciju. Nakon rehabilitacije očekivano je da će spomenuti blokovi biti povučeni nakon 2020. Životni vijek rehabilitovanih blokova je 15 godina. Projektovana neto snaga TE Ugljevik je 279 MW, ali uslijed tehničkih poteškoća može postići samo 250 MW. Obe TE Gacko i TE Ugljevik su predviđene da budu revitalizirane što će produžiti njihov vijek i zadovoljiti okolišne standarde u pogledu emisije štetnih tvari (čestice, sumpora, NO_x). Očekivana godina povlačenja revitaliziranih jedinica je nakon 2020 godine.

Tabela 7-2 – Podaci o termoelektranama

Ime TE	Maksimalna snaga na mreži			Reaktivna Snaga		Naponski nivo (kV)
	Blok	Snaga	Ukupno (MW)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)	
TE Tuzla	G1	29	630	*	*	110
	G2	29		*	*	110
	G3	85		62	0	110
	G4	175		124	-40	220
	G5	180		124	-40	220
	G6	190		133	-45	220
TE Kakanj	G1	29	385	*	*	110
	G2	29		*	*	110
	G3	29		*	*	110
	G4	29		*	*	110
	G5	95		75	-25	110
	G6	85		83	-30	110
	G7	205		142	-54	220
TE Gacko	G1	255		175	-60	400
TE Ugljevik	G1	235.6	235.6	175	0	400

Udio HE i TE u proizvodnji električne energije u posljednjih pet godina je prikazan na slici ispod. Obično TE proizvode više, ali 2010. je bila ekstremno povoljna za hidro proizvodnju (odlični hidrološki uslovi), pa su HE proizvele više tokom ove godine. Mala količina električne energije (oko 1 %) je obično proizvedena u industrijskim i manjim pogonima.



Slika 7.1 Udio HE i TE u proizvodnji električne energije

Hidro proizvodnja, kao i angažman hidro jedinica, je varijabilan tokom godine, što uzrokuje različita opterećenja u prenosnoj mreži kao i nekoliko scenarija hidro proizvodnje u BiH (suva hidrologija, normalna hidrologija, vlažna hidrologija). Tipični

angažman hidro jedinica u zavisnosti od hidroloških uslova je dat u Tabeli 7.3. Tabela 7.4 prikazuje ekonomski redosljed angažovanja termo blokova, na osnovu marginalnih cijena proizvodnje. Ovi podaci su korišteni za proračune tokova snaga i druge analize.

Tabela 7-3 – Karakteristični angažman HE-a

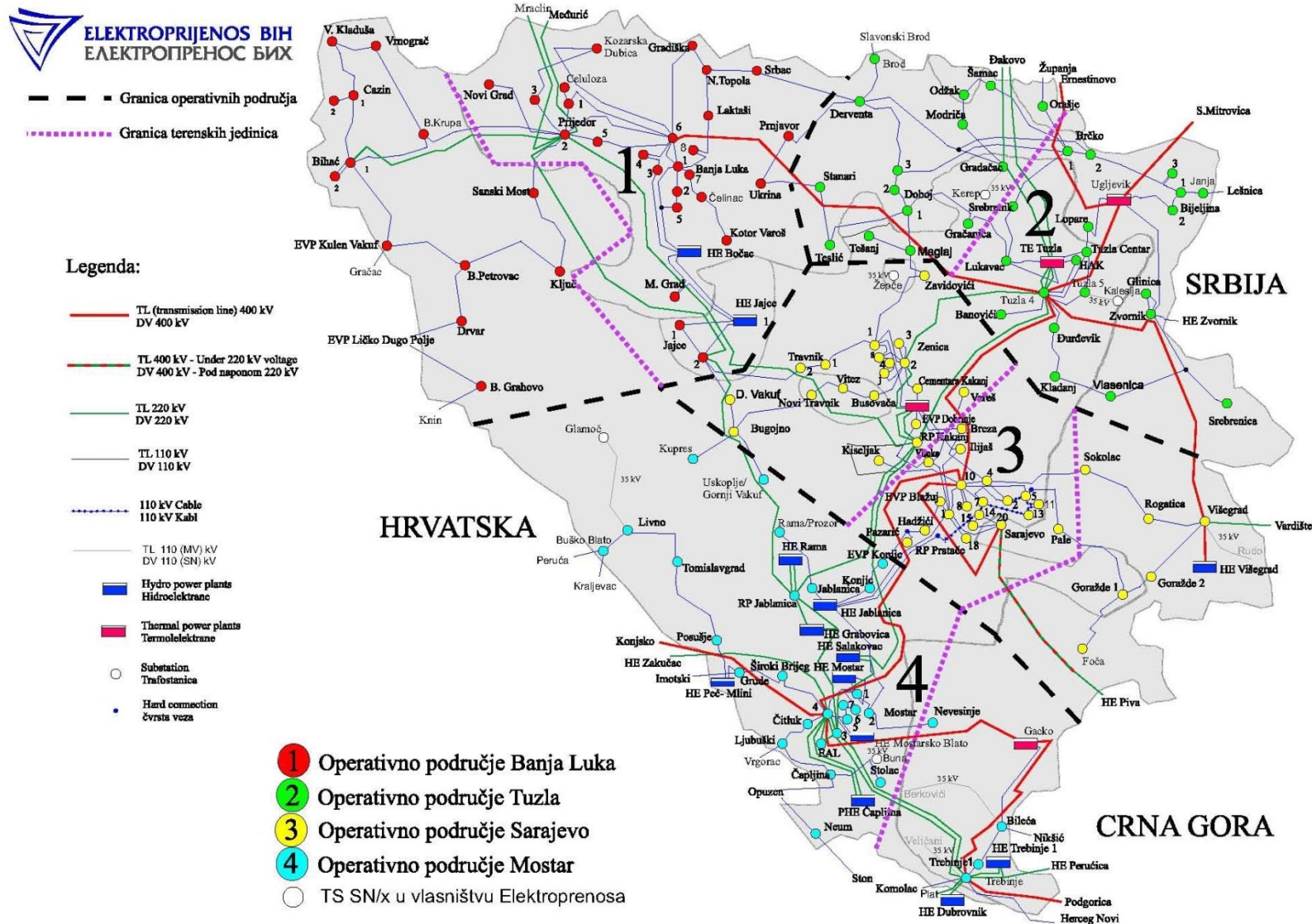
Ime HE	Max snaga (MW)	Tipični angažman (MW)		
		Suha (loša) hidrologija	Normalna hidrologija	Vlažna (dobra) hidrologija
Trebinje I	171	54	108	162
Trebinje II	8	2.4	4.8	7.2
Dubrovnik	108	55	63	94.5
Čapljina	440	0	182	378
Rama	160	55	96	144
Jablanica	180	46.5	93	139.5
Grabovica	114	34.2	68.4	102.6
Salakovac	210	63	126	189
Mostar	72	22.5	45	67.5
Mostarsko Blato	60	9	18	27
Peć-Mlini	30.6	18	36	54
Jajce I	60	18	36	54
Jajce II	30	9	18	27
Bočac	110	33	66	99
Višegrad	315	94.5	189	283.5
Ukupno	2068.6	514.1	1149.2	1828.8

Tabela 7-4 – Poredak termo-blokova na osnovu najniže marginalne cijene proizvodnje

Poredak	Blok	Snaga (MW)
1	Kakanj G7	205
2	Kakanj G5	95
3	Gacko	255
4	Tuzla G6	190
5	Tuzla G4	175
6	Kakanj G6	85
7	Ugljevik	235.6
8	Tuzla G5	180
9	Tuzla G3	85

Prenosna mreža BiH sadrži dalekovode 400 kV, 220 kV i 110 kV naponskog nivoa. Energetski sistem sadrži petnaest 400 kV dalekovoda sa ukupnom dužinom od 865 km, 42 dalekovoda 220 kV sa ukupnom dužinom od 1525 km, više od 215 dalekovoda 110 kV sa ukupnom dužinom oko 3888 km, i pet 110 kV kablova sa ukupnom dužinom od 31 km. Ukupna dužina svih dalekovoda unutar energetskog sistema BiH je 6309 km. Dalekovodi 400 kV čine 14% od ukupne dužine, 220 kV dalekovodi 24% i 110 kV dalekovodi 62%.

Dijagram postojeće prenosne mreže BiH je dat na slici 7.4.



Slika 7.2 Prenosna mreža BiH 2014. godina

Najnoviji Indikativni plan proizvodnje koji je pripremio NOS BiH obuhvata period od 2015. do 2024. godine. Ovaj plan sadrži pregled svih najavljenih projekata za izgradnju proizvodnih kapaciteta koji će biti priključeni na prenosnu mrežu BiH. Za potrebe ovog Elaborata uzeti su u obzir samo oni projekti za koje je NOS BiH dao objektivne procjene godine ulaska u pogon na osnovu dinamike realizacije datih projekata i koje zadovoljavaju uslove definisane Mrežnim kodeksom, tačka 4.1.3: „*Novi proizvodni kapacitet, za koga je investitor obezbijedio Ugovor o koncesiji i Elaborat tehničkog rješenja priključka u skladu sa odredbama Pravilnika o priključku, biće bilansno uključen u Indikativni plan razvoja proizvodnje*“.

Pored ulaska novih elektrana, dati plan sadrži i dinamiku izlaska iz pogona postojećih elektrana u datom periodu što je takođe uzeto u obzir u analizama.

U tabeli ispod je dat pregled novih proizvodnih objekata sa podacima o instalisanoj snazi i predviđenom godinom ulaska u pogon. Treba napomenuti da informacija o tačnoj godini ulaska u pogon nije bila neophodna pošto su novi proizvodni objekti razmatrani za odgovarajući desetogodišnji period od 2015. do 2025. godine. Prikazani proizvodni kapaciteti su raspoređeni prema odgovarajućem petogodišnjem periodu u skladu sa predviđenom godinom ulaska u pogon. Snaga jedinica u termoelekttranama je data na pragu elektrane.

Iz date tabele se vidi da za 2015. godinu nema novih proizvodnih kapaciteta na prenosnoj mreži BiH, do 2020. godine ulazi novih 1346 MW dok se do 2025. godine planira ulazak još dodatnih 335 MW. Što se tiče izlaska iz pogona, već je gore navedeno da do 2020. godine izlazi 85 MW (Tuzla G3) a do 2025. godine 363 MW (Tuzla G4, Kakanj G5 i G6).

Tabela 7-5 – Novi proizvodni kapaciteti u BiH u analiziranom periodu 2015-2025

Period za analizu	2015		2020		2025	
Naziv elektrane	P [MW]	Godina	P [MW]	Godina	P [MW]	Godina
VE Trusina			51	2016		
TE Stanari			262	2016		
HE Dub i HE Ustiprača			17.1	2017		
HE Ulog			34.4	2017		
MHE na Sutjesci			19.5	2017		
TE-TO KTG Zenica			373	2017		
HE Vranduk			19.6	2018		
HE Dabar			160	2018		
TE Tuzla G7			410	2019		
HE Ustikolina					65.4	2021
TE Kakanj G8					270	2022

Tabela 7-6 – Izlazak iz pogona postojećih proizvodnih kapaciteta u BiH u analiziranom periodu 2015-2025

Period za analizu	2015		2020		2025	
Naziv elektrane	P [MW]	Godina	P [MW]	Godina	P [MW]	Godina
TE Tuzla G3			85	2019		
TE Kakanj G5					103	2022
TE Tuzla G4					175	2024
TE Kakanj G6					85	2024

Pored navedenih novih proizvodnih kapaciteta, za potrebe ovog Elaborata su uzete u obzir i dodatne vjetroelektrane iako nisu bilansirane u IPRP 2015-2024. To je urađeno pošto je jedan od zadataka Elaborata da se ispita uticaj rada solarnih elektrana i vjetroelektrana na elektroenergetski sistem BiH. Dodatne vjetroelektrane koje su uzete u obzir za analizu su šest vjetroelektrana za koje je Elektroprenos a.d. Banja Luka izdao načelne saglasnosti i projektne zadatke za izradu elaborata o priključku:

- VE Debelo Brdo (54,6 MW),
- VE Mesihovina (55 MW),
- VE Podveležje (48 MW),
- VE Gradina (26 MW),
- VE Orlovača (42 MW)

Pored datih vjetroelektrana VE Trusina je već uzeta u obzir pošto je bilansirana u IPRP 2015-2024. Takođe je uzeta u obzir i jedna vjetroelektrana snage 50 MW za koju je Ministarstvo industrije, energetike i rudarstva Republike Srpske izdalo potrebne saglasnosti. Ukupna instalisana snaga datih vjetroelektrana iznosi 350 MW što predstavlja procjene granične snage priključenja vjetroelektrana na prenosnu mrežu sa aspekta potrebne regulacione snage.

Sa aspekta procjene potrebne jednovremene snage konzuma EES BiH na prenosnoj mreži kao startna vrijednost je uzeta postignuta snaga od 2074 MW u 2013. godini i dinamika porasta jednovremene snage u proteklom periodu. U IPRP 2015-2024 je, isključujući godine u kojima je zabilježen pad, rast maksimalnih snaga procijenjen na oko 2% godišnje što je prikazano u tabeli ispod za godine koje su od interesa za analizu. Pošto IPRP daje procjenu porasta do 2024. godine, za 2025. godinu je pretpostavljen isti porast, pa je ekstrapolirana potrošnja..

Tabela 7-7 – Procjena vršne snage konzuma na prenosnoj mreži BiH

Godina	2015	2020	2025
Vršna snaga [MW]	2158	2382	2630

Vršna snaga (opterećenje) se dostiže u zimskim mjesecima (decembar i januar), kao rezultat upotrebe električne energije za grijanje, što nas dovodi do pretpostavke da opterećenje sistema direktno zavisi od spoljašnje temperature. Minimalno opterećenje je postignuto u proljetnim i ljetnim mjesecima (maj do septembra). Visoka stopa porasta minimalnog opterećenja sistema i porast odnosa vršne snage prema

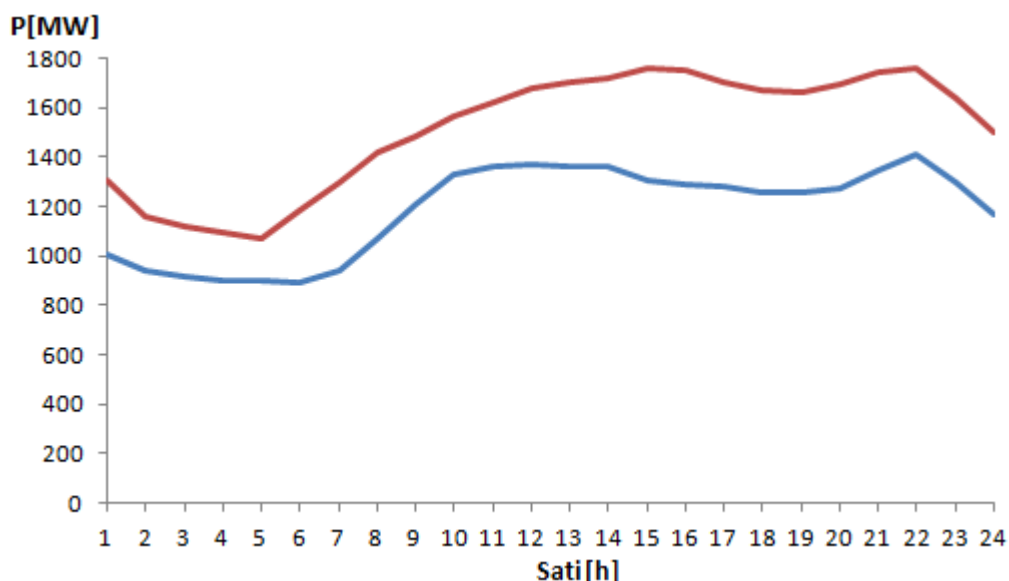
minimumu snage ukazuje na povećanu ugradnju klima uređaja i veću potrošnju električne energije za hlađenje.

Maksimalno opterećenje u rasponu od 80% do 100% od P_{max} su zabilježeni u januaru, februaru, martu, aprilu, novembru i decembru dok je u ostalim mjesecima u godini maksimalno mjesečno opterećenje ispod 80% od P_{max} .

7.2 Analiza dnevnog dijagrama potrošnje

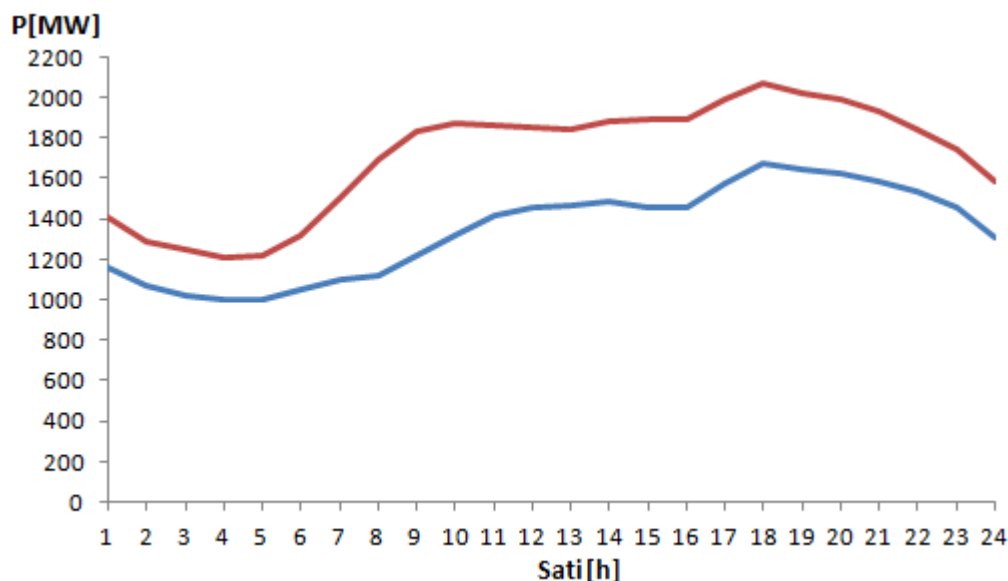
Pošto se jednovremena vršna snaga konzuma u toku godine javlja u večernjim satima kada proizvodnja iz solarnih elektrana nije moguća, izvršena je analiza dnevnog dijagrama u ljetnim i zimskim mjesecima u 2013/2014. godini kako bi se odredio odgovarajući period tokom dana kada se ima visoka potrošnja i kada bi se istovremeno i očekivala velika proizvodnja iz solarnih elektrana.

Na slikama ispod su prikazani opsezi dnevnog dijagrama potrošnje na prenosnoj mreži BiH od ljetnim i zimskim mjesecima 2013/2014 godine. Može se uočiti da je dnevni vrh tokom ljetnih meseci u 15. satu i da se vrlo malo razlikuje od večernjeg vrha potrošnje. To znači da je opterećenje na prenosnoj mreži u vršnom satu i u satu dnevnog vrha slično a u 15. satu se može očekivati i velika proizvodnja iz solarnih elektrana. Maksimalna jednovremena potrošnja u 15. satu za date ljetne mesece je iznosila 1756 MW.



Slika 7.3 Opseg dnevnog dijagrama potrošnje u ljetnim mjesecima

Što se tiče zimskih meseci, dnevni vrh se praktično javlja u periodu od 10. do 16. sata tako da je i za zimski režim uzet 15. sat kao karakterističan sat za analizu solarnih elektrana. Treba napomenuti da je dnevni vrh u zimskim mjesecima niži za oko 10% od večernjeg vrha, ali dati dnevni vrh reprezentuje velik broj sati tokom dana kada je opterećenje na prenosnoj mreži veliko. Maksimalna jednovremena potrošnja u 15. satu za date zimske mesece je iznosila 1889 MW.



Slika 7.4 Opseg dnevnog dijagrama potrošnje u zimskim mjesecima

Uzimajući vrijednost porasta vršne potrošnje od 2% i za procjenu porasta dnevnog maksimuma u ljetnim i zimskim mjesecima, i 3% za procjenu porasta snage potrošnje u minimalnom režimu, za analizirani period se dobiju vrijednosti potrošnje prikazane u tabeli ispod.

Tabela 7-8 – Procjena snage konzuma na prenosnoj mreži BiH u karakterističnim režimima

Godina	2015	2020	2025
Ljetni dnevni maksimum [MW]	1827	2017	2227
Zimski dnevni maksimum [MW]	1965	2170	2396
Ljetni minimum [MW]	919	1065	1235

S obzirom da ljetni minimum nastup u toku večernjih sati kada je proizvodnja iz solarnih elektrana jednaka nuli, taj režim od rad nije od interesa za analizu uticaja solarnih elektrana na elektroenergetski sistem BiH, te se dalje neće razmatrati.

Može se zaključiti da će se za sve ciljne godine, dva operativna režima sistema će biti analizirana u cilju dobijanja punog uvida u performanse elektroenergetskog sistema BiH.

- Zimski režim sa maksimalnim opterećenjem – maksimalno opterećenje kombinovano sa prosječnom iradijacijom i svim elementima sistema u pogonu.
- Ljetni režim sa maksimalnim opterećenjem – maksimalno opterećenje kombinovano sa maksimalnom iradijacijom i smanjenim brojem elemenata sistema u pogonu.

7.3 Modeli elektroenergetskog sistema BiH

Bazni modeli za proračune tokova snaga i dinamičke simulacije su dostavljeni od strane NOS BiH prije početka studije. Ti modeli su korišteni da se razviju definisani režimi i scenariji uz pomoć prikupljenih podataka od NOS BiH koje se odnose na:

- Opterećenje sistema
- Prognozu opterećenja sistema
- Topologiju prenosne mreže
- Integraciju vjetrofarmi u BiH
- Komponentne parametre za proračune nesimetričnih kratkih spojeva

Režimi koji su razvijeni za sve ciljne godine, identifikovane režime opterećenja i scenarije proizvodnje solarne energije će se graditi iz baznih režima koji odgovaraju ciljanoj godini, ili u prvoj najbližoj godini. Ovi modeli sadrže podatke stacionarnog stanja i dinamičke podatke za EES BiH i susjedne elektroenergetske sisteme, i to:

- Crna Gora
- Albanija
- Makedonija
- Srbija (i Kosovo)
- Hrvatska
- Ekvivalenti okolnih zemalja

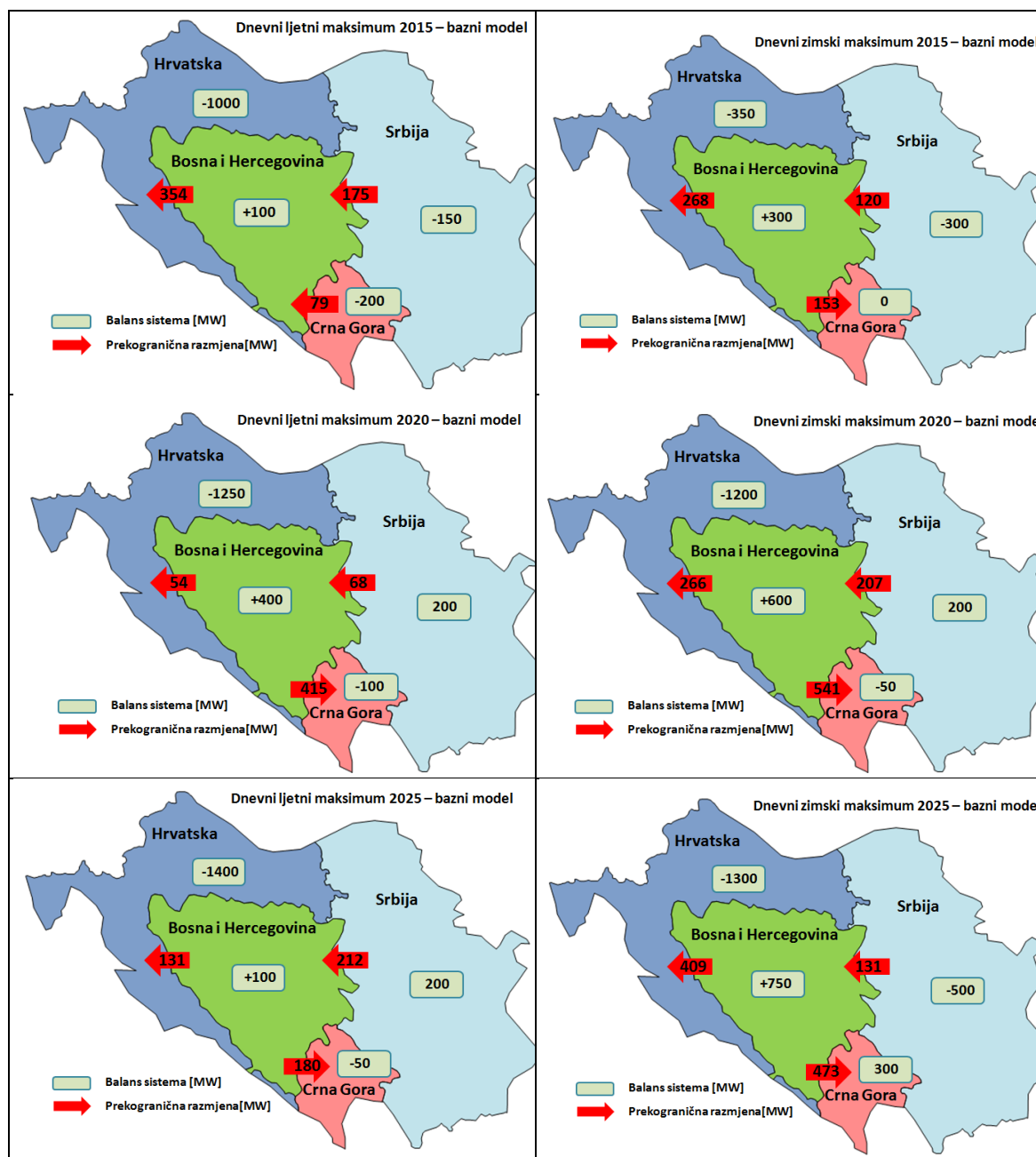
Model prenosnog sistema NOS BiH uključuje 400 kV, 220 kV, 110 kV naponske nivoe i niže naponske nivoe za modelovanje generatora i potrošnje, dok modeli zemalja u okruženju uključuju podatke koji su već bili modelovani.

Novi proizvodni objekti i izlazak postojećih proizvodnih jedinica iz pogona je u modelima BiH usklađen sa IPRP 2015-2024. Potrošnja na nivou prenosne mreže za identifikovane karakteristične režime je usklađena sa vrijednostima utvrđenim u prethodnom delu. Potrošnja je modelovana na nižem naponskom nivou, odnosno na 10/20/35 kV naponskom nivou.

Što se tiče razvoja visokonaponske prenosne mreže i interkonekcije prema susjednim sistemima uzeti su u obzir sljedeći dalekovodi:

- **2020.** godina – 400 kV DV Višegrad – Bajina Bašta (Srbija)
- **2025.** godina – 400 kV DV Banja Luka – Lika (Hrvatska)

U okviru elektroenergetskih studija, u bazne modele će se izvršiti implementacija solarnih elektrana na identifikovanim lokacija i vršiti dalji proračuni. Ukupne prekogranične razmjene i balansi sistema u baznim modelima za karakteristične režime su dati na slici ispod.



Slika 7.5 Prekogranične razmjene i totali u baznim modelima

BiH je značajan izvoznik električne energije. Zbog svoje pozicije i strukture prenosne mreže BiH pruža značajnu podršku svojim susjedima i omogućava tržišne aktivnosti u ovom dijelu Evrope. NOS BiH izračunava NTC vrijednosti na osnovu tehničkih pravila i preporuka ENTSO-E.

Prenosni kapaciteti su osigurani na godišnjem, mjesečnom i dnevnom nivou. Međugranični kapaciteti u Srbija → BiH smjeru i BiH → Hrvatska smjeru su visoko iskorišteni što ukazuje na ograničene mogućnosti širenja razmjene u ovim smjerovima.

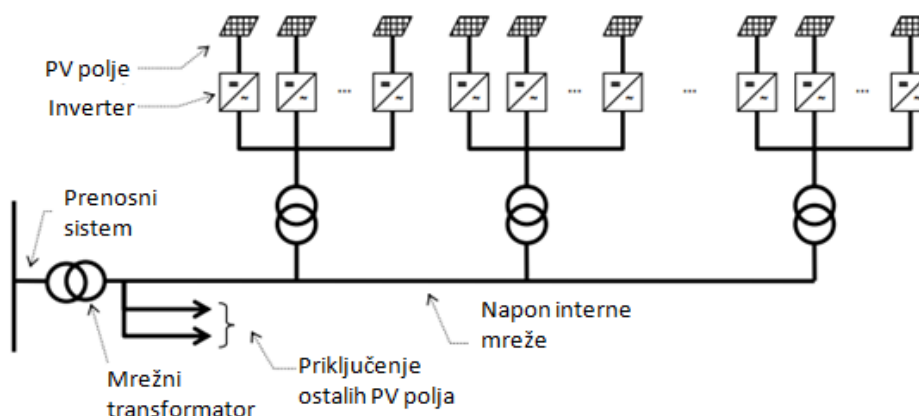
Opterećenje 400 kV i 220 kV prenosne mreže u BiH nije limitirajući faktor u realizaciji balansa snage s ciljem udovoljenja vlastitih potreba i zahtijevanim uvozom i izvozom električne energije. U proteklom periodu nisu zabilježena zagušenja u prenosnoj mreži BiH, čak i u slučajevima kad neke linije nisu bile u radu. U normalnoj situaciji opterećenje 220 kV linija je ispod 50% njihove prenosne moći (300 MVA), dok opterećenje 400 kV linija ne prelazi 30% prenosne moći (1300 MVA). Neke interkonektivne linije su bile zagušene kada je trgovanje u pitanju, bilo da se radi o prodaji viškova ili uvozu električne energije za ispunjenje domaćih zahtjeva ili tranzita. Uzrok tomu su bila zagušenja u susjednim sistemima. Kritične granice su one sa Hrvatskom i Srbijom, tj. smjer Srbija → BiH i BiH → Hrvatska. Treba naglasiti da usko grlo u međugraničnom prenosu se pojavljuje uglavnom zbog metodologije proračuna NTC vrijednosti ili zbog uskih grla u susjednim sistemima.

Iduće poglavlje se bavi modelovanjem solarnih elektrana u PSSE softveru.

7.4 Modelovanje SE za proračun tokova snaga

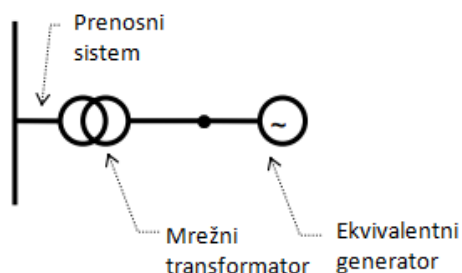
7.4.1 Fotonaponske elektrane

Pojedinačna polja solarnih modula u fotonaponskim elektranama se priključuju preko invertora i internog transformatora na mrežu nižeg napona u okviru elektrane. Priključenje na prenosni sistem se vrši preko mrežnog transformatora odgovarajuće snage. Šema povezivanja unutar fotonaponske elektrane je prikazana na slici ispod.



Slika 7.6 Šema fotonaponske elektrane

Za potrebe studije integracije solarnih elektrana u prenosni sistem PV elektrane se mogu modelovati kao konvencionalni generatori odnosno PV elektrane se predstavlja jednim ekvivalentnim generatorom odgovarajućih parametara, koji je preko mrežnog transformatora priključen na prenosnu mrežu (Slika 7.7).



Slika 7.7 Ekvivalentiranje PV elektrane

Pošto su PV polja u elektrani povezana preko pretvarača, u modelu za proračun tokova snaga reaktansa ekvivalentnog generatora koji predstavlja PV elektranu se postavlja na vrlo veliku vrijednost ($X_{SORCE} = 99999$ u programskom paketu PSS/E), kao što je slučaj za sve uređaje povezane preko pretvarača.

7.4.2

Koncentrisane solarne elektrane

Sa stanovišta prenosne mreže, modeli koji se koriste za predstavljanje KSE elektrane za tokove snaga, proračun kratkih spojeva i dinamičke analize se ne razlikuju od standardnih modela za sinhronne generatorske jedinice koji se nalaze u termoelekttranama.

Za modelovanje KSE elektrana korišćene su tri tipične veličine agregata koji su u upotrebi u KSE elektranama (50, 100 i 120 MW). Parametri datih jedinica su prikazani u tabeli ispod.

Tabela 7-9 – Karakteristike generatora u KSE elektranama

Parametar	KSE 1	KSE 2	KSE 3
Nazivna prividna snaga S_n [MVA]	65	147	168
Nazivna aktivna snaga P_n [MW]	55	125	140
Aktivna snaga na pragu [MW]	50	100	120
Nazivni napon [kV]	10.5	15	15
Nazivni faktor snage - $\cos\phi_n$	0.85	0.85	0.85

7.5

Proračun kapaciteta priključenja

U prethodnom poglavlju je određena potencijalna instalisana snaga solarnih elektrana i načini priključenja na prenosnu mrežu BiH bez obzira na kapacitet prenosne mreže. U ovom dijelu će se izvršiti proračun kapaciteta solarnih elektrana koji je moguće priključiti na prenosnu mrežu sa aspekta sigurnosti mreže. Proračun kapaciteta priključenja će se izvršiti primjenom takozvanog „top-down“ principa odnosno u proračunu će sve identifikovane solarne elektrane biti priključene na prenosnu mrežu, a kroz proračun tokova snaga u analizu sigurnosti će se identifikovati ograničenja koja će se rješavati postepenim smanjivanjem instalisane snage u solarnim elektranama. Za proračune će se koristiti bazni modeli opisani u prethodnom poglavlju. Krajnji rezultat će biti maksimalna snaga solarnih elektrana koje se može priključiti na prenosnu mrežu BiH sa aspekta prenosnog kapaciteta mreže i zadovoljenja sigurnosnih ograničenja.

Postupak će se ponoviti za oba solarna scenarija, kombinovani i fotonaponski, a kao početni režim za proračun kapaciteta priključenja će se koristiti režim zimskog

dnevnog maksimuma 2025. godine. Dobijeni rezultat će biti verifikovan na modelu za režim ljetnog dnevnog maksimuma 2025. godine, odnosno izvršiće se identifikacija dodatnih ograničenja ukoliko postoje. Snaga priključenja solarnih elektrana koja je dobijena za 2025. godinu će biti ulazni podatak za režime u 2020. godini, izvršiće se njihova verifikacija i dodatno smanjivanje kapaciteta priključenja po potrebi.

Prije nego što se krene u proračun kapaciteta priključenja, izvršiće se sagledavanje mogućnosti priključenja u pogledu očiglednih lokalnih ograničenja prenosne mreže. Ovo se pogotovo odnosi na SE koje su na području Hercegovine, odnosno zapadne Bosne, pošto je priključenje više od jedne lokacije moguće samo u jednu tačku odnosno na jedan deo prenosne mreže. Tek poslije ovog preliminarnog sagledavanja mogućnosti priključenja i dobijenim rezultatima se kreće u proračune kapaciteta priključenja.

Metodologija određivanja kapaciteta priključenja je prikazana u tabeli ispod.

Tabela 7-10 – Metodologija proračuna kapaciteta priključenja SE

1	Sagledavanje mogućnosti priključenja u pogledu lokalnih ograničenja
	<i>Bez proračuna</i>
	<i>Ulazni podatak maksimalna potencijalna instalisana snaga SE</i>
	<i>Identifikacija SE koje se priključuju u istu tačku odnosno imaju zajednički uticaj na dio prenosne mreže</i>
	<i>Ograničavanje instalisane snage na datim lokacijama u pogledu prenosne moći dalekovoda</i>
2	Zimski dnevni maksimum 2025. godina - bazni model
	<i>Instalisana snaga određena u (1)</i>
	<i>Priključenje SE u kombinovanom/fotonaponskom scenariju</i>
	<i>Promjena programa razmjene BiH</i>
	<i>Proračun tokova snaga i analiza sigurnosti</i>
	<i>Identifikacija ograničenja u prenosnoj mreži</i>
	<i>Ograničavanje instalisane snage SE za rješavanje ograničenja</i>
3	Ljetni dnevni maksimum 2025. godina - bazni model
	<i>Instalisana snaga određena u (2)</i>
	<i>Priključenje SE u kombinovanom/fotonaponskom scenariju</i>
	<i>Promjena programa razmjene BiH</i>
	<i>Verifikacija instalisane snage određene u (2)</i>
4	Zimski dnevni maksimum 2020. godina - bazni model
	<i>Instalisana snaga određena u (2,3)</i>
	<i>Priključenje SE u kombinovanom/fotonaponskom scenariju</i>
	<i>Promjena programa razmjene BiH</i>
	<i>Proračun tokova snaga i analiza sigurnosti</i>
	<i>Identifikacija ograničenja u prenosnoj mreži</i>
	<i>Ograničavanje instalisane snage SE za rješavanje ograničenja</i>
5	Ljetni dnevni maksimum 2020. godina - bazni model
	<i>Instalisana snaga određena u (4)</i>
	<i>Priključenje SE u kombinovanom/fotonaponskom scenariju</i>
	<i>Promjena programa razmjene BiH</i>
	<i>Verifikacija instalisane snage određene u (4)</i>

Pretpostavke i kriterijumi za ograničavanje potencijalne instalisane snage SE u procesu proračuna kapaciteta priključenja su sljedeći:

- Solarne elektrane se razmatraju sa maksimalnom snagom na prenosnoj mreži
- uticaj na sigurnu evakuaciju snage iz postojećih i planiranih proizvodnih objekata

- kod lokalnih ograničenja, ograničava se snaga SE koja izaziva ograničenje odnosno proporcionalno se ograničava snaga više SE priključenih na isti dio mreže
- kod ograničenja koja nisu lokalnog karaktera (na višem naponskom nivou, ne mogu se pripisati uticaju određene SE) ograničavanja u instalisanoj snazi se vrše na taj način da se daje prednost lokacijama koje su bliže tačkama priključenja, lokacijama sa većom iradijacijom, lokacijama koje ne zahtijevaju priključenja na više naponske nivoe pod pretpostavkom da će takve lokacije svakako bile prve iskorištene za izgradnju SE.

Prvi korak

Priključenje SE na lokacijama Postoljani i Nevesinje se vrši u 110 kV TS Nevesinje koje je sa jedne strane priključeno na TS Mostar 2 a sa druge na HE Ulog odnosno TS Gacko. Dodatno na 110 kV dalekovod se priključuje SE na lokaciji Fatničko polje. Uvažavajući prenosni kapacitet 110 kV dalekovoda i proizvodnju iz HE Ulog na ovom potezu bi se moglo priključiti još oko 100 MW. Zbog toga su u fotonaponskom scenariju Fatničko polje i Nevesinje ograničene na po 50 MW a Postoljani se izuzimaju iz analize – i Postoljani i Nevesinje imaju isti nivo iradijacije, ali Postoljani zahtijevaju duži dalekovod za priključenje.

Priključenje SE na lokacijama Uboško polje i Crnići se vrši na 110 kV TS Stolac. Uzimajući u obzir i priključenje VE Trusina na 110 kV DV Stolac – Bileća instalisana snaga na lokaciji Crnići je smanjena na 60 MW što daje 100 MW sa lokacijom Uboško polje za priključenje u TS Stolac.

Lokacija Kružanj se povezuje na TS Mostar 2 koja je povezana za TS Nevesinje i TS Stolac. Uzimajući u obzir SE na datom području kao i VE Podveležje koja se povezuje na 110 kV Mostar 2 – Jablanica, instalisana snaga na datoj lokaciji je smanjena za 40 MW.

Elektrane na lokacijama Ljubomir dolina, Zubačko polje i Popovo polje imaju velik uticaj na 220 kV dalekovode povezane u TS Trebinje i instalisana snaga je preliminarno smanjena za po 50 MW u fotonaponskom scenariju.

Predložene SE na lokacijama Livanjsko, Duvanjsko, Šuičko i Kupreško polje se povezuju na transformatorske stanice odnosno dalekovode koji se susište u TS Tomislavgrad. Ukupna potencijalna instalisana snaga na datim lokacijama je preko 700 MW. Pored toga na isti deo prenosne mreže se povezuju i vjetroelektrane Orlovača, Gradina, Debelo Brdo i Mesihovina. Očigledno je da kapacitet prenosne mreže na datom području nije dovoljan i stoga je instalisana snaga SE na pomenutim lokacijama smanjena na 230 MW a lokacija Šuičko polje se ne razmatra dalje u analizi kao lokacija sa najmanjim potencijalom po instalisanoj snazi.

Zbog većih kapaciteta u odnosu na lokalnu prenosnu mrežu dodatno su smanjene i instalisane snage na lokacijama Dubrave i Glasinačko polje.

Nakon sagledavanja kapaciteta priključenja u pogledu u pogledu ograničenja kapaciteta lokalne mreže moguća instalisana snaga SE je smanjena na sljedeće vrijednosti (Tabela 7-11):

- **Kombinovani scenario – 2205 MW**
 - KSE elektrane – 800 MW
 - PV elektrane – 1405 MW
- **Fotonaponski scenario – 2625 MW**

Instalisana snaga u kombinovanom scenariju je smanjena za 920 MW a u fotonaponskom scenariju za 1420 MW. Pošto su u kombinovanom scenariju KSE elektrane već sa manjom instalisanom snagom u datom scenariju su i manja smanjenja zbog lokalnih ograničenja u odnosu na fotonaponskom scenariju. Kod najvećeg broja SE je izvršeno smanjenje potencijalne snage dok su Postoljani i Šuičko polje izuzeti iz dalje analize.

Tabela 7-11 – Instalisanana snaga u pogledu lokalnih ograničenja

Lokacija	Kombinovani scenario				Fotonaponski scenario	
	Potencijalna instalisana snaga [MW]		Ograničenja lokalne mreže [MW]		Potencijalna instalisana snaga [MW]	Ograničenja lokalne mreže [MW]
	KSE	PV	KSE	PV	PV	PV
HERCEGOVINA						
Ljubomir dolina	50		50		170	120
Kočela		60		60	60	60
Zubačko polje	50	60	50	60	170	120
Popovo polje	50		50		170	120
Uboško polje		40		40	80	40
Crnići	50		50		130	60
Kružanj		80		40	80	40
Postoljani	50		0		170	0
Lakat		80		80	80	80
Vilino polje		80		80	80	80
Nevesinje	50		50		130	50
Fatničko polje	50		50		130	50
Gatačko polje	350		350		610	610
Kladovo polje		60		60	60	60
Mostarsko Blato	100		100		100	100
ZAPADNA BOSNA						
Rakitno polje		60		60	60	60
Duvanjsko polje	100	150	50	50	280	100
Livanjsko polje		260		80	260	80
Šuičko polje		60		0	60	0
Kupreško polje		200		50	200	50
Vukovsko polje		220		220	220	220
POJEDINAČNE						
Željava		180		180	180	180
Manjača		130		130	130	130
Glasinačko polje		140		100	140	100
Dubrave		170		80	170	80
Glamočko polje		130		0	130	0
Bjelašnica		35		35	35	35
	900	2065	800	1405		
UKUPNO	3095		2205		4085	2625

Drugi i treći korak

Instalisana snaga SE koja je utvrđena preliminarnom analizom lokalnih ograničenja se koristi kao ulazni podatak u drugom koraku proračuna kapaciteta priključenja. U oba solarna scenarija je izvršeno priključenje SE u režim zimskog dnevnog maksimuma za 2025. godinu i izvršena analiza tokova snaga i sigurnosti. Identifikovana ograničenja su rešavana smanjivanjem instalisane snage što je rađeno postepeno, u više koraka, do eliminacije svih ograničenja.

Identifikovana preopterećenja u prenosnoj mreži odnosno ispadi koji dovode do tih preopterećenja su prikazani u tabeli ispod. Ista preopterećenja se javljaju u oba solarna scenarija, a razlikuju se samo u nivou datog preopterećenja.

Tabela 7-12 – Identifikovana ograničenja u proračunu kapaciteta priključenja

Preopterećenje	Ispad
110 kV Trebinje - Trebinje 1	<i>Preopterećen bez ispada</i>
220 kV Trebinje - HE Perućica	<i>Visoko opterećen, preopterećenja za velik broj ispada</i>
Bez konvergencije	400 kV Trebinje - Lastva (ME)
TR 400/220 kV Trebinje	400 kV Trebinje - Gatačko polje
110 kV Mostar 2 - Mostar 1	110 kV Bileća – Trebinje
	110 kV Bileća – Fatničko polje
	110 kV Trebinje - Trebinje 1
	110 kV Čapljina –Crnići
110 kV Nevesinje - Mostar 2	110 kV Bileća - Fatničko polje
110 kV Bileća - Fatničko polje	110 kV Nevesinje - Mostar 2
110 kV VE Trusina - Stolac	110 kV Trebinje - Trebinje 1
110 kV Čapljina - Crnići	110 kV Trebinje - Trebinje 1
110 kV Bugojno - Kupres	110 kV Bugojno – Uskoplje
	110 kV Livno - B. Blato
	110 kV Grude - HE Mlini
	110 kV Uskoplje – Rama
	110 kV Posušje - VE Gradine
	110 kV Rama – Tomislavgrad
TR 220/110 kV Bihać 1	220 kV Prijedor 2 - Bihać 1
TR 220/110 kV Jajce 2	220 kV Prijedor 2 – Manjača

Na osnovu identifikovanih ograničenja može se zaključiti da se i pored preliminarnog ograničenja instalisane snage u prvom koraku dešavaju preopterećenja dalekovoda uslijed ispada na datom lokalnom području.

Na području Hercegovine najkritičniji je dalekovod 110 kV Trebinje – Trebinje 1 koji je preopterećen i bez dodatnih ispada. Sljedeći dalekovod koji je kritičan je 220 kV Trebinje – HE Perućica (ME) koji je visoko opterećen i preopterećuje se za veliki broj ispada. Takođe, 400 kV dalekovod Trebinje – Lastva (ME) je visoko opterećen sa

tokom aktivne snage od preko 900 MW, a ispad ovog dalekovoda je najkritičniji pošto se u proračunima ne postiže konvergencija. Na velik tok aktivne snage na ovom dalekovodu utiče prije svega proizvodnja SE na lokaciji Gatačko polje, ali i zadata razmjena snage sa okolnim sistemima. Dalekovod 110 kV Mostar 2 – Mostar 1 se preopterećuje za ispad na potezu Trebinje – Bileća – Gacko i Čapljina – Crnići.

Na području zapadne Bosne najkritičniji je dalekovod 110 kV Bugojno – Kupres koji se preopterećuje za veći broj ispada dalekovoda na datom području. Transformatori 220/110 kV u TS Bihać 1 i TS Jajce 2 se preopterećuju za ispad 220 kV dalekovoda koji povezuju TS Prijedor 2 za TS Bihać 1 odnosno SE Manjača, a najveći uticaj na data preopterećenja imaju solarne elektrane na lokacijama Manjača i Željava.

Uočena lokalna ograničenja se rješavaju kao i u prethodnom koraku odnosno postepenim smanjivanjem instalisane snage solarnih elektrana na datom području i ponavljanjem proračuna sve dok se data ograničenja ne otklone. Smanjivanjem instalisane snage solarnih elektrana se usklađuje i prekogranična razmjena sistema BiH. Nakon otklanjanja lokalnih ograničenja ostala su ograničenja na interkonektivnim vodovima sa Crnom Gorom koji su rezultat povećanog izvoza sistema BiH uslijed integracije solarnih elektrana. Ova ograničenja se ne mogu konkretno pripisati proizvodnji određene solarne elektrane već samo njihovom zajedničkom uticaju na prekograničnu razmjenu. Da bi se otklonila data ograničenja instalisana snaga solarnih elektrana je smanjivana proporcionalno njihovoj maksimalnoj snazi.

Ukoliko je smanjivanje instalisane snage kod bliskih lokacija bilo potrebno u tolikoj mjeri da bi se instalisana snaga na pojedinim lokacijama smanjila ispod 50 MW za KSE odnosno ispod 40 MW za PV elektrane, u tom slučaju se jedna od lokacija izuzimala iz dalje analize kako bi se na drugoj lokaciji zadržala data minimalna instalisana snaga. Takođe, davana je prednost lokacijama koja se priključuju na 110 kV naponski nivo. Ovo je vršeno u skladu sa prethodno iznetim kriterijumima u postupku ograničavanja instalisane snage.

Nakon nekoliko iteracija utvrđena je lista solarnih elektrana i njihova instalisana snaga koja u proračunu tokova snaga i analizi sigurnosti ne dovodi do preopterećenja u prenosnoj mreži BiH za zimski režim dnevnog maksimuma 2025. godine (Tabela 7-13).

Dobijena lista je poslužila kao ulazni podatak za proračun tokova snaga i analizu sigurnosti u režimu ljetnog dnevnog maksimuma 2025. godine. Rezultati proračuna za ovaj režim su pokazali da nisu potrebna dodatna ograničenja u instalisanoj snazi solarnih elektrana i da dobijeni rezultat predstavlja ukupnu instalisanu snagu solarnih elektrana u 2025. godini u pogledu kapaciteta prenosne mreže.

Integracija solarnih elektrana u BiH u 2025. godini u pogledu kapaciteta prenosne mreže je sljedeća:

- **Kombinovani scenario – 705 MW**
 - KSE elektrane – 250 MW
 - PV elektrane – 455 MW
- **Fotonaponski scenario – 705 MW**

Instalisana snaga solarnih elektrana od 705 MW predstavlja 14% u odnosu na instalisanu snagu proizvodnih kapaciteta u EES BiH u 2025. godini. Iste mogućnosti integracije SE su dobijene za oba solarna scenarija, i po ukupnoj vrijednosti i po lokacijama. Ograničenja u proračunu tokova snaga i analizu sigurnosti su isključivo

zavisila od instalisane snage što znači da tip solarne elektrane nije imao uticaja i iz tog razloga su dobijeni isti rezultati.

Tabela 7-13 - Izabrane lokacije i instalisana snaga SE – 2025. godina

Scenario Lokacija	Kombinovani [MW]		Fotonaponski [MW]
	KSE	PV	PV
Crnići	50		60
Kružanj		40	40
Vilino polje		80	80
Nevesinje	50		40
Fatničko polje	50		50
Mostarsko Blato	50		50
Rakitno polje		60	60
Duvanjsko polje	50		50
Livanjsko polje		40	40
Kupreško polje		50	50
Vukovsko polje		60	60
Glasinačko polje		50	50
Dubrave		40	40
Bjelašnica		35	35
	250	455	
UKUPNO	705		705

Četvrti i peti korak

Lista solarnih elektrana i njihova instalisana snaga koja je utvrđena za 2025. godinu se koristi kao ulazni podatak u proračunu kapaciteta priključenja SE za 2020. godinu. U oba solarna scenarija je izvršeno priključenje datih SE u režim zimskog dnevnog maksimuma za 2020. godinu i izvršena analiza tokova snaga i sigurnosti.

Rezultati proračuna su pokazali da ne postoje lokalna ograničenja a jedini kritični slučaj koji se javlja je preopterećenja 220 kV dalekovoda Trebinje – HE Perućica (ME) za ispad 400 kV dalekovoda Trebinje – Lastva (ME). Kao i u prethodnom koraku ovo ograničenje ne može da se poveže sa proizvodnjom određene solarne elektrane. Umjesto proporcionalnog smanjivanja instalisane snage solarnih elektrana, iz daljeg razmatranja su izuzete SE priključene na 220 kV naponskom nivou (Vilino polje i Vukovsko polje). Ponovnim proračunom ustanovljeno je da je identifikovano ograničenje otklonjeno.

Dati rezultat je implementiran u režim ljetnog dnevnog maksimuma u 2020. godini i rezultati proračuna su pokazali da nisu potrebna dodatna ograničenja u instalisanoj snazi solarnih elektrana i da dobijeni rezultat predstavlja ukupnu instalisanu snagu solarnih elektrana u 2020. godini u pogledu kapaciteta prenosne mreže.

Integracija solarnih elektrana u BiH u 2020. godini u pogledu kapaciteta prenosne mreže je sljedeća:

- **Kombinovani scenario – 565 MW**
 - KSE elektrane – 250 MW
 - PV elektrane – 315 MW
- **Fotonaponski scenario – 565 MW**

Instalisana snaga solarnih elektrana od 565 MW predstavlja 11% u odnosu na instalisanu snagu proizvodnih kapaciteta u EES BiH u 2020. godini.

Tabela 7-14 - Izabrane lokacije i instalisana snaga SE – 2020. godina

Scenario	Kombinovani [MW]		Fotonaponski [MW]
Lokacija	KSE	PV	PV
Crnići	50		60
Kružanj		40	40
Nevesinje	50		40
Fatničko polje	50		50
Mostarsko Blato	50		50
Rakitno polje		60	60
Duvanjsko polje	50		50
Livanjsko polje		40	40
Kupreško polje		50	50
Glasinačko polje		50	50
Dubrave		40	40
Bjelašnica		35	35
	250	315	
UKUPNO	565		565

Cilj proračuna kapaciteta priključenja je bio da se odredi koliko je instalisane snage i na kojim lokacijama za solarne elektrane moguće priključiti na prenosnu mrežu BiH u pogledu kapaciteta prenosne mreže uvažavajući njen razvoj do 2025. godine. Analiza je započeta za potencijalnom instalisanom snagom od 3095 MW u kombinovanom odnosno 4085 MW u fotonaponskom scenariju. Pošto postoje lokacije koje su bliske i moguće priključenja su na isti deo prenosne mreže, preliminarnom analizom lokalnih ograničenja potencijalna instalisana snaga je smanjena na 2205 MW u jednom odnosno 2625 MW u drugom scenariju. Tako određene instalisane snage su implementirane u odgovarajuće modele i izvršene su analize tokova snaga i analize sigurnosti. Datim analizama su utvrđena dodatna ograničenja kako na lokalnom nivou tako i na višim naponskim nivoima i interkonektivnim dalekovodima. Postepenim smanjivanjem instalisane snage u solarnim elektranama, određena je maksimalna instalisana snaga solarnih elektrana u oba scenarija koja se može priključiti na prenosnu mrežu bez ograničenja u pogledu kapaciteta mreže.

U ovoj vrsti analize nema razlike u pogledu tehnologije solarnih elektrana tako da je nivo integracije u oba scenarija isti, u **2020. godini** iznosi **565 MW** a u **2025. godini** iznosi **705 MW**. Dati nivoi su ulazni podaci za analizu sigurnosti, proračune kratkih

spojeva i dinamičke analize koje će dalje utvrditi da li postoje dodatna ograničenja za integraciju solarnih elektrana.

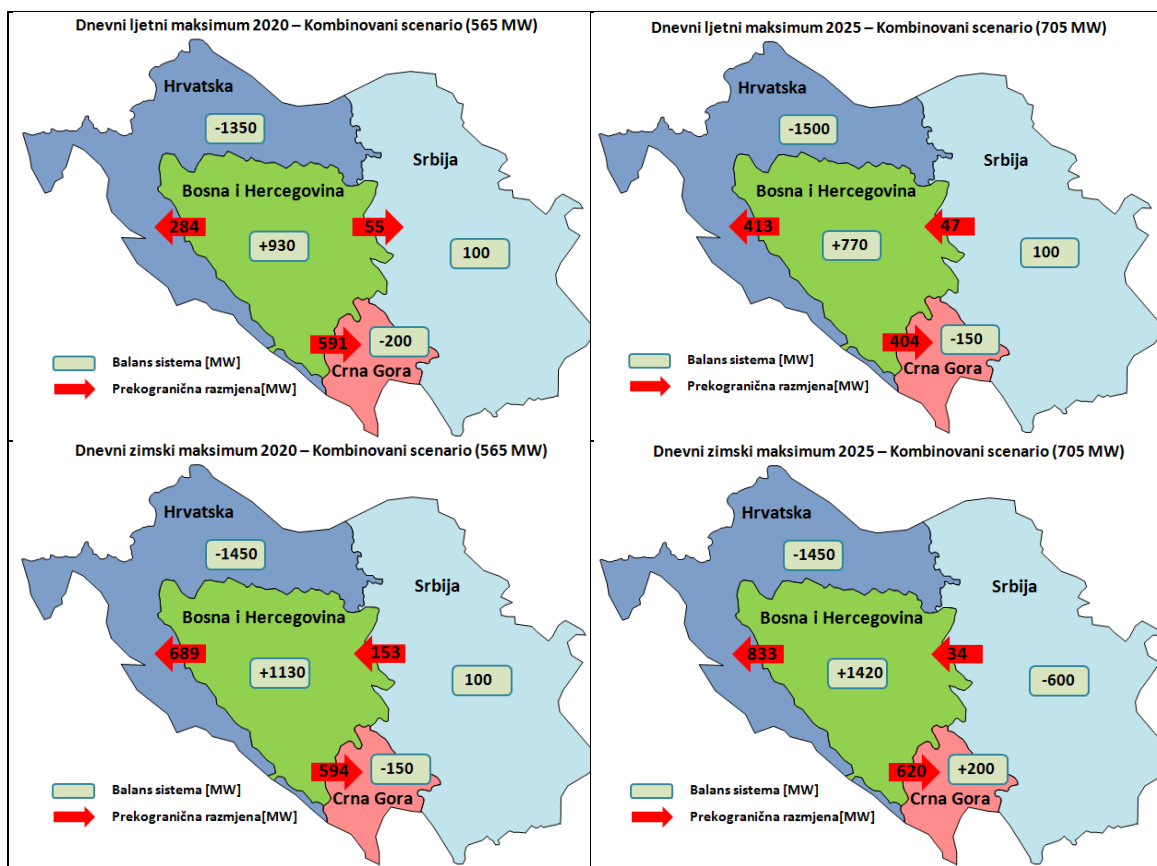
7.6

Tokovi snaga i analiza sigurnosti

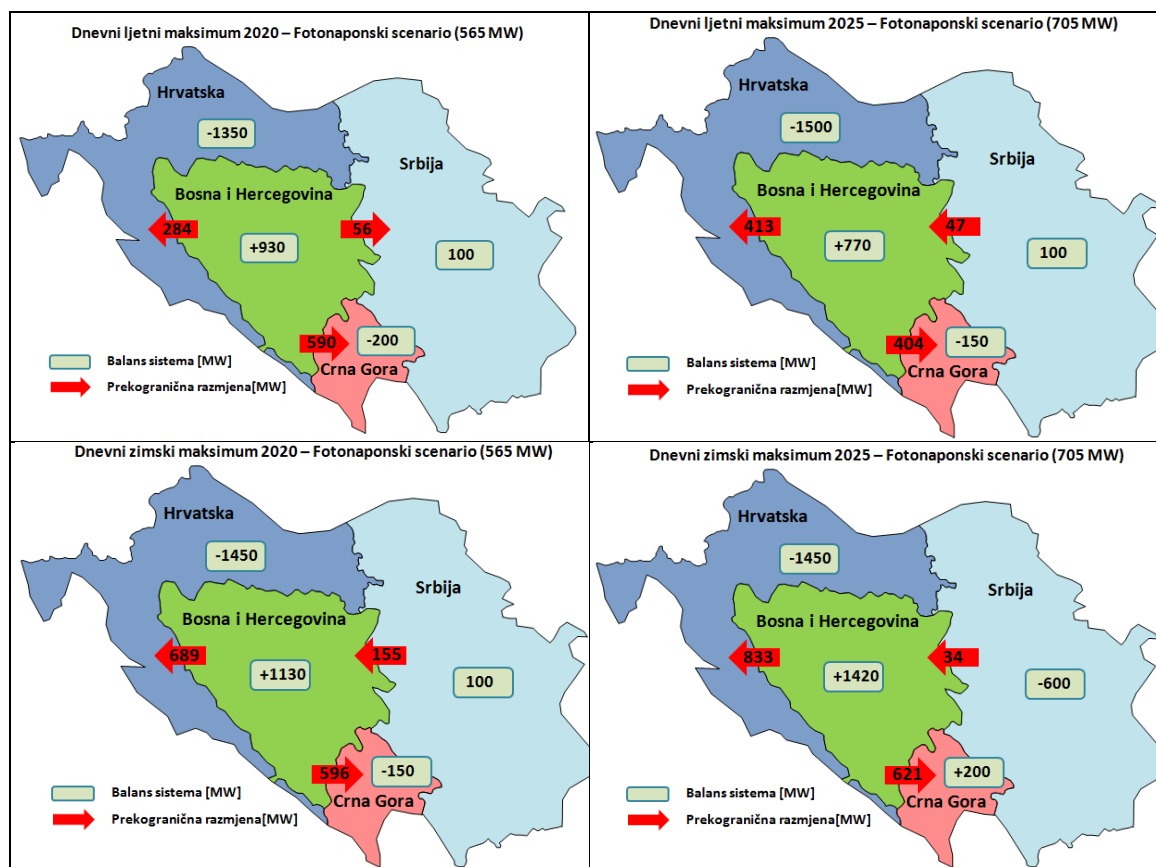
Na osnovu rezultata o mogućnostima integracije solarnih elektrana u sistem BiH dobijenih kroz proračun kapaciteta priključenja, napravljeni su odgovarajući modeli koji će se koristiti za dalje proračune u okviru elektroenergetskih studija i procenu uticaja solarnih elektrana na EES BiH. Pored postojećih baznih modela, kreirana su po četiri modela za oba solarna scenarija:

1. Zimski dnevni maksimum - 2020
2. Ljetni dnevni maksimum - 2020
3. Zimski dnevni maksimum - 2025
4. Ljetni dnevni maksimum - 2025

Detaljni tokovi snage za oba solarna scenarija po datim režimima su prikazani u Prilogu C dok su na slikama ispod prikazane ukupne prekogranične razmjene EES BiH sa susjednim sistemima i balansi datih sistema. Može se vidjeti da je u oba solarna scenarija prekogranična razmjena praktično ista i da nema razlike u tokovima snage na interkonektivnim vodovima.



Slika 7.8 Prekogranične razmjene 2020. i 2025. godina – Kombinovani scenarij



Slika 7.9 Prekogranične razmjene 2020. i 2025. godina – Fotonaponski scenario

Analize sigurnosti (n-1) su već u prethodnom dijelu pokazale da za dati nivo nema ograničenja odnosno kritičnih ispada što je i bio cilj proračuna kapaciteta priključenja. U analizi sigurnosti dodatno su dodatno analizirani „n-1-1“ ispadi odnosno ispadi uz uvažavanje remonata. Ovo je analizirano samo za režim ljetnog maksimuma pošto tokom analiziranog zimskog režima praktično nema većih remonata u prenosnoj mreži. Remonti dalekovoda koji su uzeti u obzir za režim ljetnog maksimuma su određeni na osnovu izvršenih remonata u prethodnim periodu tokom ljetnih meseci. Kao referentan period uzeti su u obzir jun, jul i avgust 2012. godine, za koji su podaci bili raspoloživi, a lista remonata je prikazana u tabeli Tabela 7-15.

Za listu elemenata u remontu za potrebe analize izabrani su dani kada je bilo najviše istovremenih remonata koji bi mogli biti kritični u pogledu dodatnih ispada. Izabrana su četiri slučaja odnosno liste elemenata istovremeno u remontu:

Prva lista

- 220 kV RP Jablanica – HE Rama (1)
- 220 kV Trebinje – HE Perućica (ME)
- 220 kV Višegrad – Vardište (ME)
- 110 kV Livno – Buško Blato

Druga lista

- 400 kV Mostar 4 – Gacko
- 220 kV Tuzla 4 – Zenica 2
- 220 kV Sarajevo – HE Piva

- 110 kV EVP Kulen Vakuf – Gračac

Treća lista

- 400 kV Gacko – Trebinje
- 220 kV Tuzla 4 – Zenica 2
- 220 kV Sarajevo – HE Piva

Četvrta lista

- 220 kV Prijedor – Međurić (HR)
- 220 kV Prijedor – Mraclin (HR)
- TS Mostar 4 TR 1 400/220 kV
- TS Zenica 2 TR 2 220/110 kV
- 220 kV Sarajevo – HE Piva (ME)

Rezultati analize sigurnosti uvažavajući remonte u prenosnoj mreži BiH su za režim ljetnog maksimuma u 2025. godini pokazali da nema kritičnih ispada, odnosno da dodatni ispadi ne prouzrokuju opterećenja u prenosnoj mreži i to za svaku od četiri liste remonata. Isti rezultat važi za oba solarna scenarija.

Za ljetni režim u 2020. godini zabeležen je samo jedan kritični element a to je 400/220 kV transformator u TS Trebinje koji se preopterećuje za ispade 400 kV dalekovoda povezanih za datu TS a vrijednost preopterećenja se kreće u opsegu od 102-106%. Ovo je zabilježeno za prve tri liste remonata, dok je za četvrtu listu nema kritičnih ispada. U svakom slučaju ovaj rezultat ne predstavlja ograničavajući faktor za integraciju solarnih elektrana definisanih u oba scenarija, već se samo može zaključiti da će priprema i obavljanje remonata usklađivati sa stanjem u EES BiH u datoj godini odnosno mjesecu.

Analize tokova snaga i analize sigurnosti su pokazale da nivo integracije solarnih elektrana od 565 MW u 2020. godini i 705 MW u 2025. godini u oba solarna scenarija ne izazivaju ograničenja u prenosnoj mreži BiH u pogledu prenosnih kapaciteta niti ograničavaju postojeće i planirane proizvodne objekte u sigurnoj evakuaciji proizvedene snage. Proračuni kratkih spojeva i dinamičke analize će dalje utvrditi da li postoje dodatna ograničenja za integraciju solarnih elektrana.

Tabela 7-15 - Lista radova u prenosnoj mreži BiH u julu 2012. godine

REMONTI - JUN 2012																														
TS Tuzla 4 TR 1 400/220 kV , 400 MVA																														
TS Tuzla 4 TR 2 400/220 kV , 400 MVA																														
TS Sarajevo 10 TR 1 400/110 kV , 300 MVA																														
TS Sarajevo 20 TR 400/110 kV , 300 MVA																														
TS Višegrad TR 400/220 kV , 400 MVA																														
DV 220 kV Prijedor 2 - Bihać 1																														
DV 220 kV RP Jablanica - HE Rama I																														
DV 220 kV RP Jablanica - HE Rama II																														
DV 220 kV Trebinje - HE Perućica																														
DV 220 kV Višegrad - Vardište																														
TS Tuzla 4 TR 3 220/110 kV , 150 MVA																														
TS Tuzla 4 TR 4 220/110 kV , 150 MVA																														
DV 110 kV Trebinje - Herceg Novi																														
DV 110 kV Livno - Buško Blato																														
REMONTI - JUL 2012																														
DV 400 kV Mostar 4 - Gacko																														
DV 400 kV Gacko - Trebinje																														
DV 400 kV Višegrad - HE Višegrad																														
TS Banja Luka 6 TR 1 400/110 kV , 300 MVA																														
TS Banja Luka 6 TR 2 400/110 kV , 300 MVA																														
DV 220 kV Tuzla 4 - Zenica 2 SA																														
DV 220 kV RP Jablanica - Jajce 2																														
DV 220 kV RP Jablanica - HE Grabovica																														
DV 220 kV RP Mostar 3 - HE Salakovac																														
DV 220 kV Sarajevo 20 - HE Piva																														
DV 110 kV EVP Kulen Vakuf - Gračac																														
REMONTI - JUN 2012																														
TS Sarajevo 10 TR 2 400/110 kV , 300 MVA																														
TS Sarajevo 20 TR 400/220 kV , 400 MVA																														
TS Mostar 4 TR 1 400/220 kV , 400 MVA																														
TS Mostar 4 TR 2 400/220 kV , 400 MVA																														
TS Višegrad TR 400/110 kV , 300 MVA																														
DV 220 kV Prijedor 2 - Međurić																														
DV 220 kV Prijedor 2 - Mraclin																														
DV 220 kV RP Kakanj - za TR pri TE Kakanj																														
Trafo pri TE Kakanj 220/110 kV , 150 MVA																														
TS Zenica 2 TR 2 220/110 kV , 150 MVA																														
TS Prijedor 2 TR 1 220/110 kV , 150 MVA																														
TS Prijedor 2 TR 1 220/110 kV , 150 MVA																														
DV 220 kV Sarajevo 20 - HE Piva																														

7.7 Proračun kratkih spojeva

Proračuni kratkih spojeva su izvršeni za model sistema sa i bez predloženih solarnih elektrana da bi se utvrdila promjena u nivou kratkog spoja koju izaziva priključenje ovih elektrana. Proračuni su izvršeni za očekivane topologije prenosne mreže i očekivanu izgrađenost elektroenergetskog sistema BiH u 2015., 2020. i 2025. godini.

Proračuni kratkih spojeva uključuju maksimalne trolne kratke spojeve i jednopolne kratke spojeve u odabranim čvorovima prenosne mreže. Proračuni kratkog spoja su izvršeni u skladu sa IEC 60909 standardom sa vremenom razdvajanja kontakta prekidača kao što je definisano Mrežnim kodeksom.

Proračun najvećih vrijednosti struja kratkih spojeva se vrši da bi se ocijenila adekvatnost opreme u postojećim i planiranim transformatorskim stanicama s obzirom na nivo struje kratkog spoja. Prema Mrežnom kodeksu prenosna mreža BiH je dizajnirana tako da se nivoi kratkog spoja održavaju unutar sljedećih vrijednosti:

- 40 kA na 400 kV sistemu;
- 40 kA na 220 kV sistemu;
- 31.5 kA na 110 kV sistemu.

Proračunima kratkog spoja ispituje se da li će integracija predloženih solarnih elektrana u prenosnu mrežu dovesti do povećanja nivoa struje kratkog spoja u nekim čvorištima iznad propisanih najvećih vrijednosti navedenih u Mrežnom kodeksu. Proračuni su izvršeni za bazni slučaj bez solarnih elektrana kao i za scenarije sa priključenim elektranama, kako bi se mogao procijeniti doprinos priključenja nove elektrane na porast, odnosno promjenu nivoa struje kratkog spoja na posmatranim čvorištima u mreži.

Proračun trolnih i jednopolnih struje kratkog spoja je izvršen za sljedeće čvorove

- Svi 400 kV čvorovi u BiH
- Svi 220 kV čvorovi u BiH
- 110 kV čvorovi od interesa (priključni čvorovi za SE i susjedni čvorovi)

Proračuni su izvršeni uz sljedeće pretpostavke:

- Analize kratkog spoja su izvršene na režimima zimskog maksimuma kao najnepovoljnije pogonsko stanje koje rezultira maksimalnim iznosima struja kratkih spojeva.
- Pretpostavljeno je da su svi generatori u sistemu BiH u pogonu,
- U skladu sa IEC 60909 standardom, napon prije nastanka kratkog spoja je jednak nazivnom naponu mreže uvećanim za naponski korekcionni faktor 1.1
- Elementi mreže su predstavljeni odgovarajućim simetričnim impedansama
- Ukoliko podatak o sprezi transformatora nije dostupan, pretpostavljeno je da su neutralne tačke svih autotransformatora (400/220 kV, 400/110 kV i 220/110 kV) direktno uzemljene, a zvjezdište 110 kV strane jednog od transformatora 110/x kV je uzemljeno.

S obzirom da se PV elektrane priključuju na prenosnu mrežu preko pretvarača, njihov doprinos strujama kratkog spoja kao i doprinos ostalih izvora energije koji su preko pretvarača priključeni na mrežu je mali, u iznosu koji je nešto veći od nazivne struje elektrane [25]. Za potrebe proračuna struja kratkih spojeva reaktanse modelovanih PV elektrana su određene tako da je doprinos datih elektrana u struji kratkog spoja na nivou od 110% nominalne struje elektrane. Što se tiče KSE elektrana, one se predstavljaju klasičnim generatorima i nije potrebno dodatno usklađivanje reaktansi.

7.7.1

Osnovni scenario

U tabeli ispod su prikazane vrijednosti struja trolejnih kratkih spojeva za bazni sistem (bez solarnih elektrana) za 2015., 2020. i 2025. godinu. Takođe su prikazane i procentualne promjene struja pri prelasku iz jedne u drugu analiziranu godinu.

Tabela 7-16 – Vrijednosti struja trolejnih kratkih spojeva (2015-2025) i njihovi priraštaji u odnosu na prethodnu analiziranu godinu

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Struja prek. [kA]	2015 [kA]	2020 [kA]	Δ (%)	2025 [kA]	Δ (%)
Banja Luka 6	400	40	5.95	7.28	22.36	10.82	48.72
TE Gacko	400	40	10.48	11.86	13.19	11.92	0.56
HE Višegrad	400	40	7.31	13.61	86.25	13.67	0.39
Mostar 4	400	40	14.39	15.99	11.13	16.10	0.68
RP Trebinje	400	40	9.77	11.61	18.82	11.72	0.99
Sarajevo 10	400	40	12.10	14.01	15.75	14.51	3.61
Sarajevo 20	400	40	9.38	10.68	13.84	10.92	2.26
TE Stanari	400	40	/	10.06	/	12.17	21.02
TE Kakanj	400	40	/	/	/	15.05	/
TE Tuzla 1	400	40	/	20.43	/	21.23	3.94
Tuzla 4	400	40	17.41	23.31	33.89	24.40	4.68
TE Ugljevik	400	40	18.26	20.72	13.52	21.01	1.37
Višegrad	400	40	7.52	14.45	92.14	14.51	0.42
Bihać 1	220	40	4.47	4.50	0.73	4.51	0.12
EAL	220	40	21.17	23.30	10.05	23.22	-0.33
Gradačac	220	40	9.19	9.93	8.07	9.79	-1.41
HE Čapljina	220	40	14.33	14.82	3.37	14.80	-0.13
HE Dabar	220	40	/	8.75	/	8.74	-0.09
HE Grabovica	220	40	9.71	11.71	20.60	11.59	-1.04
HE Rama	220	40	10.61	12.37	16.64	12.26	-0.92
HE Salakovac	220	40	11.53	12.02	4.28	11.89	-1.11
HE Trebinje	220	40	9.53	9.77	2.45	9.76	-0.10
Jajce 2	220	40	6.94	7.40	6.53	7.43	0.41

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Struja prek. [kA]	2015 [kA]	2020		2025	
				[kA]	Δ (%)	[kA]	Δ (%)
Kakanj 2	220	40	15.25	16.18	6.05	14.45	-10.64
Kakanj 5	220	40	13.26	18.79	41.74	/	/
Mostar 3	220	40	23.19	24.60	6.11	24.51	-0.38
Mostar 4	220	40	23.66	25.03	5.80	24.96	-0.28
Prijedor 2	220	40	12.34	12.12	-1.74	12.17	0.43
RP Jablanica	220	40	12.58	16.33	29.74	16.08	-1.51
RP Kakanj	220	40	16.81	21.75	29.40	18.61	-14.45
Sarajevo 20	220	40	8.32	8.65	3.98	8.72	0.79
TE Tuzla	220	40	21.08	24.52	16.32	22.78	-7.06
TE Zenica	220	40	/	19.24	/	17.77	-7.64
Trebinje	220	40	15.71	17.02	8.36	16.99	-0.20
Tuzla 2	220	40	17.43	19.76	13.41	18.95	-4.12
Tuzla 4	220	40	22.58	26.73	18.37	25.19	-5.74
Višegrad	220	40	8.11	/	/	/	/
Zenica 2	220	40	12.57	20.80	65.48	17.99	-13.51
B Blato	110	31.5	5.05	6.63	31.21	6.63	-0.03
Bileća	110	31.5	5.46	6.52	19.55	6.53	0.11
Bugojno	110	31.5	5.17	9.73	88.19	9.73	-0.07
Čapljina	110	31.5	5.17	9.83	90.36	10.83	10.15
Gacko	110	31.5	2.35	4.25	81.24	4.26	0.08
HE Jablanica	110	31.5	10.97	15.53	41.59	15.50	-0.16
HE Ulog	110	31.5	/	4.22	/	4.23	0.11
Jajce	110	31.5	11.86	13.67	15.30	14.11	3.19
Kalesija	110	31.5	/	9.27	/	9.38	1.23
Kupres	110	31.5	/	6.97	/	6.96	-0.07
Livno	110	31.5	4.29	6.29	46.49	6.29	-0.05
Ljubuški	110	31.5	6.36	9.80	54.12	9.87	0.68
Mostar 1	110	31.5	12.78	16.98	32.85	17.09	0.60
Mostar 2	110	31.5	9.80	13.01	32.70	13.09	0.63
Mostar 4	110	31.5	17.68	19.93	12.72	20.39	2.30
Mostar 9	110	31.5	/	8.19	/	13.15	60.60
Nevesinje	110	31.5	3.82	5.44	42.59	5.45	0.21
Posušje	110	31.5	4.18	5.97	42.69	5.96	-0.07
Rama	110	31.5	/	8.83	/	8.82	-0.12
Rogatica	110	31.5	6.19	6.67	7.68	6.71	0.69
Sarajevo 4	110	31.5	18.59	20.33	9.40	20.25	-0.43

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Struja prek. [kA]	2015 [kA]	2020		2025	
				[kA]	Δ (%)	[kA]	Δ (%)
Široki Brijeg	110	31.5	8.28	9.00	8.79	9.01	0.09
Sokolac	110	31.5	5.83	6.08	4.22	6.10	0.36
Stolac	110	31.5	2.33	7.35	215.40	7.48	1.82
Tomislavgrad	110	31.5	3.71	8.34	124.88	8.33	-0.09
Tuzla 4	110	31.5	17.47	22.07	26.36	21.84	-1.07
Tuzla 5	110	31.5	11.56	15.61	35.07	15.56	-0.32
Tuzla Centar	110	31.5	13.03	17.99	38.01	17.87	-0.64
Višegrad	110	31.5	10.76	13.27	23.32	13.52	1.84

Analizirajući rezultate iz prethodne tabele možemo zaključiti da su sve struje unutar vrijednosti koje propisuje Mrežni kodeks. Najveća vrijednost u 2015. godini je na 220kV sabirnicama u TS Mostaru (23.19 kA) dok je u 2020. i 2025. godini to 220kV naponski nivo u TS Tuzla 4 (26.73 kA i 25.19 kA, respektivno).

Priraštaji struja kratkih spojeva u 2020. godini (u odnosu na 2015.) pokazuju da zbog izgradnje novih dalekovoda i ulaska u pogon novih elektrana, vrijednosti struja kratkih spojeva u svim tačkama u mreži rastu. Na 400kV naponskom nivou, do najvećeg povećanja dolazi u TS Višegrad (92%) i HE Višegrad (86%) kao posljedica nove 400 kV interkonekcije Višegrad – Bajina Bašta (RS). Na 220 kV naponskom nivou najveći priraštaj je uočen u TS Zenica 2 (65%) zbog ulaska u pogon nove TE-TO KTG Zenica. Zbog izgradnje novih dalekovoda u 110kV mreži, dolazi do velikih priraštaja kratkih spojeva i to najviše u TS Stolac (215%) i TS Tomislavgrad (125%).

Priraštaji struja kratkih spojeva u 2025. godini (u odnosu na 2020.) su dosta manji nego u 2020. godini jer razvoj prenosne mreže u ovom periodu nije intenzivan, dok od elektrana u pogon ulaze samo HE Ustikolina i TE Kakanj 8. S druge strane Tuzla G4 i Kakanj G5 izlaze iz pogona što prouzrokuje čak i smanjenje struja kratkih spojeva u tačkama koje su električno blizu ovim elektranama. Zbog izgradnje nove 400kV interkonekcije Banja Luka – Lika (HR) dolazi do povećanja struje kratkog spoja u Banja Luci (48%) i TE Stanari (21%) dok su priraštaji na ostalim 400kV sabirnicama veoma mali. U 220kV mreži uglavnom dolazi do smanjenja struja kratkih spojeva (negativni priraštaj) zbog izlaska iz pogona TE Tuzla G4 i Kakanj G5 koji su bili vezani na 220kV mrežu. Što se 110kV naponskog nivoa tiče, vrijednosti struja kratkih spojeva su približno jednake onim iz 2020. godine, osim u TS Mostar 9, gde dolazi do povećanja od 60% kao posljedica novog dalekovoda Mostar 9 – Mostar 4.

U tabeli ispod su prikazane vrijednosti struja jednopolnih kratkih spojeva za bazni sistem (bez solarnih elektrana) za 2015., 2020. i 2025. godinu.

Tabela 7-17 – Vrijednosti struja jednopolnih kratkih spojeva (2015-2025) i njihovi priraštaji u odnosu na prethodnu analiziranu godinu

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Struja prek. [kA]	2015	2020		2025	
			[kA]	[kA]	Δ (%)	[kA]	Δ (%)
Banja Luka 6	400	40	2.89	5.07	75.65	7.58	49.37
TE Gacko	400	40	9.16	5.70	-37.75	6.02	5.66
HE Višegrad	400	40	6.59	11.49	74.24	11.63	1.30
Mostar 4	400	40	8.89	7.99	-10.14	8.65	8.20
RP Trebinje	400	40	6.10	5.41	-11.22	5.77	6.51
Sarajevo 10	400	40	6.55	7.64	16.59	9.85	28.96
Sarajevo 20	400	40	4.82	5.53	14.74	6.60	19.32
TE Stanari	400	40	/	9.58	/	11.36	18.58
TE Kakanj	400	40	/	/	/	13.54	/
TE Tuzla 1	400	40	/	18.09	/	19.16	5.93
Tuzla 4	400	40	10.72	19.77	84.40	21.35	7.96
TE Ugljevik	400	40	15.05	17.50	16.28	17.79	1.66
Višegrad	400	40	6.60	11.89	80.21	12.07	1.48
Bihać 1	220	40	2.29	2.20	-3.84	2.20	-0.01
EAL	220	40	14.42	15.51	7.61	15.45	-0.39
Gradačac	220	40	5.86	6.12	4.39	6.08	-0.62
HE Čapljina	220	40	12.96	13.78	6.29	13.77	-0.10
HE Dabar	220	40	/	8.08	/	8.08	-0.05
HE Grabovica	220	40	8.61	9.36	8.72	9.26	-1.05
HE Rama	220	40	9.77	8.07	-17.42	7.99	-0.97
HE Salakovac	220	40	10.01	10.73	7.25	10.62	-1.03
HE Trebinje	220	40	8.87	6.22	-29.87	6.21	-0.15
Jajce 2	220	40	3.69	3.68	-0.36	3.68	-0.03
Kakanj 2	220	40	10.60	11.68	10.21	9.70	-16.98
Kakanj 5	220	40	11.15	16.82	50.85	/	/
Mostar 3	220	40	16.34	16.83	2.99	16.75	-0.44
Mostar 4	220	40	16.29	16.74	2.77	16.68	-0.38
Prijedor 2	220	40	7.35	6.42	-12.61	6.42	0.00
RP Jablanica	220	40	11.20	11.95	6.73	11.75	-1.70
RP Kakanj	220	40	13.00	18.24	40.26	13.78	-24.43
Sarajevo 20	220	40	3.02	2.59	-14.32	2.60	0.19
TE Tuzla	220	40	18.19	20.91	14.96	19.97	-4.49
TE Zenica	220	40	/	19.45	/	17.76	-8.70
Trebinje	220	40	13.08	12.56	-3.99	12.52	-0.31

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Struja prek. [kA]	2015 [kA]	2020		2025	
				[kA]	Δ (%)	[kA]	Δ (%)
Tuzla 2	220	40	14.18	15.80	11.44	15.39	-2.57
Tuzla 4	220	40	18.13	20.99	15.77	20.22	-3.68
Višegrad	220	40	3.21	/	/	/	/
Zenica 2	220	40	7.72	17.85	131.06	14.72	-17.53
B Blato	110	31.5	3.46	4.90	41.78	4.90	-0.01
Bileća	110	31.5	2.91	4.21	44.89	4.21	-0.01
Bugojno	110	31.5	3.10	6.65	114.70	6.66	0.05
Čapljina	110	31.5	3.17	6.71	111.79	7.35	9.49
Gacko	110	31.5	1.31	3.18	142.87	3.18	0.03
HE Jablanica	110	31.5	11.47	15.80	37.73	15.80	0.01
HE Ulog	110	31.5	/	2.55	/	2.55	0.05
Jajce	110	31.5	8.02	8.69	8.38	8.88	2.11
Kalesija	110	31.5	/	4.39	/	5.01	14.25
Kupres	110	31.5	/	5.09	/	5.09	0.00
Livno	110	31.5	2.86	4.87	70.40	4.86	-0.02
Ljubuški	110	31.5	3.89	6.57	68.83	6.60	0.40
Mostar 1	110	31.5	10.60	14.86	40.09	14.92	0.40
Mostar 2	110	31.5	7.20	11.20	55.57	11.24	0.41
Mostar 4	110	31.5	11.85	13.82	16.64	14.54	5.20
Mostar 9	110	31.5	/	5.47	/	9.07	65.63
Nevesinje	110	31.5	2.41	3.50	45.22	3.50	0.10
Posušje	110	31.5	2.96	5.17	74.36	5.16	-0.03
Rama	110	31.5	/	6.09	/	6.09	-0.03
Rogatica	110	31.5	2.16	2.59	19.56	3.00	15.84
Sarajevo 4	110	31.5	8.02	11.75	46.53	12.44	5.81
Široki Brijeg	110	31.5	5.56	5.99	7.74	6.03	0.59
Sokolac	110	31.5	2.54	2.94	15.91	3.20	8.77
Stolac	110	31.5	1.40	5.97	326.92	6.06	1.36
Tomislavgrad	110	31.5	2.45	7.37	201.06	7.36	-0.05
Tuzla 4	110	31.5	9.17	7.52	-17.95	11.98	59.25
Tuzla 5	110	31.5	6.47	6.29	-2.79	8.86	40.83
Tuzla Centar	110	31.5	7.50	6.96	-7.14	10.71	53.81
Višegrad	110	31.5	2.25	2.93	29.98	3.85	31.56

Upoređujući vrijednosti za trolejne (Tabela 7.12) i jednopolne kratke spojeve (Tabela 7-17), vidimo da su struje jednopolnih kratkih spojeva manje od trolejnih, i kao takve se nalaze unutar vrijednosti koje propisuje Mrežni kodeks.

Analiza priraštaja struja jednopolnih kratkih spojeva je slična onoj za tropolne i pokazuje da je priraštaj u 2020. godini mnogo veći nego u 2025. godini gdje na nekim sabirnicama dolazi čak i do smanjenja vrijednosti.

7.7.2 Kombinovani scenario (KSE+PV)

U ovom potpoglavlju su prikazane vrijednosti struja tropolnih i jednopolnih kratkih spojeva u 2020. i 2025. godini za kombinovani scenario. Takođe su izračunate i procentualne promjene u odnosu na odgovarajuće struje iz osnovnog scenarija. Tabela 7-18 prikazuje struje kratkih spojeva za 2020. godinu u onim tačkama u mreži u kojima je došlo do najveće promjene u odnosu na osnovni scenario (razlika veća od 5%), dok je u prilogu D data tabela sa proračunatim vrijednostima na svim sabirnicama.

Tabela 7-18 – Vrijednosti struja tropolnih i jednopolnih kratkih spojeva u 2020. godini za Kombinovani scenario

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Trofazni k.s. (3ks)			Jednofazni k.s. (1ks)		
		Osnovni sc. [kA]	KSE+PV sc.[kA]	Δ (%)	Osnovni sc. [kA]	KSE+PV sc.[kA]	Δ (%)
Nevesinje	110	5.44	6.60	21.34	3.50	5.33	52.51
Bileća	110	6.52	7.33	12.42	4.21	5.35	26.96
Stolac	110	7.35	8.13	10.68	5.97	7.49	25.33
Mostar 2	110	13.01	14.14	8.73	11.20	12.66	13.09
HE Ulog	110	4.22	4.55	7.88	2.55	2.96	16.17
Tomislavgrad	110	8.34	8.98	7.72	7.37	9.20	24.86
Mostar 1	110	16.98	18.10	6.56	14.86	16.23	9.27
Mostar 4	110	19.93	21.16	6.14	13.82	15.85	14.63
Mostar 9	110	8.19	8.65	5.63	5.47	5.72	4.59
Ljubuški	110	9.80	10.32	5.28	6.57	6.96	5.88
Čapljina	110	9.83	10.34	5.12	6.71	7.25	8.02
Gacko	110	4.25	4.38	2.88	3.18	3.53	11.19
Livno	110	6.29	6.37	1.35	4.87	5.26	8.15
Kupres	110	6.97	7.03	0.90	5.09	5.54	8.69
Tuzla 5	110	15.61	15.61	0.00	6.29	6.63	5.45
Široki Brijeg	110	9.00	8.32	-7.63	5.99	6.00	0.12

Promjene struja tropolnih i jednopolnih kratkih spojeva na 400kV i 220kV mreži su vrlo male (reda veličine 1% i manje) jer se u 2020. godini sve solarne elektrane (osim Rakitnog Polja) vezuju na 110kV mrežu, pa kao takve imaju mali uticaj na struje kratkih spojeva u 400kV i 220kV mreži.

Povećanje struja kratkih spojeva je najočiglednije u tačkama u kojima se vezuju KSE (Stolac, Nevesinje, Čapljina, Bileća...), jer se u ovim solarnim elektranama koriste klasične sinhronne mašine koje utiču na povećanje struja kratkih spojeva.

S druge strane, PV elektrane utiču veoma malo, praktično zanemarljivo, na struje kratkih spojeva jer kao izvor koji je vezan preko pretvarača na mrežu, ima doprinos struji kvara svega 10% veći od radne struje.

Zanimljivo je pogledati da se struja kratkog spoja u TS Široki Brijeg smanjila za 7.63% nakon priključenja solarnih elektrana. Razlog leži u tome što je PV elektrana Mostarsko Blato priključena na mrežu uvođenjem voda Široki Brijeg – Mostar 4. Kako je ova elektrana preko pretvarača vezana na mrežu, njen uticaj na struju kratkog spoja je veoma mali. S druge strane, uvođenjem voda Široki Brijeg – Mostar 4, dužina ovog voda se sa 16.8km povećava na 22.8km (Š.Brijeg – PV M.Blato 14.3km + PV M.Blato – Mostar 4 8.5km) čime se povećava impedansa kvara u TS Široki Brijeg, te se zbog toga struja kvara smanjuje. U TS Mostar 4 (na 110kV sabirnicama) takođe dolazi do smanjenja struje kvara nakon priključenja solarnih elektrana, ali kako je ova tačka dosta jača od TS Široki Brijeg, smanjenje će biti manje. U ovom slučaju ono iznosi 1.82%, pa zbog svoje male vrijednosti nije prikazano u prethodnoj tabeli.

Tabela 7-19 prikazuje struje kratkih spojeva u 2025. godini u čvorovima u kojima je nakon priključenih SE došlo do najvećih promjena struja kvara

U 2025. godini, predviđeno je da se dvije nove PV elektrane priključuju na mrežu:

- PV Vukovsko Polje (60MW) uvođenjem 220kV Jajce – RP Jablanica
- PV Vilino Polje (2x40MW) uvođenjem 220kV HE Salakovac – RP Kakanj

Tabela 7-19 – Vrijednosti struja trolinjskih i jednofaznih kratkih spojeva u 2025. godini za Kombinovani scenario

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Trofazni k.s. (3ks)			Jednofazni k.s. (1ks)		
		Osnovni sc. [kA]	KSE+PV sc. [kA]	Δ (%)	Osnovni sc. [kA]	KSE+PV sc. [kA]	Δ (%)
Jajce 2	220	7.43	6.47	-12.8	3.68	3.02	-17.7
RP Jablanica	220	16.08	15.63	-2.80	11.75	11.69	-0.48
HE Salakovac	220	11.89	11.58	-2.61	10.62	10.53	-0.85
Nevesinje	110	5.45	6.61	21.28	3.50	5.34	52.46
Bileća	110	6.53	7.34	12.42	4.21	5.35	26.94
Stolac	110	7.48	8.25	10.24	6.06	7.56	24.83
Mostar 2	110	13.09	14.22	8.68	11.24	12.70	13.00
HE Ulog	110	4.23	4.56	7.85	2.55	2.96	16.15
Tomislavgrad	110	8.33	8.97	7.70	7.36	9.19	24.86
Mostar 4	110	20.39	21.75	6.68	14.54	16.67	14.62
Mostar 1	110	17.09	18.18	6.41	14.92	16.30	9.27
Mostar 9	110	13.15	13.92	5.82	9.07	9.77	7.73
Čapljina	110	10.83	11.39	5.16	7.35	7.97	8.49
Ljubuški	110	9.87	10.37	5.05	6.60	7.00	6.01
Gacko	110	4.26	4.38	2.85	3.18	3.54	11.17
Livno	110	6.29	6.37	1.35	4.86	5.26	8.16

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Trofazni k.s. (3ks)			Jednofazni k.s. (1ks)		
		Osnovni sc. [kA]	KSE+PV sc. [kA]	Δ (%)	Osnovni sc. [kA]	KSE+PV sc. [kA]	Δ (%)
Kupres	110	6.96	7.02	0.78	5.09	5.54	8.64
Široki Brijeg	110	9.01	8.32	-7.67	6.03	6.01	-0.34

Slično kao i u 2020. godini, uticaj na struje kratkih spojeva u 400kV mreži je veoma mali (promjene su manje od 1%).

Kako se obe nove elektrane priključuju na 220kV mrežu uvođenjem već postojećih vodova (efektivno se povećava dužina tih vodova) i kako su obe elektrane PV tipa (praktično ne povećavaju struju kratkog spoja), to će u krajnjim tačkama ovih vodova doći do smanjenja struja kratkih spojeva. Tako da u TS Jajce 2 dolazi do najvećeg smanjenja od 12.8%, dok je smanjenje na ostalim 220kV čvorovima manje, jer su to tačke u kojima je mreža jača.

Što se 110kV mreže tiče, važe isti zaključci kao i za 2020. godinu: KSE povećavaju struje kratkih spojeva u lokalnim čvorovima, dok PV elektrane koje se priključuju na mrežu uvođenjem već postojećih vodova neznatno smanjuju struje kratkih spojeva. Ovaj uticaj je u svakom slučaju mali.

Na osnovu sprovedene analize za kombinovani scenario, a uzimajući u obzir najviše dozvoljene vrijednosti struja kratkog spoja definisane Mrežnim kodeksom, može se zaključiti da integracija solarnih elektrana neće ugroziti opremu u postojećim i planiranim postrojenjima prenosne mreže.

7.7.3 Fotonaponski scenario (PV)

Tabela 7-20 i Tabela 7-21 prikazuju struje trolnih i jednopolnih kratkih spojeva za fotonaponski scenario u 2020. i 2025. godini. Prikazane su samo one vrijednosti za koje je priraštaj u odnosu na Osnovni scenario veći od 5%, dok su vrijednosti za sve čvorove prikazani u prilogu D.

Za obe godine je karakteristično blago smanjenje struja kratkih spojeva jer se većina elektrana vezuje na mrežu uvođenjem već postojećih vodova. Na malom broju sabirnica ova vrijednost je veća od 5%, dok je na većini manja od 1% (Prilog D).

Tabela 7-20 – Vrijednosti struja trolnih i jednopolnih kratkih spojeva u 2020. godini za PV scenario

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Trofazni k.s. (3ks)			Jednofazni k.s. (1ks)		
		Osnovni sc. [kA]	PV sc. [kA]	Δ (%)	Osnovni sc. [kA]	PV sc. [kA]	Δ (%)
Stolac	110	7.35	6.97	-5.08	5.97	6.19	3.55
Posušje	110	5.97	5.63	-5.66	5.17	5.19	0.36
Tomislavgrad	110	8.34	7.81	-6.29	7.37	7.74	5.12
Gacko	110	4.25	3.89	-8.58	3.18	3.07	-3.55
Široki Brijeg	110	9.00	7.89	-12.4	5.99	5.41	-9.60

Tabela 7-21 – Vrijednosti struja trofaznih i jednofaznih kratkih spojeva u 2025. godini za PV scenario

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Trofazni k.s. (3ks)			Jednofazni k.s. (1ks)		
		Osnovni sc. [kA]	PV sc. [kA]	Δ (%)	Osnovni sc. [kA]	PV sc. [kA]	Δ (%)
Jajce 2	220	7.43	6.46	-13.0	3.68	3.02	-17.8
Posušje	110	5.96	5.62	-5.67	5.16	5.18	0.38
Tomislavgrad	110	8.33	7.80	-6.32	7.36	7.74	5.12
Gacko	110	4.26	3.89	-8.55	3.18	3.07	-3.56
Široki Brijeg	110	9.01	7.88	-12.5	6.03	5.43	-9.84

Na osnovu sprovedene analize za fotonaponski scenario može se zaključiti da analizirane solarne elektrane ni u ovom scenariju neće ugroziti opremu u postojećim i planiranim postrojenjima prenosne mreže.

7.7.4 Zaključak

Proračuni kratkih spojeva u svim scenarijima su pokazali da su struje trofaznih i jednofaznih kratkih spojeva unutar vrijednosti koje propisuje Mrežni kodeks, što znači da integracija solarnih elektrana ne ugrožava opremu u postojećim i planiranim postrojenjima prenosne mreže.

Analizirane solarne elektrane se najvećim dijelom priključuju na 110kV naponski nivo pa je u ovom dijelu mreže njihov uticaj najuočljiviji. PV elektrane, koje se preko konvertora priključuju na mrežu, imaju veoma mali doprinos u strujama kratkih spojeva, dok KSE, koje koriste klasične sinhronne mašine, povećavaju struje kratkih spojeva u lokalnim čvorovima. U svakom slučaju ovo povećanje je malo i najuočljivije je u slabijim tačkama u mreži, gdje struje kratkih spojeva inače imaju niske vrijednosti.

Analizirane solarne elektrane vrlo malo utiču na struje kratkih spojeva u 400kV i 220kV mreži u 2020. godini (promjene su manje od 1%), dok su promjene u strujama kratkih spojeva u 2025. godini vidljive jedino u 220kV čvorovima koji su električno blizu solarnih elektrana.

7.8 Dinamičke analize

Cilj studija tranzijentne stabilnosti u ovoj studiji je da se ispita dinamičko ponašanje sistema BiH u pogledu velikih poremećaja vezanih za rad predloženih solarnih elektrana a rezultati tog ispitivanja će kao rezultat dati procjenu stabilnost elektroenergetskog sistema za karakteristične poremećaje u svim definisanim režimima. Dinamičke analize sprovedene u ovoj studiji obuhvataju sljedeće proračune:

- Simulacije trolnih kratkih spojeva će biti izvedene na odabranim čvorovima u prenosnoj mreži (400 kV , 220 kV i 110 kV) sa trajanjem kvara kao što je definisano u NOS BiH Mrežnom kodeksu. Cilj simulacija trolnih kratkih spojeva je provjera sposobnosti EES-a da apsorbuje snagu ubrzanja sinhronih mašina tokom i neposredno nakon kvara, kao i provjera sposobnosti EES-a da se oporavi nakon otklanjanja kvara
- Procjena stabilnosti elektroenergetskog sistema će se obavljati kroz simulacije poremećaja balansa snage u cilju provjere sposobnosti elektroenergetskog sistema da nadoknadi neželjena odstupanja uzrokovanih radom većeg broja PV SE. Simulacije poremećaja balansa snage će se vršiti za istovremeni ispad svih PV elektrana.

Navedene simulacije će prvo biti izvršene za bazne modele (bez solarnih elektrana – osnovni scenario) u 2015., 2020. i 2025. godini u režimima zimskog i ljetnog dnevnog maksimuma. Na ovaj način će se steći uvid u dinamičke karakteristike EES BiH i eventualne probleme koji mogu pojaviti kao rezultat primjenjenih poremećaja. Nakon toga će se pristupiti izvršenju simulacija za kombinovani (KSE+PV) i fotonaponski (PV) scenario u sljedećim slučajevima:

- 2020. godina:
 - Ljetni dnevni maksimum
 - Zimski dnevni maksimum
- 2025. godina:
 - Ljetni dnevni maksimum
 - Zimski dnevni maksimum

Dinamički model NOS BiH mreže je zasnovan na standardnim PSS/E modelima dinamičke biblioteke. Dinamički model koji se odnosi na BiH uključuje sve elektrane unutar EES BiH predviđene za pogon do 2025. godine. Elektrane unutar EES BiH modelovane su kao grupe generatora i blok transformatora, i predstavljene adekvatnim dinamičkim modelima iz biblioteke PSS/E programskog paketa, s odgovarajućim parametrima (model GENROU za TE i model GENSAL za HE). Osim modela generatora, dinamički model uključuje odgovarajuće modele pobudnih sistema, turbinskih regulatora i stabilizatora EES kod pojedinih elektrana.

Rezultati simulacija će biti predstavljeni u obliku vremenskih dijagrama kritičnih parametara (uglovi rotora generatora, frekvencija, tokovi aktivne i reaktivne snage, naponi u čvorovima). Simulacije poremećaja će biti izvršene za sve režime i scenarije integracije solarnih elektrana.

Uticaj ENTSO-E interkonekcije je modelovan pomoću ekvivalentnih generatora u čvorovima na krajevima interkonektivnih dalekovoda u regionalnom modelu. Kako bi se dobio što tačniji odziv, modelovani su ekvivalentni regulatori i pobudni sistemi. Za to je korišćen model generatora GENROU, a kao pobudni sistem je

korišćen EXST1, a za ekvivalentni regulator turbine korišćen TGOV1. Statizmi ekvivalentnih mašina su podešeni tako da se dobija odgovarajući odziv interkonekcije.

7.8.1 Modelovanje solarnih elektrana

Modelovanje solarnih elektrana obuhvata pravljenje modela za KSE i PV elektrane. Verifikacija ovih modela će biti izvršena na sljedeći način:

- Verifikacijom kontrole napona na jednoj fotonaponskoj (PV) elektrani radi provjere regulacije napona energetskog pretvarača (VSC).
- KSE elektrane će biti modelirane kao konvencionalna TE, tako da će se primjenjivati standardne procedure za verifikaciju pobude i turbinskog regulatora.

7.8.1.1 Modelovanje fotonaponske elektrane

Dinamički model fotonaponske elektrane u biblioteci programskog paketa PSS/E omogućavaju simulaciju rada PV elektrane povezane na prenosnu mrežu preko pretvarača. Model je razvijen po ugledu na osnovni model vjetrogeneratora tipa 4, WT4, sa dodatnim opcijama za simulaciju promjene izlazne snage na osnovu nivoa solarne iradijacije.

Dinamički model PV elektrane se sastoji od sljedećih modula:

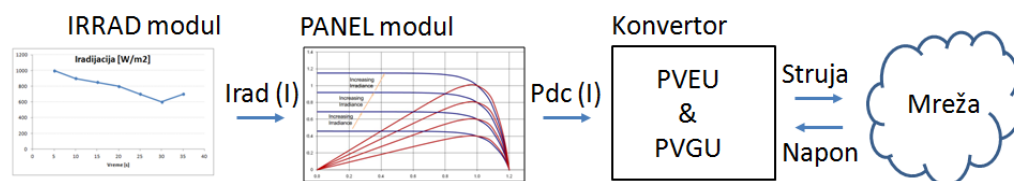
- PVGU: pretvarač /proizvodni modul
- PVEU: modul za električnu kontrolu
- PANEL: linearizovana kriva proizvodnje panela
- IRRAD: linearizovana kriva profila solarne iradijacije

Ovi moduli daju približan dinamički odziv agregiranih solarnih polja u okviru PV elektrane. Modul za kontrolu pretvarača uključuje kontrolu aktivne i reaktivne snage. Kontrola reaktivne snage izračunava zahtjev za reaktivnom strujom za različite načine kontrole, koje mogu da budu sljedeće:

- Kontrola napona u udaljenom čvoru
- Kontrola faktora snage
- Kontrola reaktivne snage

Kontrola aktivne snage poredi injektiranje aktivne snage u mrežu sa referentnom vrednošću i u skladu s tim menja aktivnu komponentu injektirane struje. Referentna aktivna snaga se kontroliše nivoom DC snage koju proizvodi PANEL modul. Dati modul izračunava kolika je DC snaga koju daje PV elektrana za dati nivo iradijacije. Modul IRRAD je opcioni a omogućava da se unese vremenski profil iradijacije pomoću deset pari podataka (vreme, nivo iradijacije). U svakom koraku simulacije, modul će izračunati linearizovani nivo iradijacije. Nivo iradijacije na početku simulacije će biti inicijalizovan na osnovu podatka o proizvodnji iz tokova snaga.

Interakcija modula koji čine dinamički model PV elektrane su prikazani na slici ispod.



Slika 7.10 Interakcija modula u okviru dinamičkog modela PV elektrane

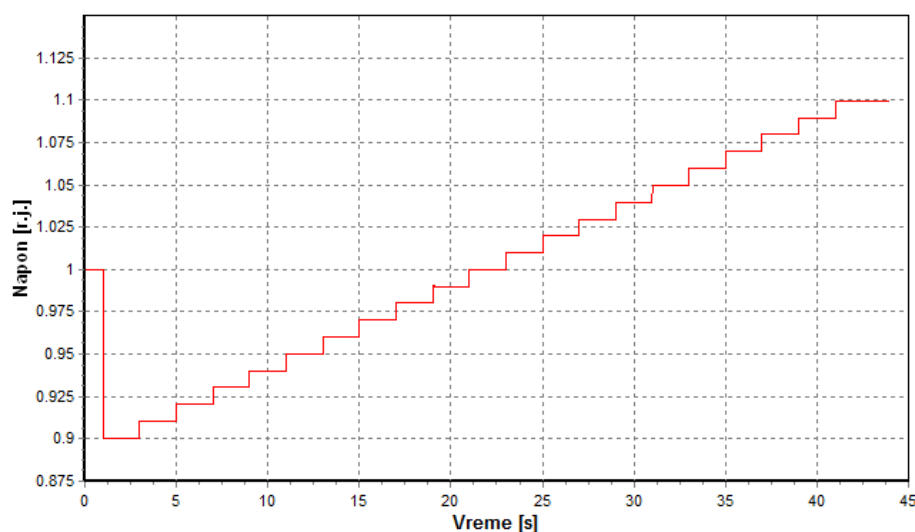
Primer postavljenih parametara za model PV elektrane je prikazan u tabeli ispod. IRRAD modul je opcioni, i modifikovan je u skladu sa potrebama proračuna. Vrijednost PMX u PVEU modulu je podešena u skladu sa instalisanom snagom PV elektrane.

Tabela 7-22 – Parametri modula u dinamičkom modelu PV elektrane

PVGU1									
TIqCmd	TIpCmd	VLVPL1	VLVPL2	GLVPL	VHVRCL	CURHVRCL	Rip	LVPL	T LVPL
0.02	0.02	0.4	0.9	1.11	1.2	2	2	0.02	
PVEU1I									
Control	PFAFLG	VARFLG	PQFLAG	Tw	Kpv	Kiv	Kpp	Kip	Kf
0	0	1	0	0.15	18	5	0.05	0.1	0
Tf	Qmx	Qmn	IPmax	Trv	dPMX	dPMN	Tpower	KQi	Vmincl
0.08	0.47	-0.47	1.1	0	0.5	-0.5	0.05	0.1	0.9
Vmaxcl	KVi	Tv	Tp	ImaxTD	Iphl	Iqhl	PMX		
1.1	120	0.05	0.05	1.7	1.11	1.11	50		
PANELU1									
PDCMAX	PDCMAX	PDCMAX	PDCMAX	PDCMAX					
200	400	600	800	1000					
0.16	0.38	0.59	0.85	1					
IRRADU1									
TIME1	IRRAD.1	TIME2	IRRAD.2	TIME3	IRRAD.3	TIME4	IRRAD.4	TIME5	IRRAD.5
5	1000	10	900	15	850	20	800	25	700
TIME6	IRRAD.6	TIME7	IRRAD.7	TIME8	IRRAD.8	TIME9	IRRAD.9	TIME10	IRRAD.10
30	600	35	700	0	0	0	0	0	0

Verifikacija dinamičkog modela PV elektrane

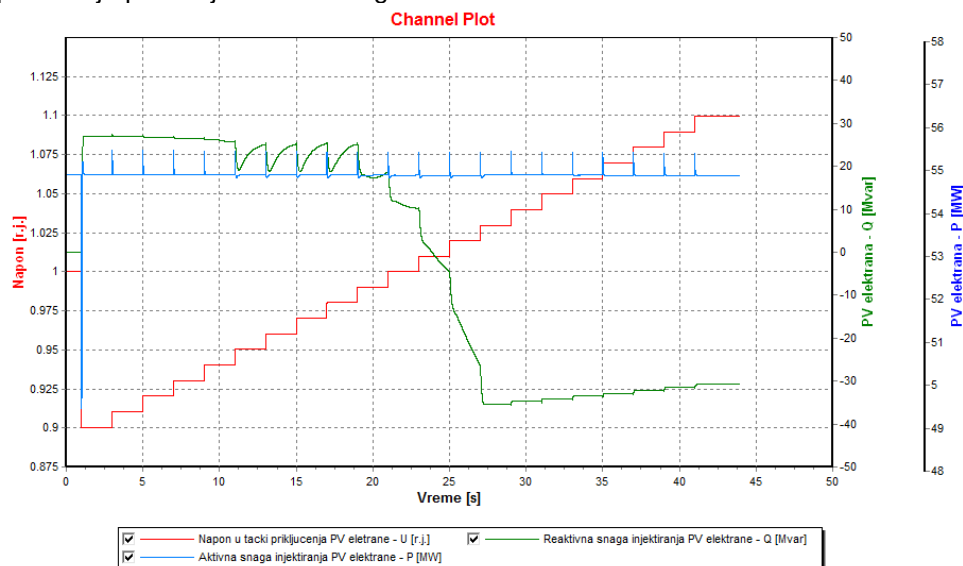
Provjera rada dinamičkog modela je izvršena verifikacijom regulacije napona PV elektrane, pomoću eksperimenta stepenaste funkcije prikazane na Slika 7.11. U tački priključenja je doveden karakteristični talas napona koji se menja stepenasto u koracima od po 1% u opsegu od 90% do 110 % koliki je i radni opseg napona u mreži prema Mrežnom kodeksu za 110kV i 220kV mrežu.



Slika 7.11 – Stepenasti talas napona u tački priključenja PV elektrane

Pri analizi je pretpostavljeno da PV elektrana radi sa nominalnom snagom (u ovom test primjeru je to 55MW). Modul za električnu kontrolu PV elektrane (PVEU) radi u režimu „kontrola napona u udaljenom čvoru“, tj pokušava da održi napon u tački priključenja na željenoj vrijednosti (o ovom slučaju to je 1 pu).

Slika 7.12 prikazuje odziv PV elektrane na stepenasti talas napona u tački priključenja. Crvenom bojom je prikazan napon u tački priključenja, zelenom bojom je označena reaktivna snaga koju PV elektrana injektira u mrežu, dok plava boja prikazuje aktivnu snagu PV elektrane.



Slika 7.12 – Odziv PV elektrane na stepenasti talas u tački priključenja

Sa dijagrama se vidi da naponsko regulaciona petlja u kontroleru PV elektrane reaguje na promjene napona u skladu sa očekivanjima i teži da napon održava na zadatoj nominalnoj vrijednosti. U periodu u kojem su naponi niži od nominalnih, forsirana je reaktivna snaga do maksimuma, da bi došlo do promjene i prelaska u kapacitivni režim rada za napone iznad nominalnog. Aktivna snaga PV elektrane se ne mijenja značajno ako se izuzmu pikovi izazvani naglim promjenama napona (brzi tranzijentni proces kao reakcija

na odskočnu funkciju). Dakle, može se zaključiti da je verifikacija modela PV elektrane uspješno izvršena.

7.8.1.2

Modelovanje KSE elektrane

Kao što je prikazano ranije, kod koncentrisanih solarnih elektrana solarna radijacija se pomoću sistema ogledala preusmjerava i fokusira na malu površinu. Koncentrisana solarna radijacija zagrijeva radni fluid na visoku temperaturu koja služi za pretvaranje vode u paru koja pokreće konvencionalnu parnu turbinu i generator za proizvodnju električne energije. Sa stanovišta prenosne mreže, modeli koji se koriste za predstavljanje KSE elektrane za tokove snaga, proračun kratkih spojeva i dinamičke analize se ne razlikuju od standardnih modela za sinhronu generatorske jedinice koji se nalaze u termoelekttranama.

Dinamičko modelovanje KSE elektrane je izvršeno po uzoru na parne turbine tipa SST-700 koje proizvodi Siemens. Siemens je prva kompanija koja je ponudila rešenja za KSE elektrane, a parne turbine u ponudi se implementiraju u različite tipove KSE elektrana. Parne turbine u KSE elekttranama iako rade na ispod principu kao i ostale, moraju biti optimizovane za specifičan i cikličan način rada KSE elektrane. Parne turbine tipa SST-700 se izrađuju za snage do 175 MW što je dovoljno za potrebe ove studije.

Model generatora

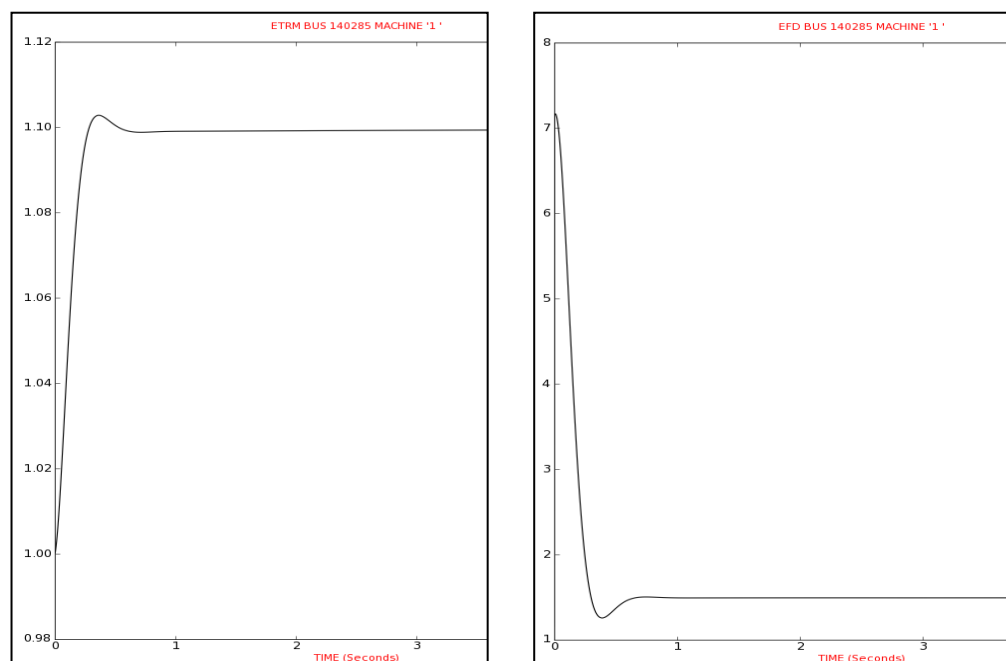
Generator je modelovan preko GENROU modela kojim su predstavljeni generatori sa valjkastim rotorom. Parametri GENROU modela su prikazani u tabeli ispod.

Tabela 7-23 – Parametri dinamičkog GENROU modela za jedinice u KSE elekttranama

GENROU parametri	Vrijednosti	Opis
T'_{do}	7.3	Tranzijentna vremenska konstanta (d osa)
T''_{do}	0.057	Subtranzijentna vremenska konstanta (d osa)
T'_{qo}	1.8	Tranzijentna vremenska konstanta (q osa)
T''_{qo}	0.09	Subtranzijentna vremenska konstanta (q osa)
H	3.734	Inercija svih rotacionih masa [s]
X_d	2.2	Reaktansa po d-osi
X_q	1.9	Reaktansa po q-osi
X'_d	0.224	Tranzijentna reaktansa po d-osi
X'_q	0.34	Tranzijentna reaktansa po q-osi
$X''_d = X''_q$	0.139	Subtranzijentna reaktansa po d-osi
X_l	0.121	Reaktansa rasipanja
$S(1.0)$	0.169	Faktor zasićenja
$S(1.2)$	0.602	Faktor zasićenja

Pobudni sistem

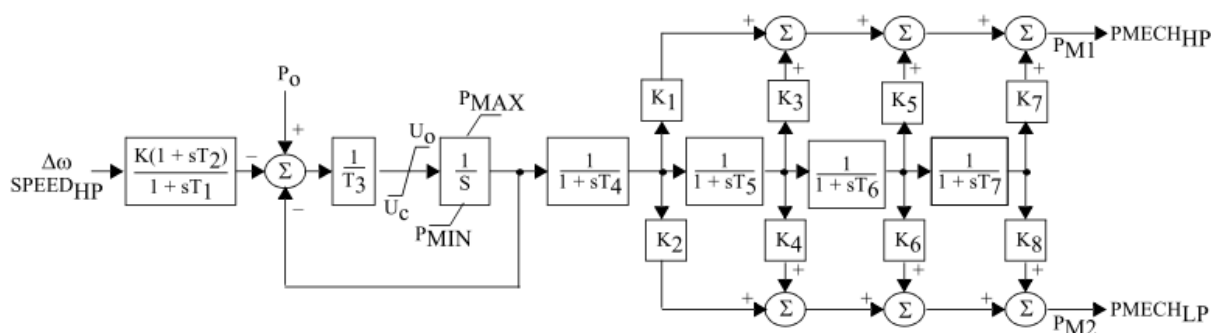
Pobudni sistem je izabran u skladu sa izabranom Siemens turbinom za modelovanje KSE elektrane uz koju se ugrađuju statički sistemi pobude koji se modeluju ST6B dinamičkim modelom statičke pobude. Dati sistem sadrži PID naponski regulator sa regulatorom pobudnog napona po unutrašnjoj povratnoj sprezi. Model omogućava pridruživanje dodatnih signala iz limita nadpobude



Slika 7.14 Provjera sistema pobude parne turbine (napon na krajevima i napon pobude)

Model turbine

Parna turbina je predstavljena standardnim modelom parnih turbina IEEE1. Turbina je razdvojena na dijelove visokog, srednjeg i niskog pritiska. IEEE1 je složeniji model za poprečne složene sisteme koji nisu prisutni u analiziranoj oblasti, tako da su sve konstante u dijelu sa niskim pritiskom postavljene na nulu ($PMECHLP = 0$). Blok dijagram i parametri IEEE1 modela parne turbine su prikazani na slici i tabeli ispod.



Slika 7.15 Blok dijagram dinamičkog modela IEEE1 turbinskog regulatora

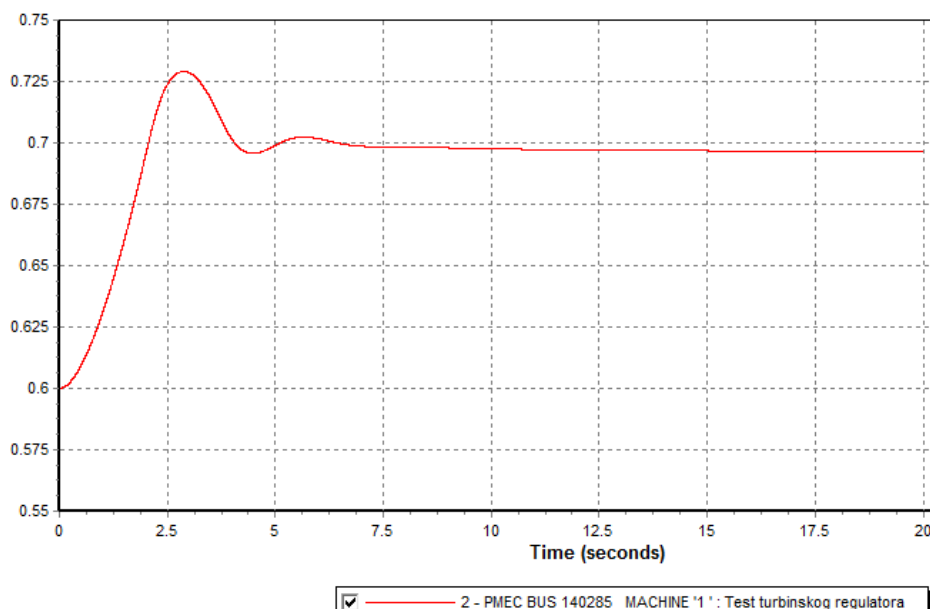
Tabela 7-25 – Parametri dinamičkog modela IEEE1 turbinskog regulatora

IEEE1 parametri	Vrijednost	Opis
K	20	Governor gain (inverse droop)
T1	0.05	Measurement lead time constant
T2	3	Measurement lag time constant

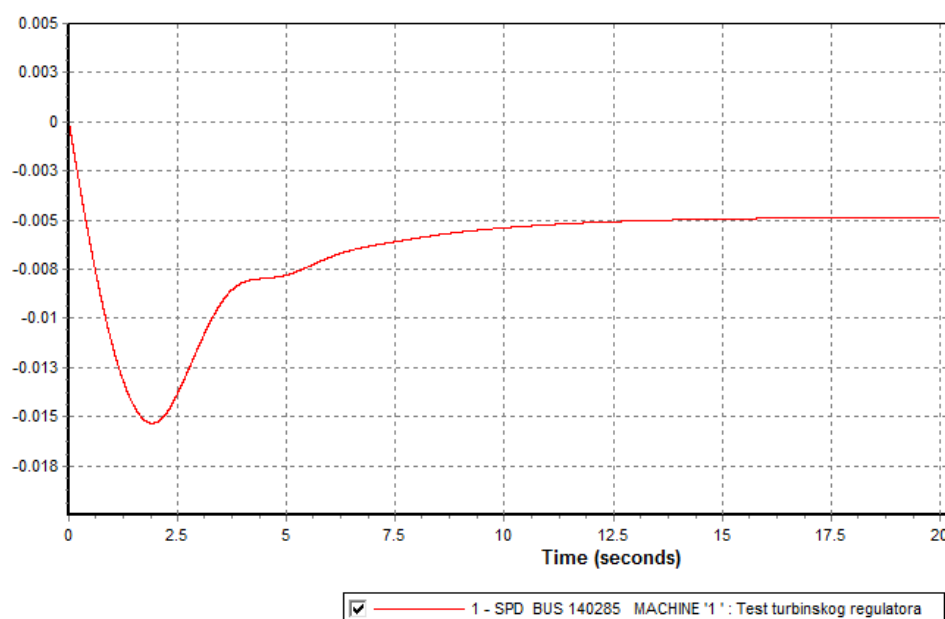
IEEE1 parametri	Vrijednost	Opis
T3	1	Servo motor time constant
Uo	0.1	Rate of valve opening (pu/sec)
Uc	-0.1	Rate of valve closing (< 0) (pu/sec)
PMAX	0.85	PMAX (pu on machine MVA rating)
PMIN	0.32	PMIN (pu on machine MVA rating)
T4	0.4	High pressure stage time constant (sec)
K1	0.4	High pressure stage portion of power
K2	0	High pressure stage portion of power
T5	0	Intermediate pressure stage time constant (sec)
K3	0	Intermediate pressure stage portion of power
K4	0	Intermediate pressure stage portion of power
T6	1.5	Low pressure stage time constant (sec)
K5	0.2	Low pressure stage portion of power
K6	0	Low pressure stage portion of power
T7	0.3	Low pressure stage time constant (sec)
K7	0.4	Low pressure stage portion of power
K8	0	Low pressure stage portion of power

Provjera parametara turbinskog regulatora izvršena je kroz simulaciju odziva turbinskog regulatora na način da se na modelu pokreće regulator turbine koji priprema turbinu i turbinski regulator za odziv na stepenastu promjenu opterećenja. Regulatori se pokreću pri opterećenju od 0.6 p.u. a korak promjene opterećenja se postavlja na 0.1 p.u. Simulacija traje do 20 s, a sve oscilacije koje se mogu pojaviti trebaju se prigušiti u prvoj polovini test perioda.

Rezultati testa turbinskog regulatora su prikazani na slici ispod sa kojih se vidi da modelovani turbinski regulator zadovoljava test, što znači da su parametri zadovoljavajuće podešeni.



Slika 7.16 Test turbine i turbinskog regulatora parne turbine (mehanička snaga agregata)



Slika 7.17 Test turbine i turbinskog regulatora parne turbine (brzina obrtanja agregata)

7.8.2 Simulacije kratkih spojeva

Simulacije trolejskih kratkih spojeva su izvršene sa ciljem da se provjeri sposobnost EES-a da apsorbira snagu ubrzanja sinhronih mašina tokom, i neposredno nakon kvara, kao i da bi se provjerila sposobnost EES-a da uspostavi napone nakon otklanjanja kvara.

Simulacije su izvršene na odabranim čvorovima u prenosnoj mreži (400 kV, 220 kV i 110 kV) za sve tri ciljne godine (2015, 2020 i 2025), za režime zimskog i ljetnog maksimuma. Simulacije su prvo izvršene za sistem bez solarnih elektrana (osnovni scenario), a zatim i za sistem sa solarnim elektranama (kombinovani i fotonaponski scenario). Dužina trajanja simulacije je 20s, s tim što je do kvara dolazi u 1. sekundi. Dužina trajanja kvara zavisi od naponskog nivoa i iznosi:

- 400kV: 100ms
- 220kV: 140ms
- 110kV: 140ms

S obzirom da Mrežni kodeks propisuje vrijeme djelovanja zaštite za 220kV i 110kV od 120-140ms, u ovim simulacijama je pretpostavljen kritičniji slučaj, a to je da kvar traje 140ms.

Nakon otklanjanja kvara, dolazi do isključenja najopterećenije susjedne grane, čime se efektivno simulira najgori slučaj – metalni (neprolazni) kvar na početku grane.

Spisak analiziranih kvarova, sa podacima o čvoru u kome dolazi do kvara, dužini trajanja kvara i grani koja se isključuje nakon otklanjanja kvara je dat u tabeli Tabela 7-26.

Tabela 7-26 – Lista čvorova za simulaciju trofaznih kratkih spojeva

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Dužina kvara [ms]	Grana koja se isključuje	
Banja Luka	400	100	Banja Luka	- TE Stanari
Tuzla 4	400	100	Tuzla 4	- Sarajevo
TE Ugljevik	400	100	TE Ugljevik	- Tuzla 4
Mostar 4	400	100	Mostar 4	- Gacko
Višegrad	400	100	Višegrad	- Tuzla 4
Trebinje	400	100	Trebinje	- Podgorica
Sarajevo 10	400	100	Sarajevo 10	- Mostar 4
RP Kakanj	220	140	RP Kakanj	- Jablanica
Trebinje	220	140	Trebinje	- Perućica
Bihać 1	220	140	Bihać 1	- Prijedor
HE Salakovac	220	140	HE Salakovac	- Mostar 3
Jajce	220	140	Jajce	- Prijedor
Bileća	110	140	Bileća	- Trebinje
Gacko	110	140	Gacko	- HE Ulog
Nevesinje	110	140	Nevesinje	- Mostar 2
Tomislavgrad	110	140	Tomislavgrad	- Livno
Sokolac	110	140	Sokolac	- Sarajevo
Tuzla 5	110	140	Tuzla 5	- Tuzla centar
Livno	110	140	Livno	- B. Blato
Mostar 4	110	140	Mostar 4	- Mostar 1
Stolac	110	140	Stolac	- Čapljina

Čvorovi na 400kV i 220kV naponskom nivou su odabrani tako da predstavljaju čvorove u kojima bi trofazni kratki spoj, uz isključenje susjedne grane, mogao da ima najveće posledice, dok su čvorovi u 110kV mreži odabrani tako da budu električno blizu predloženim solarnim elektranama.

Prilikom svake simulacije, zabilježene su i nacrtane u vremenskom domenu vrijednosti sljedećih električnih veličina:

- Uglovi rotora generatora:
 - HE Trebinje
 - TE Gacko
 - TE Tuzla
 - TE Ugljevik
 - HE Višegrad
 - HE Bočac
- Frekvencija:

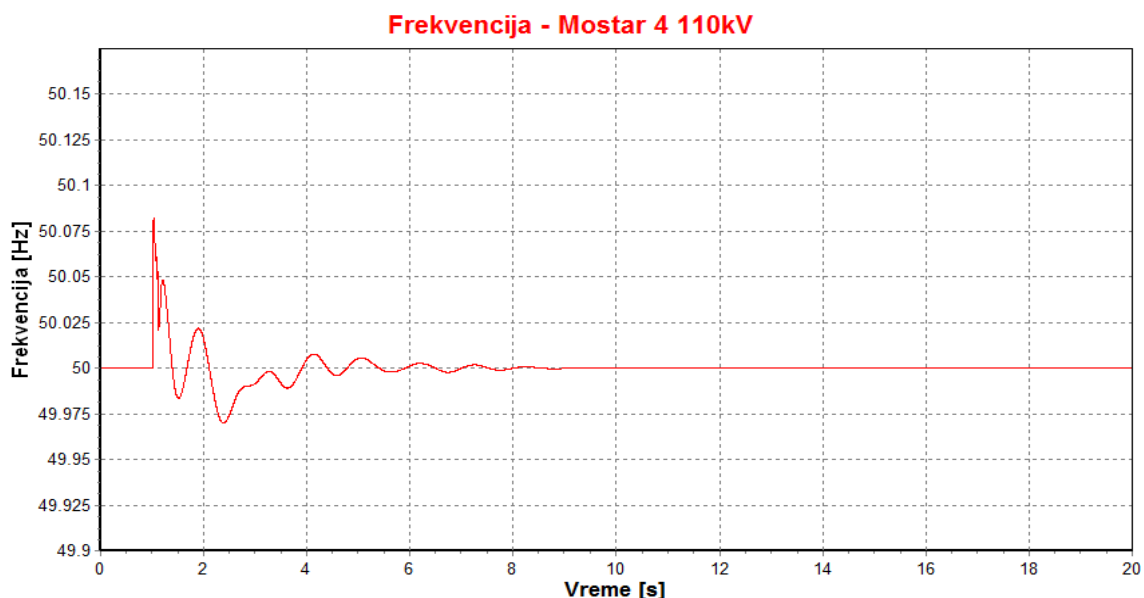
- Mostar4 110 kV
- Naponi:
 - Mostar4 400 kV
 - Tuzla4 400 kV
 - Trebinje 400kV
 - HE Salakovac 220 kV
 - Gacko 110 kV
 - Tomislavgrad 110 kV
 - Nevesinje 110 kV
- Snage po dalekovodima unutar BiH:
 - Mostar 4 – Sarajevo10 400 kV
 - Trebinje – Gacko 400 kV
 - Tuzla 4 – Ugljevik 400 kV
 - Gradačac – Tuzla 220 kV
 - Trebinje – Bileća 110kV
- Snage po interkonektivnim dalekovodima:
 - Mostar – Konjsko 400 kV
 - Trebinje – Podgorica 400 kV
 - Višegrad – Bajina Bašta 400 kV (od 2020. godine)
 - Ugljevik – Sremska Mitrovic 400 kV
 - Ugljevik - Ernestinovo 400 kV
 - Banja Luka – Lika 400 kV (od 2025. godine)
 - Trebinje – Perućica 220 kV
 - Sarajevo – Piva 220 kV

7.8.2.1 Osnovni scenario

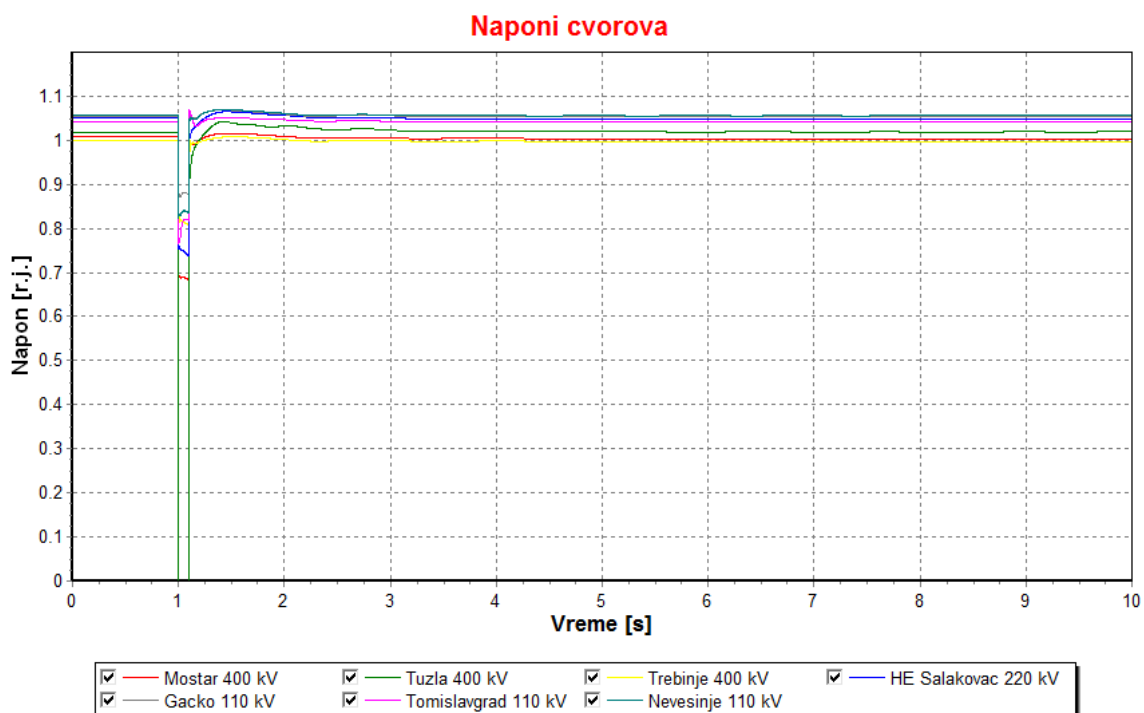
Simulacije trofaznih kratkih spojeva u periodu 2015 - 2025. godine su pokazale da analizirani sistem može da podnese sve simulirane poremećaje i u zimskom i ljetnem režimu. Ni jedan poremećaj ne izaziva veliku promjenu radnog stanja u EES-u BiH za šta je najviše zaslužna jaka interkonekcija koju BiH ima sa susjednim zemljama.

Kao primjer jednog od najvećeg poremećaja, biće prikazan slučaj trofaznog kratkog spoja u režimu zimskog maksimuma 2020. godine u TS Tuzla 400kV, nakon čijeg uklanjanja dolazi do isključenja dalekovoda Tuzla 4 – Sarajevo 10, koji je prije kvara bio opterećen snagom od 233MW. Dijagrami odgovarajućih električnih veličina su prikazani slikama ispod (Slika 7.18 - Slika 7.22).

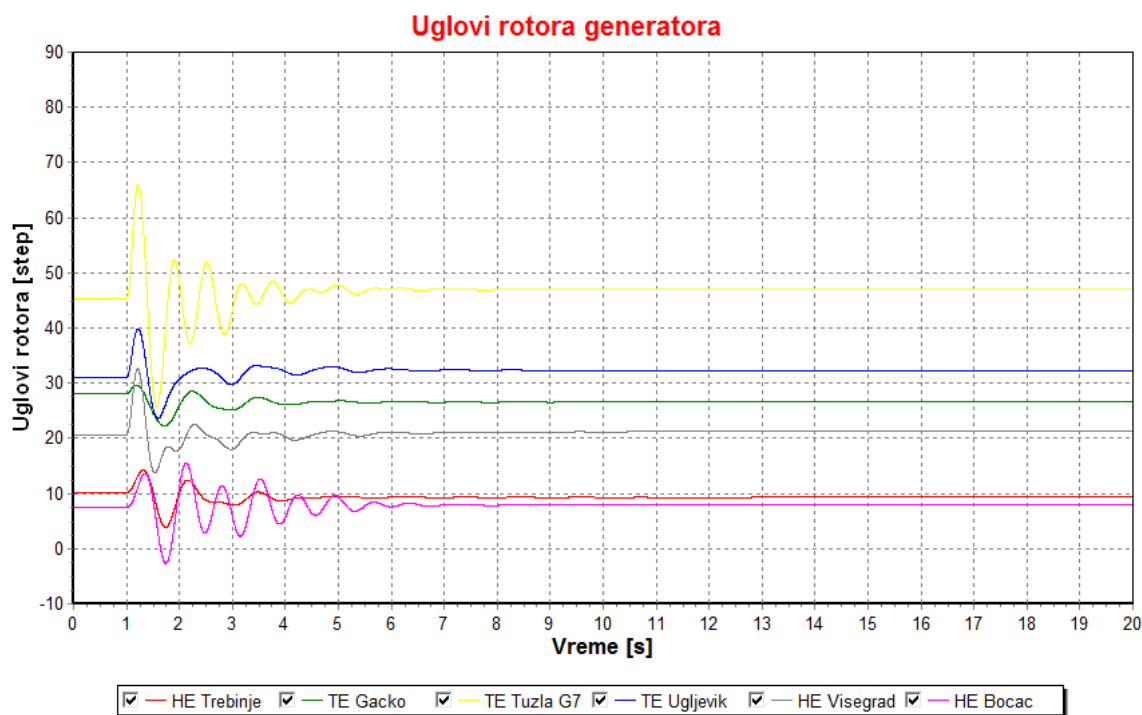
Frekvencija sistema se stabilizuje na 50Hz do 10. sekunde simulacije, dok se naponi ustaljuju na vrijednosti prije kvara nakon samo nekoliko sekundi što pokazuje da je posmatrani sistem veoma jak. Nakon isključenja grane Tuzla 4 - Sarajevo, dolazi do preraspodela snage na ostalim granama, međutim zbog razgranate prenosne mreže ne dolazi do velikih promjena.



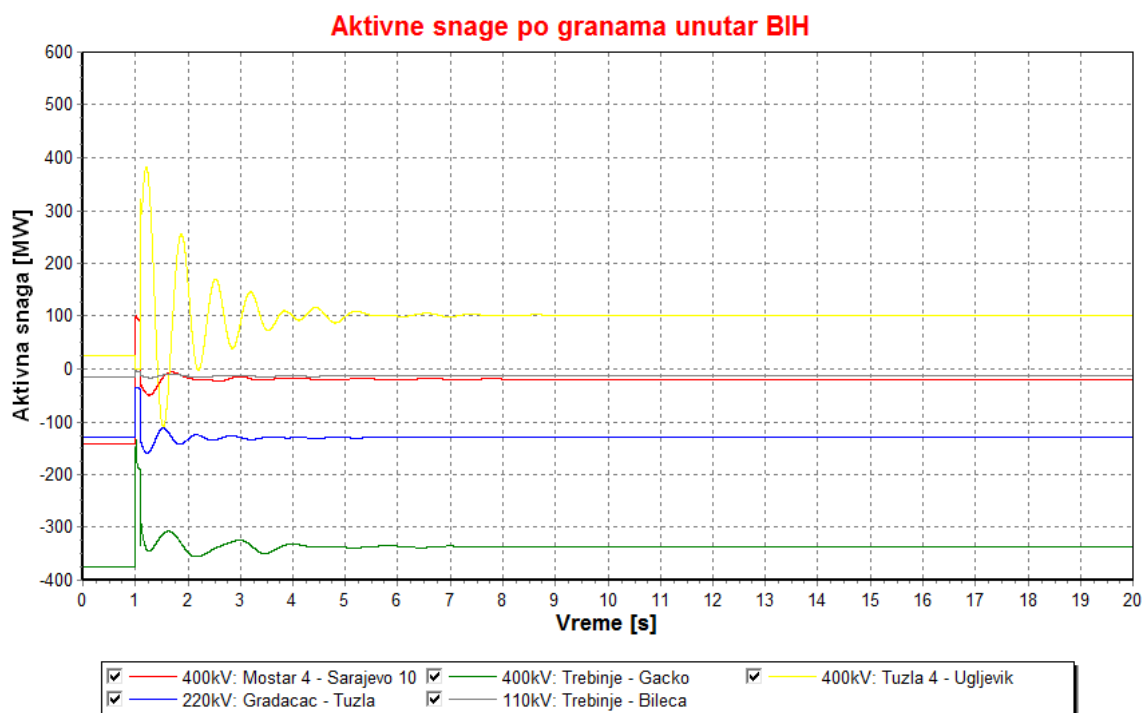
Slika 7.18 Osnovni scenario: Frekvencija sistema za trofazni kratak spoj u TS Tuzla 4 400kV, praćen isključenjem voda Tuzla 4 – Sarajevo 10



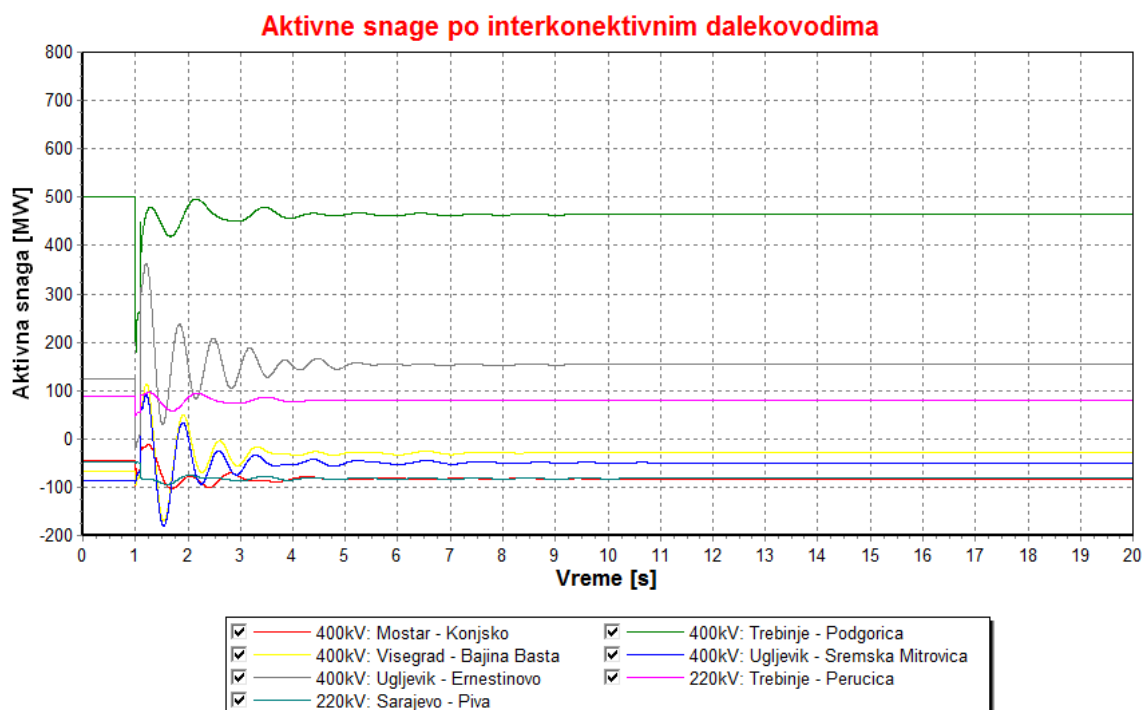
Slika 7.19 Osnovni scenario: Naponi čvorova za trofazni kratak spoj u TS Tuzla 4 400kV, praćen isključenjem voda Tuzla 4 – Sarajevo 10



Slika 7.20 Osnovni scenario: Uglovi rotora generatora za trofazni kratak spoj u TS Tuzla 4 400kV, praćen isključenjem voda Tuzla 4 – Sarajevo 10



Slika 7.21 Osnovni scenario: Tokovi aktivnih snaga po granama unutar BiH za trofazni kratak spoj u TS Tuzla 4 400kV, praćen isključenjem voda Tuzla 4 – Sarajevo 10



Slika 7.22 Osnovni scenario: Tokovi aktivnih snaga po interkonekcijama za trofazni kratak spoj u TS Tuzla 4 400kV, praćen isključenjem grane Tuzla 4 – Sarajevo 10

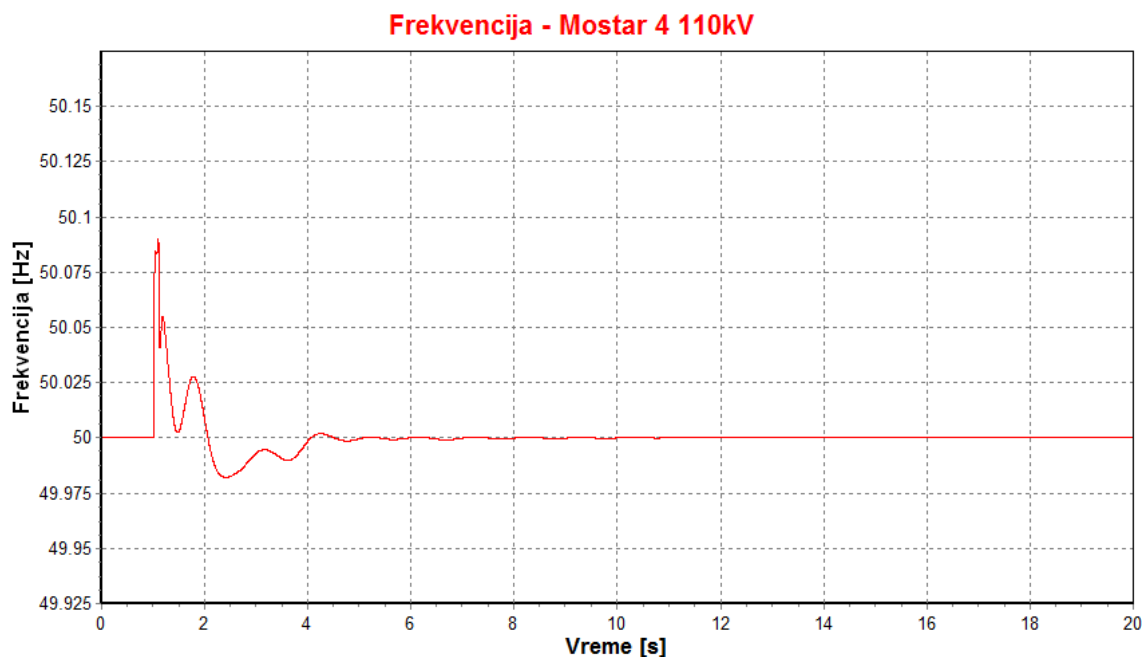
7.8.2.2 Kombinovani scenario (KSE + PV)

Na osnovu analiza sprovedenih za Kombinovani scenario u 2020. i 2025. godini, za režime ljetnog i zimskog dnevnog maksimuma, može se zaključiti da predložene solarne elektrane nemaju negativan uticaj na stabilnost EES-a. U periodu nakon kvara, vrijednosti ni jedne veličine ne prelaze granice definisane Mrežnim kodeksom.

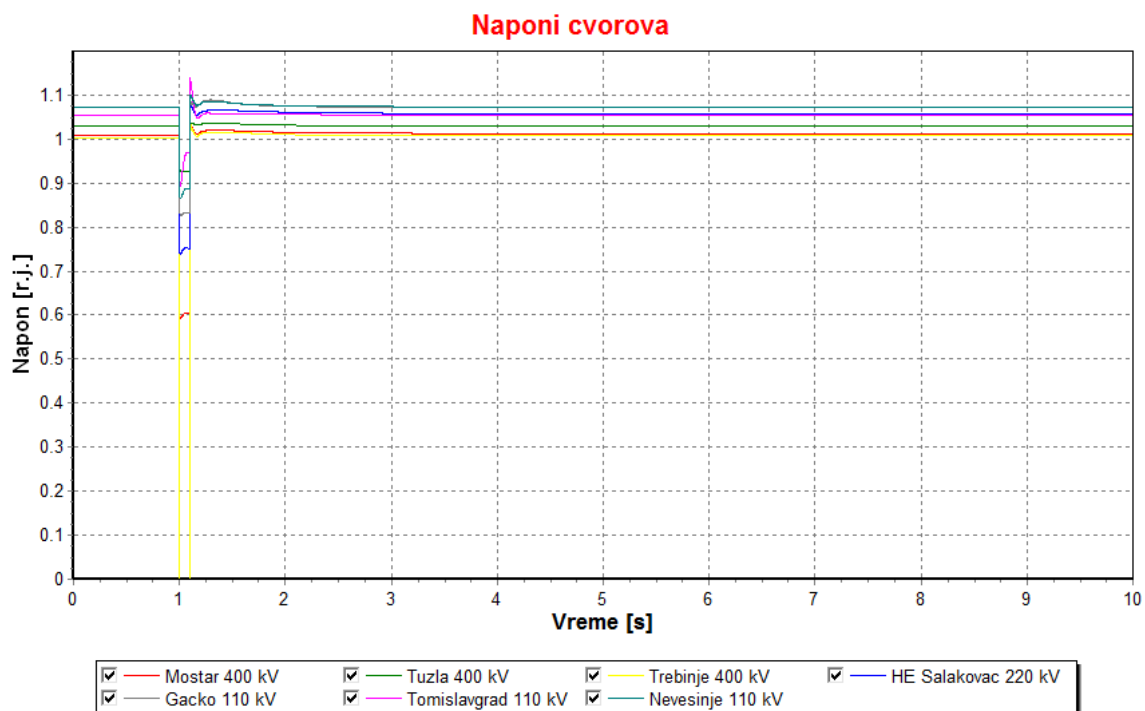
U ovom poglavlju je kao primjer stabilnog odziva, prikazan jedan od najvećih poremećaja - kratak spoj u Trebinju 400kV u 2025. godini u režimu ljetnog dnevnog maksimuma. Ovaj poremećaj je praćen isključenjem 400kV interkonektivnog voda Trebinje – Podgorica, preko kojeg se prije kvara izvozilo 350 MW ka Crnoj Gori.

Nakon poremećaja, frekvencija sistema se vrlo brzo vraća na nominalnu vrijednost od 50 Hz (Slika 7.23), dok su amplitude oscilovanja ugla generatora manje od 10 stepeni (Slika 7.25). U toku kvara napon u Trebinju pada na nulu, međutim, nakon otklanjanja kvara vrlo se brzo ustaljuje na vrijednost blisku nominalnoj (Slika 7.24). Slika 7.26 pokazuje da je prije kvara, 400 kV dalekovod Trebinje – Podgorica bio najopterećeniji od svih interkonekcija, te zbog toga, nakon njegovog isključenja, dolazi do povećanja tokova snaga po ostalim interkonekcijama.

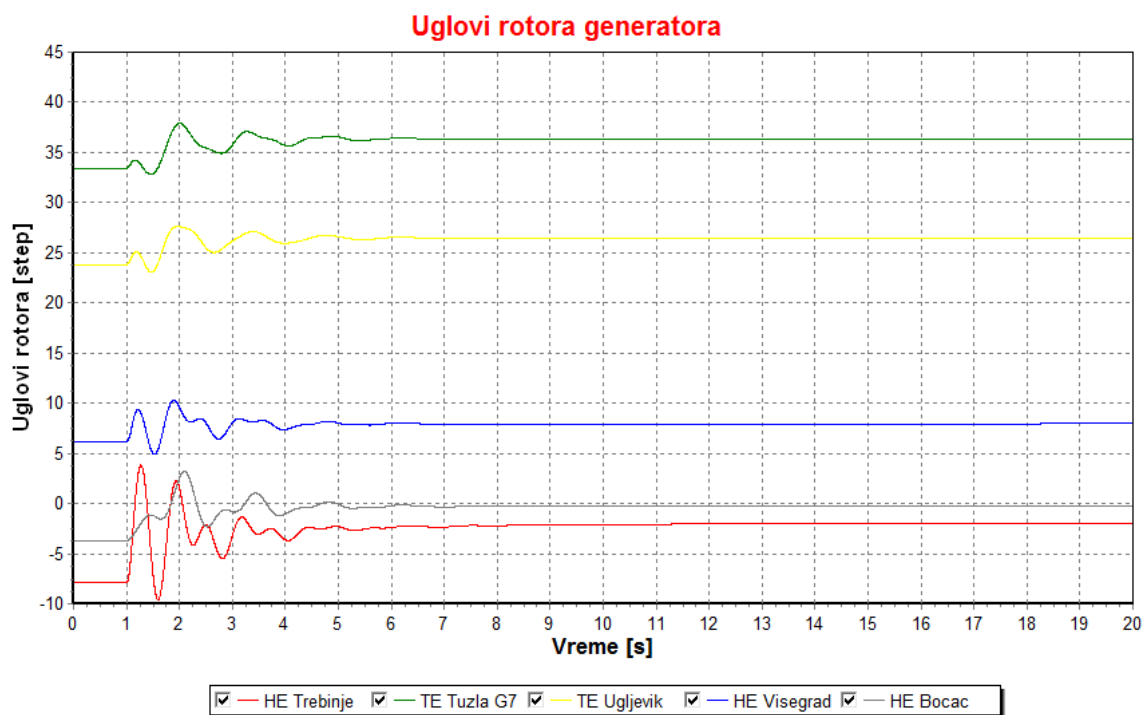
Rezultati simulacija prikazuju slično ponašanje svih posmatranih veličina kao u scenariju bez solarnih elektrana, što dovodi do zaključka da solarne elektrane nemaju negativan uticaj na stabilnost EES BiH.



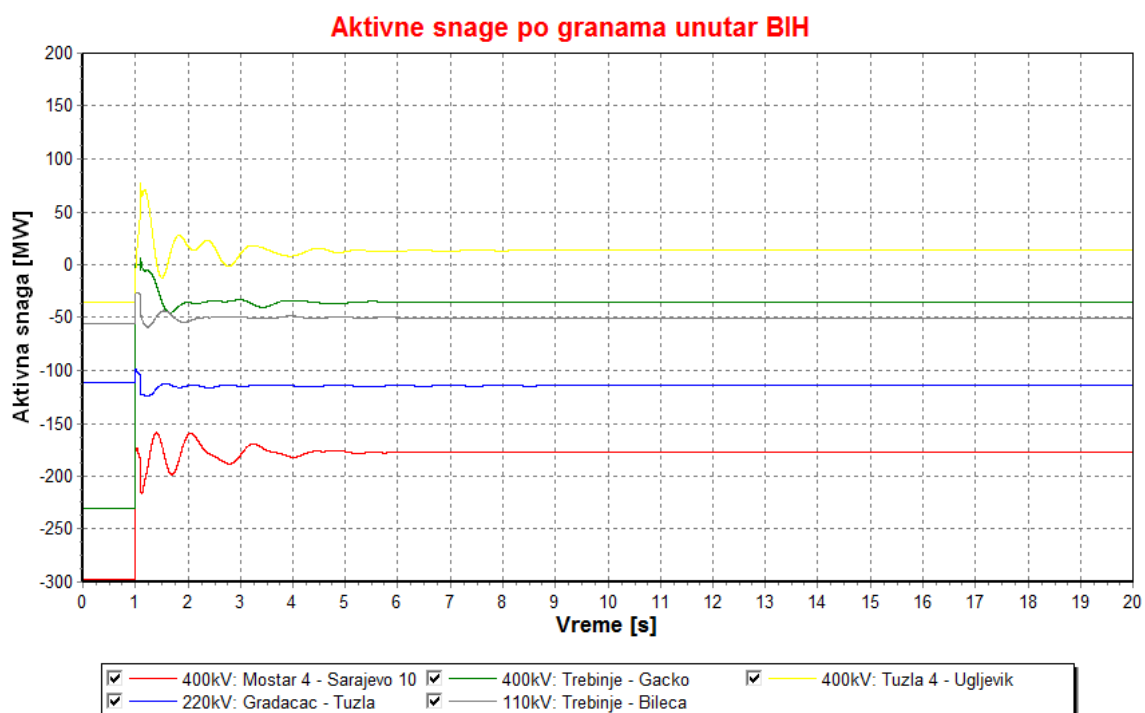
Slika 7.23 Kombinovani scenario: Frekvencija sistema za trofazni kratak spoj u TS Trebinje 400kV, praćen isključenjem voda Trebinje - Podgorica



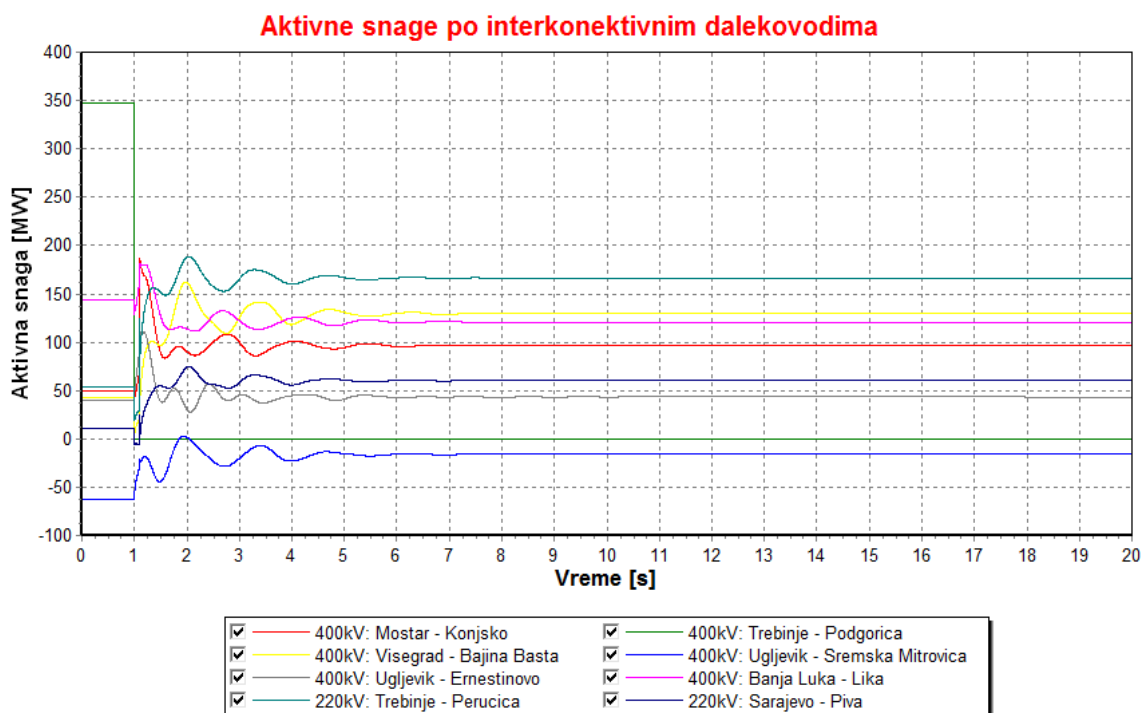
Slika 7.24 Kombinovani scenario: Naponi čvorova za trofazni kratak spoj u TS Trebinje 400kV, praćen isključenjem voda Trebinje - Podgorica



Slika 7.25 Kombinovani scenario: Uglovi generatora za trofazni kratak spoj u TS Trebinje 400kV, praćen isključenjem voda Trebinje - Podgorica



Slika 7.26 Kombinovani scenario: Tokovi aktivnih snaga po granama unutar BiH za trofazni kratak spoj u TS Trebinje 400kV, praćen isključenjem voda Trebinje - Podgorica



Slika 7.27 Kombinovani scenario: Tokovi aktivnih snaga po interkonektivnim granama za trofazni kratak spoj u TS Trebinje 400kV, praćen isključenjem voda Trebinje - Podgorica

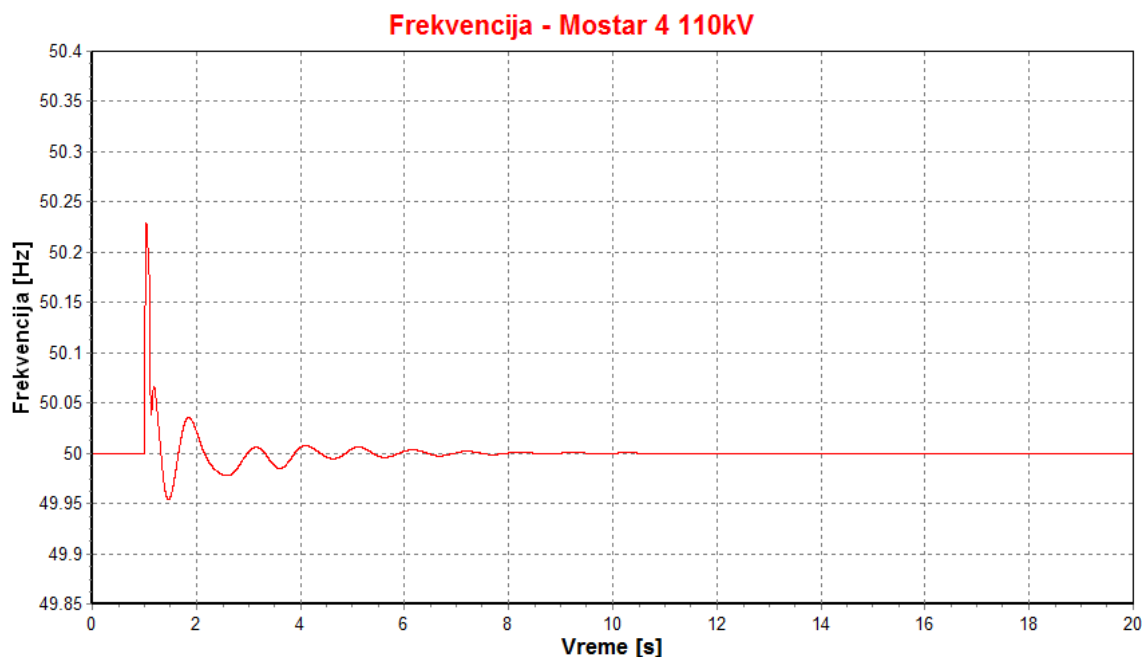
7.8.2.3 Fotonaponski scenario (PV)

Sprovedene analize su pokazale da sve električne veličine u EES BiH imaju stabilan odziv pri svakom od simuliranih kvarova u 2020. i 2025. godini, za režim zimskog i ljetnog dnevnog maksimuma. Promjene električnih veličina su vrlo slične onima iz osnovnog scenarija (bez SE) i kombinovanog scenarija (KSE+PV).

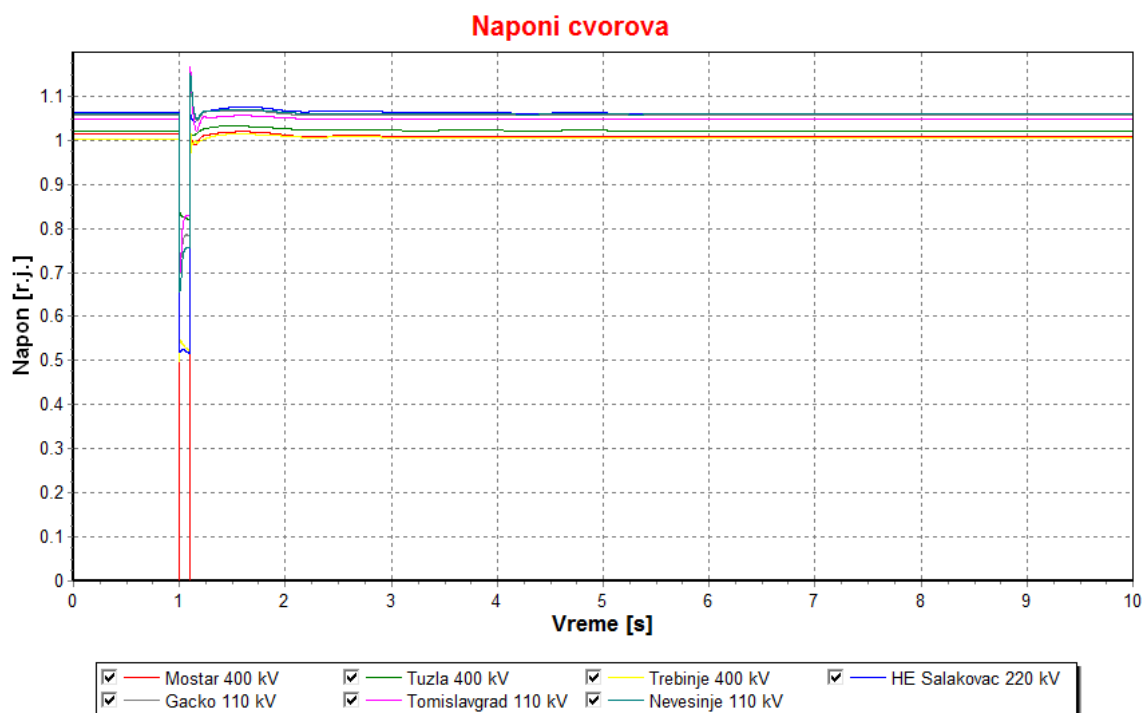
U ovom slučaju će kao primjer biti prikazan trofazan kratak spoj u TS Mostar 4, na 400kV naponskom nivou, za režim zimskog dnevnog maksimuma u 2025. godini. Poremećaj je praćen isključenjem 400kV voda Mostar 4 – Gacko.

Pregledom dijagrama (Slika 7.28 - Slika 7.32) vidimo da se nakon poremećaja frekvencija vraća na nominalnu vrijednost (50 Hz), dok se naponi čvorova, uglovi generatora i tokovi snage po granama, ustaljuju na vrijednosti koje su određene novom topologijom mreže (nakon isključenja voda Mostar 4 – Gacko). Ove vrijednosti su bliske vrijednostima prije kvara, što samo pokazuje da i ovako težak poremećaj u sistemu izaziva male promjene električnih veličina.

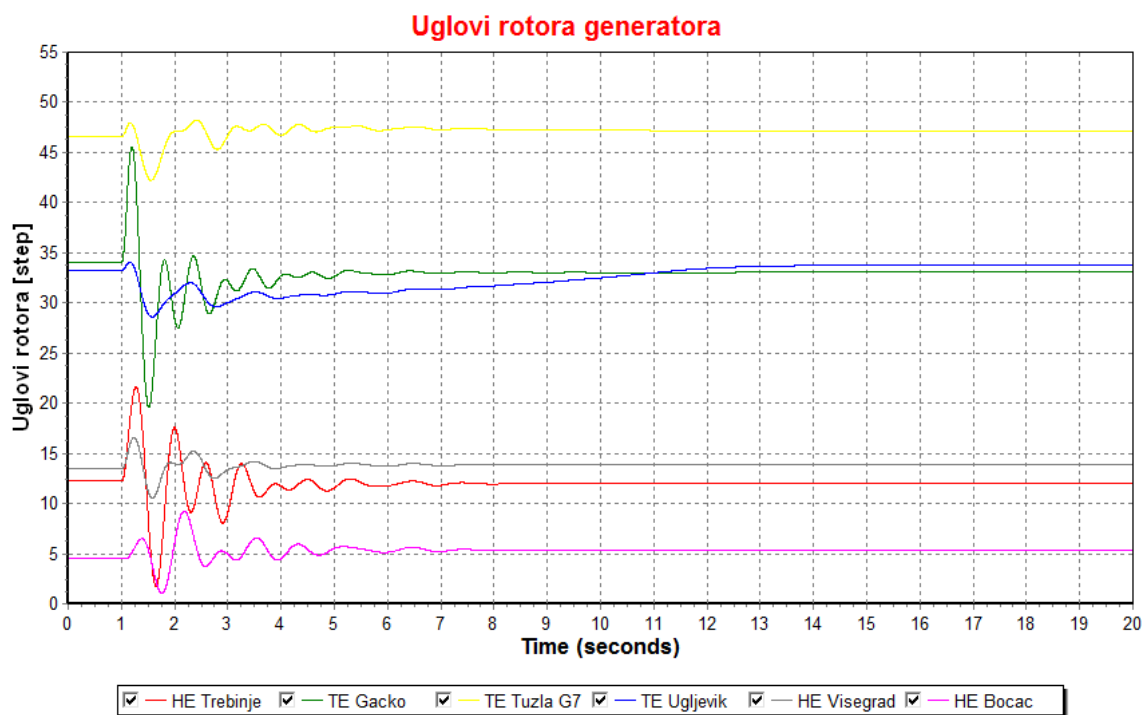
Opšti zaključak koji se može doneti nakon svih sprovedenih analiza je da EES BiH, kako pre a tako i posle povezivanja solarnih elektrana na mrežu ima značajnu rezervu stabilnosti. U periodu nakon kvara, vrijednosti ni jedne veličine ne prelaze granice definisane Mrežnim kodeksom.



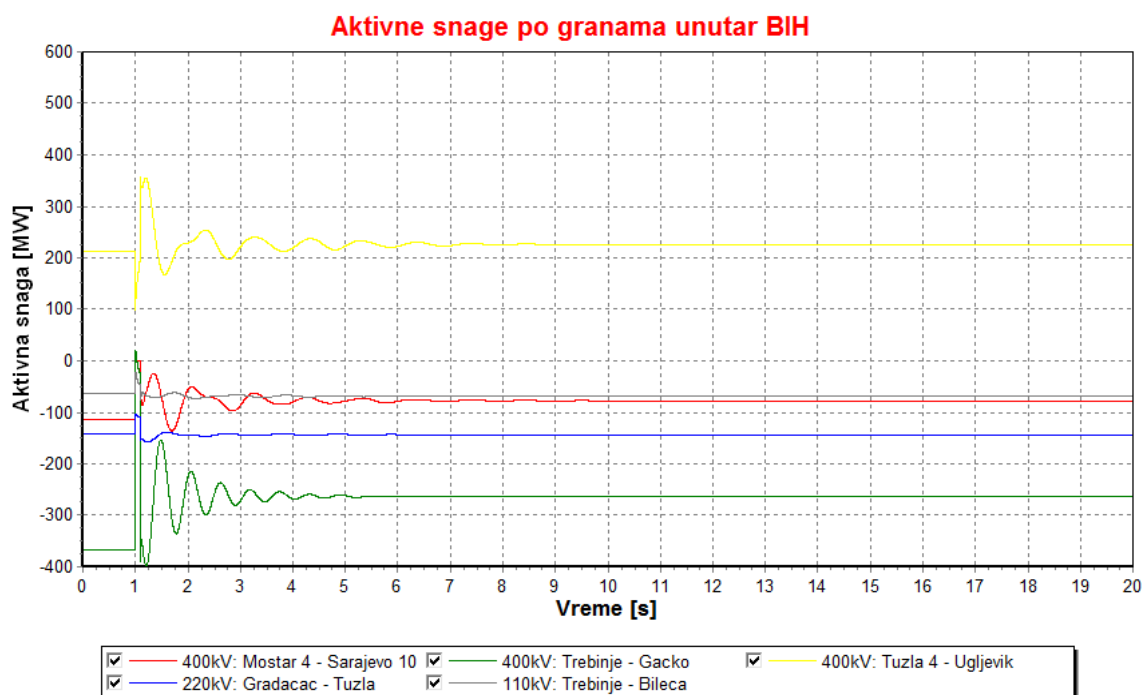
Slika 7.28 Fotonaponski scenario: Frekvencija sistema za trofazni kratak spoj u TS Mostar 400kV, praćen isključenjem voda Mostar - Gacko



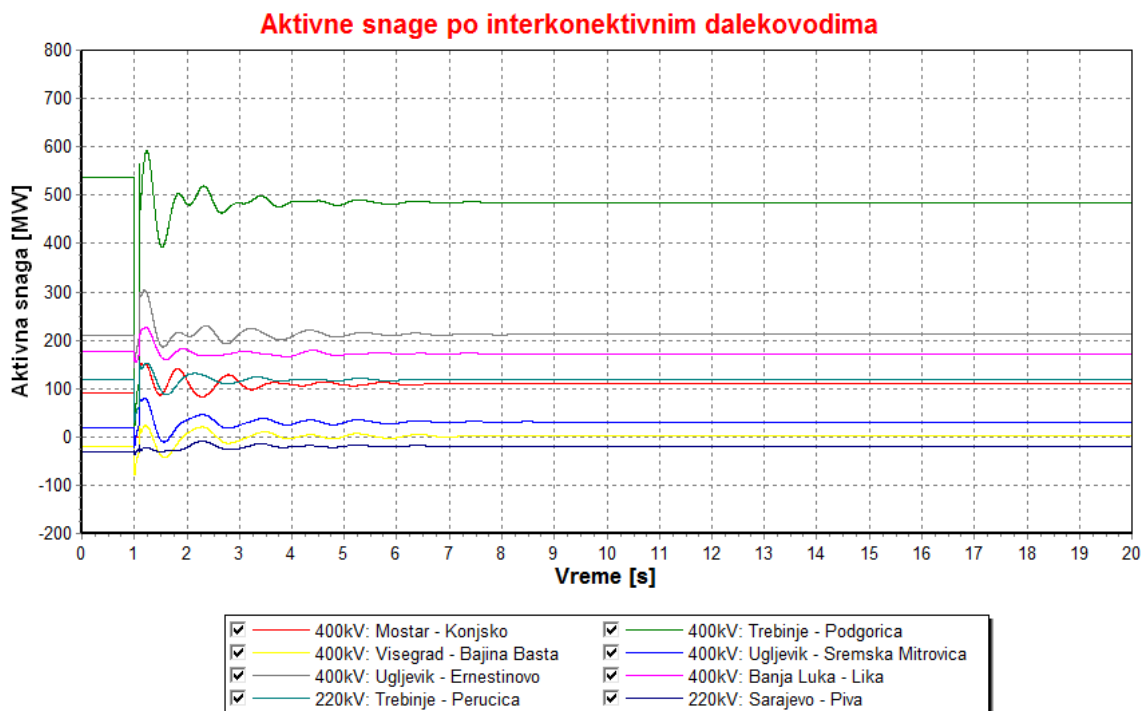
Slika 7.29 Fotonaponski scenario: Naponi čvorova za trofazni kratak spoj u TS Mostar 400kV, praćen isključenjem voda Mostar - Gacko



Slika 7.30 Fotonaponski scenario: Uglovi generatora za trofazni kratak spoj u TS Mostar 400kV, praćen isključenjem voda Mostar - Gacko



Slika 7.31 Fotonaponski scenario: Tokovi aktivnih snaga po granama unutar BiH za trofazni kratak spoj u TS Mostar 400kV, praćen isključenjem voda Mostar - Gacko



Slika 7.32 Fotonaponski scenario: Tokovi aktivnih snaga po interkonektivnim granama za trofazni kratak spoj u TS Mostar 400kV, praćen isključenjem voda Mostar - Gacko

7.8.3 Simulacije debalansa snage

Procjena stabilnosti elektroenergetskog sistema je obavljena kroz simulacije poremećaja balansa snage u cilju provjere sposobnosti elektroenergetskog sistema da uspostavi balans između proizvodnje i potrošnje nakon neželjenih odstupanja u proizvodnji velike količine solarnih elektrana.

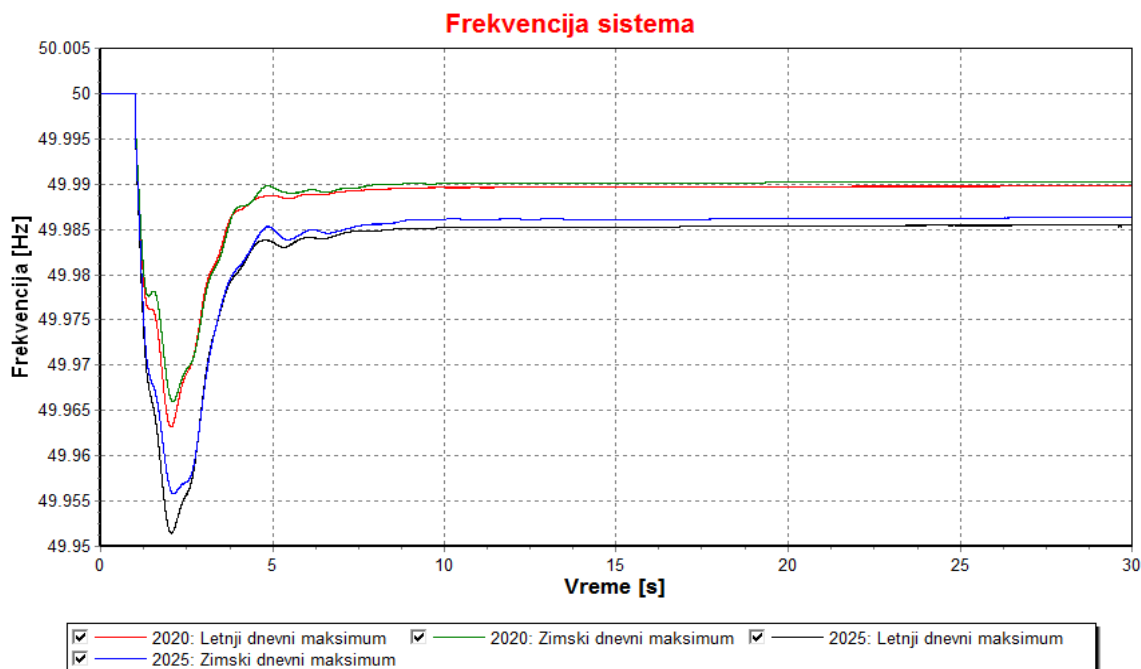
Simulacije su izvršene pod pretpostavkom trenutnog naoblačenja iznad analiziranih solarnih elektrana, tako da dolazi do istovremenog prestanka proizvodnje u svim elektranama.

7.8.3.1 Kombinovani scenario (KSE + PV)

U 2020. godini proizvodnja električne energije u kombinovanom scenariju je podijeljena između KSE (250 MW) i PV (315 MW), dok su u 2025. godini uzete u obzir još dvije PV elektrane, tako da je ukupna snaga PV elektrana 455 MW, dok snaga KSE ostaje ista, tj. 250 MW.

Zbog toplotne inercije KSE nisu osjetljive na trenutne promjene u vremenskim uslovima (naoblačenje), a ako KSE imaju i mogućnost termoakumulacije, one mogu više sati raditi bez prisustva sunca. Iz tog razloga, u ovom scenariju je analiziran samo istovremen ispad svih PV elektrana, dok KSE nastavljaju sa radom.

Simulacije su izvršene za režime zimskog i ljetnog dnevnog maksimuma u 2020. godini (ispad 315 MW PV elektrana) i 2025. godini (ispad 455 MW). Frekvencija sistema, za svaki od četiri simulirana slučaja, je prikazana na slici ispod.



Slika 7.33 Frekvencija sistema pri ispadu PV elektrana u kombinovanom scenariju

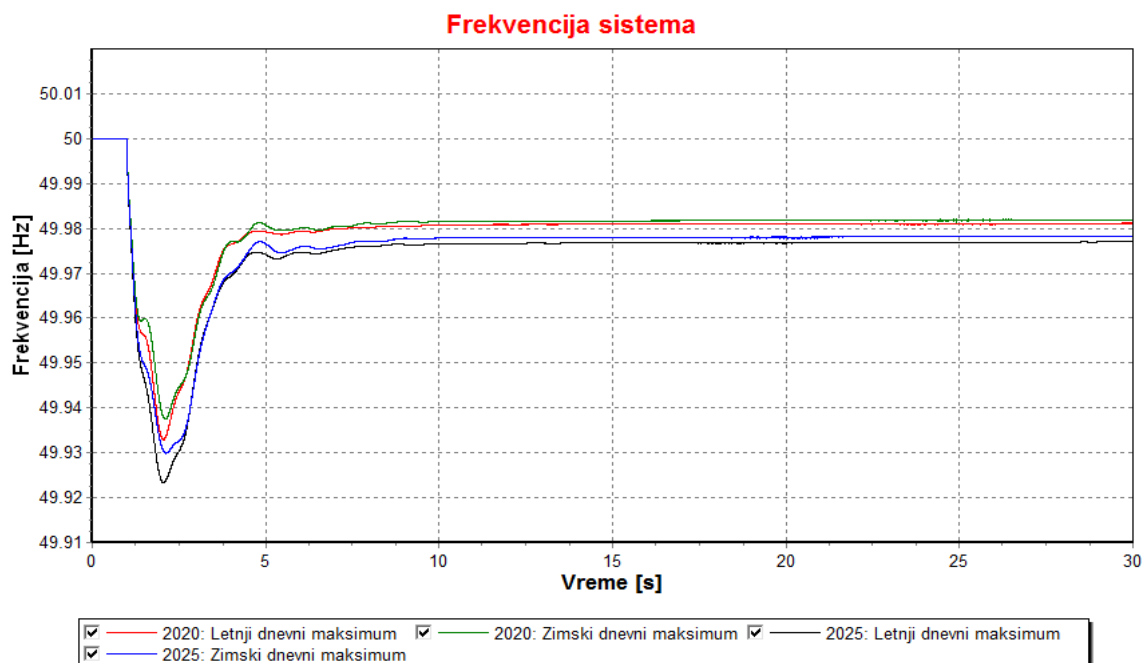
Nakon ispada 315 MW u 2020. godini frekvencija se ustaljuje na vrijednost 49.99 Hz, dok je ustaljena vrijednost frekvencije poslije ispada 455 MW u 2025. godini oko 49.986 Hz. Ove vrijednosti su male, tako da se može zaključiti da jednovremeni prestanak proizvodnje svih PV elektrana u EES-u BiH ne narušava stabilnost ovog sistema.

7.8.3.2 Fotonaponski scenario (PV)

U ovom scenariju se simulira jednovremen ispad svih solarnih elektrana, tj 565 MW u 2020. godini, odnosno 705 MW u 2025. godini. Rezultati simulacija koji prikazuju promjenu frekvencije za ljetne i zimske režime su prikazani na slici ispod.

Očigledno je da ispad velikog broja solarnih elektrana ne ugrožava rad EES BiH ni u jednom od analiziranih režima. Zbog većeg broja ispalih PV elektrana, ustaljene vrijednosti frekvencija u fotonaponskom scenariju su manje od onih u kombinovanom.

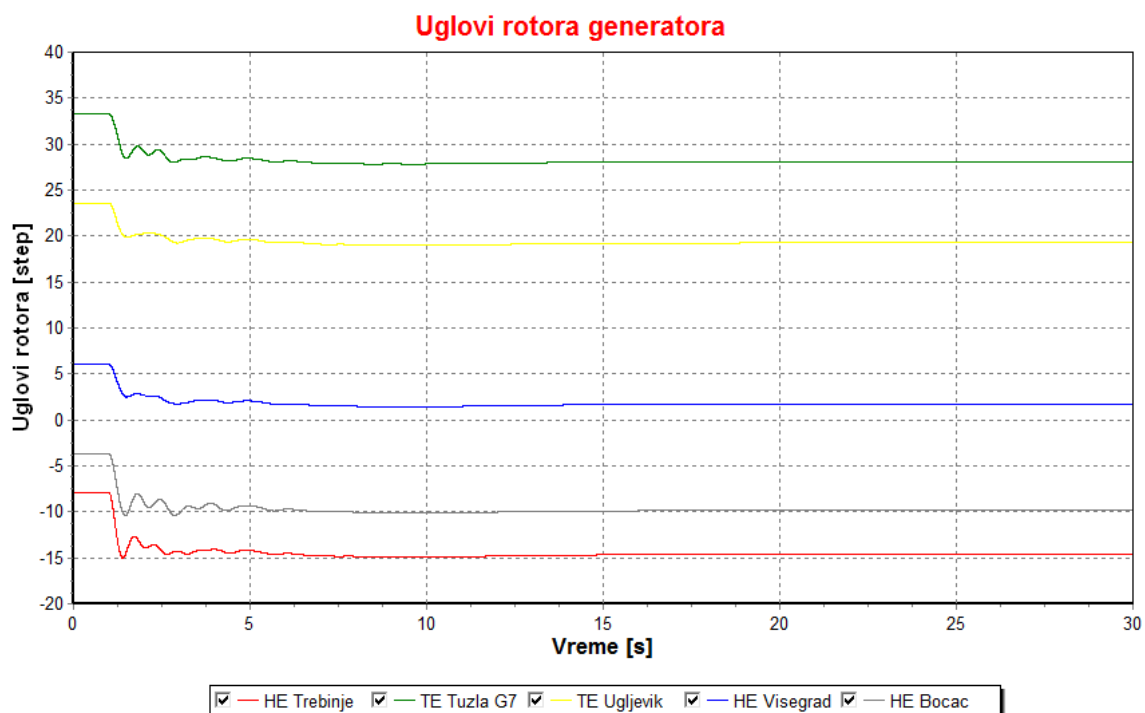
U svakom slučaju, ove vrijednosti su male i nalaze se u opsegu od 49.977-49.983 Hz, što ne predstavlja nikakav problem u funkcionisanju jednog elektroenergetskog sistema.



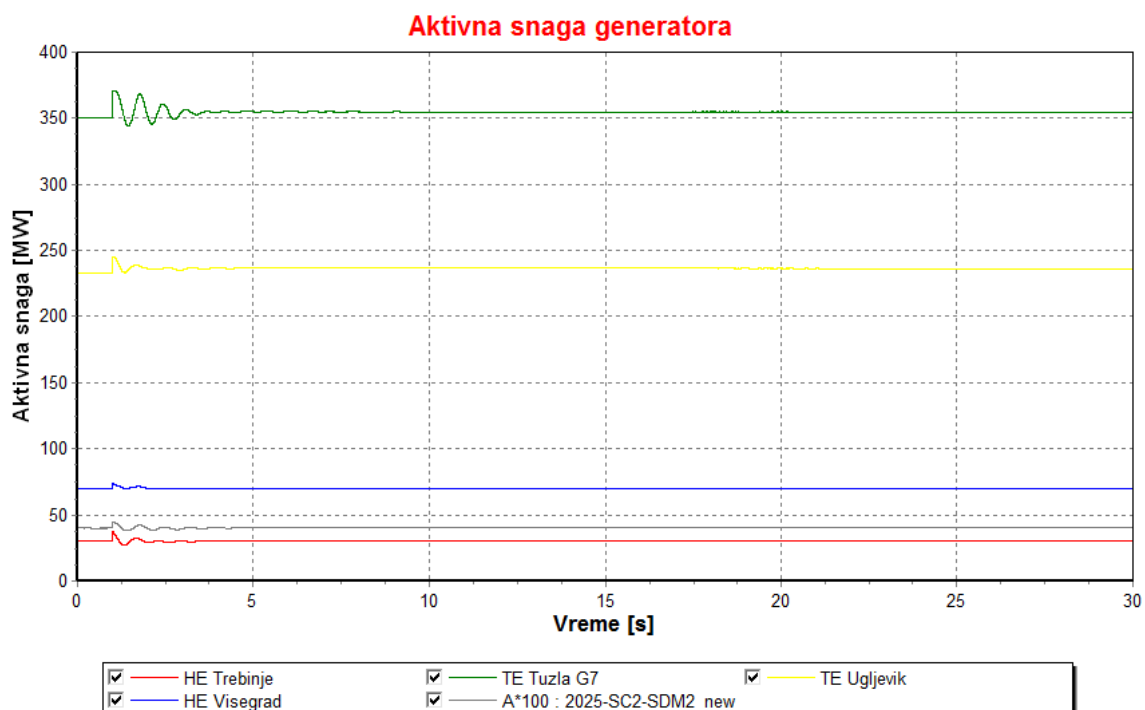
Slika 7.34 Frekvencija sistema pri ispadu PV elektrana u fotonaponskom scenariju

Najlošiji slučaj (sa najvećim odstupanjem frekvencije) predstavlja ljetni dnevni maksimum u 2025. godini kada dolazi do ispada 705 MW fotonaponskih elektrana. Za ovaj slučaj su na narednim slikama prikazane promjene uglova, električnih snaga generatora, napona u određenim čvorovima u mreži kao i tokovi aktivnih snaga po dalekovodima.

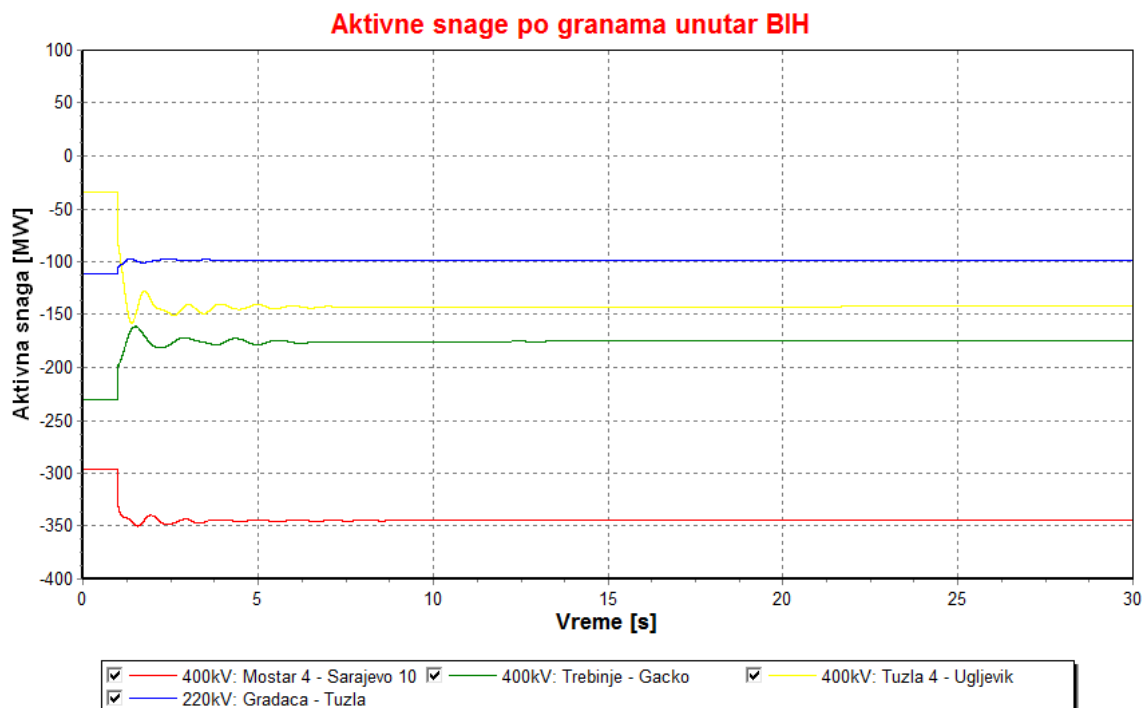
Sa dijagrama se može vidjeti da ispad 705 MW PV elektrana ne izaziva velike promjene u uglovima generatora i njihovim aktivnim snagama. S druge strane, naponi blago padaju zbog gubitka reaktivne snage koju su PV elektrane proizvodile. Kako bi se nadoknadio gubitak aktivne snage u EES BiH, dolazi do smanjenja izvoza prema susjednim zemljama, što i pokazuje Slika 7.38.



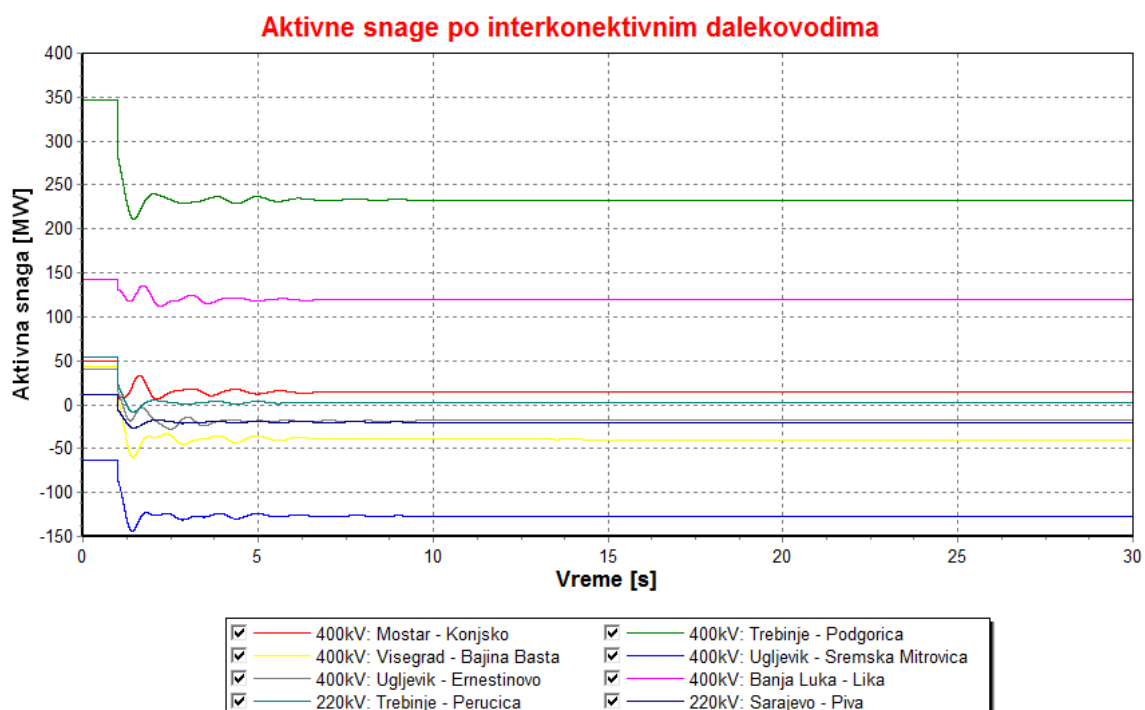
Slika 7.35 Fotonaponski scenario, 2025. godina – ljetni dnevni maksimum : Uglovi rotora generatora pri ispadu 705 MW PV elektrana



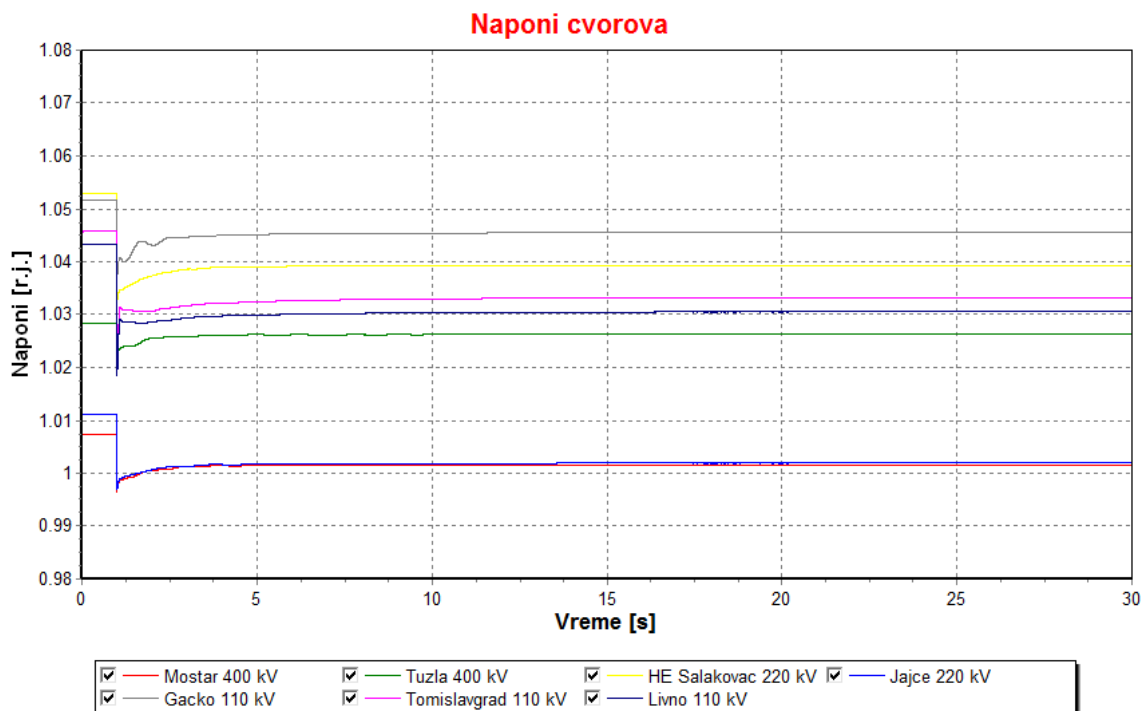
Slika 7.36 Fotonaponski scenario, 2025. godina – ljetni dnevni maksimum : Aktivna snaga generatora pri ispadu 705 MW PV elektrana



Slika 7.37 Fotonaponski scenario, 2025. godina – ljetni dnevni maksimum : Tokovi aktivnih snaga po granama unutar BiH pri ispadu 705 MW PV elektrana



Slika 7.38 Fotonaponski scenario, 2025. godina – ljetni dnevni maksimum : Tokovi aktivnih snaga po interkonekcijama pri ispadu 705 MW PV elektrana



Slika 7.39 Fotonaponski scenario, 2025. godina – ljetni dnevni maksimum : Naponi čvorova pri ispadu 705 MW PV elektrana

7.8.4 Zaključak

Na osnovu analiza sprovedenih za kombinovani i fotonaponski scenario u 2020. i 2025. godini, za režime ljetnog i zimskog dnevnog maksimuma, može se zaključiti da predložene solarne elektrane nemaju negativan uticaj na stabilnost EES-a. Simulacije trofaznih kratkih spojeva su pokazale da analizirani sistem može da podnese sve simulirane poremećaje i da ni jedan poremećaj ne izaziva veliku promjenu radnog stanja u EES-u BiH. U periodu nakon kvara, vrijednosti svih veličina ostaju u granicama definisanim Mrežnim kodeksom.

Rezultati simulacija debalansa snaga su pokazali da EES BiH može bez ikakvih problema da podnese jednovremen ispad svih PV elektrana. Ustaljena vrijednost frekvencije, u zavisnosti od radnog režima, se nalazi u opsegu 49.97-49.99 Hz, što ne predstavlja nikakv problem u funkcionisanju EES-a. Uz to, činjenica da je EES BiH deo ENTSO-E interkonekcije koja pokriva gotovo cijeli evropski kontinent i ima regulacionu snagu preko 27000 MW/Hz, dovodi do zaključka da ispad solarnih elektrana neće bitno uticati na samu frekvenciju sistema (i njenu promjenu).

**TEHNIČKI ZAHTJEVI ZA PRIKLJUČENJE SE – MREŽNI KODEKS BIH I
USAGLAŠAVANJE SA ENTSO-E PRAVILNICIMA**

Kao organizacija evropskih Operatora prenosnog sistema, ENTSO-E¹ je dobio nalog od Evropske Komisije da sastavi niz pravilnika vezanih za elektroenergetski sistem. Dati mrežni pravilnici predstavljaju niz pravila koje definišu radne grupe u okviru ENTSO-E organizacije pod nadzorom Agencije za saradnju energetske regulatora (Agency for the Cooperation of Energy Regulators - ACER), sa ciljem da se omogući harmonizacija, integracija i efikasnost tržišta električne energije u Evropi. Svaki od pravilnika učestvuje u ostvarivanju opšteg cilja, a to je stvaranje internog tržišta električne energije i ostvarenje 20-20 ciljeva Evropske Unije u pogledu energije.

Trenutno, ENTSO-E radi na izradi 10 Mrežnih pravilnika koji se nalaze u različitim fazama izrade. Nakon javne rasprave i odobrenja od ACER-a, Mrežni kodeks se podnosi Evropskoj Komisiji koja ga odobrava kroz proces prihvatanja (eng. *Comitology process*), a zatim se dati Mrežni pravilnik usvaja kao zakon Evropske Unije i vrši se njegova implementacija u zemljama članicama. Pošto će Mrežni pravilnici biti izglasani kao deo zakona Evropske Unije oni automatski nadomještaju odgovarajuće nacionalne legislative u zemljama članicama odnosno nisu potrebne dodatne zakonodavne procedure. U prelaznom periodu će svaka zemlja članica izvršiti implementaciju i usaglašavanje mrežnih kodeksa.

Iako Bosna i Hercegovina nije članica Evropske Unije, moraće izvršiti implementaciju datih Mrežnih pravilnika kao članica Energetske zajednice kroz primjenu „Trećeg paketa“. Za zemlje koje su potpisnice ugovora o osnivanju Energetske zajednice, Ministarsko veće Energetske zajednice je donelo odluku u oktobru 2011. godine, da će Ugovorne strane izvršiti implementaciju paketa propisa „Treći paket“ do januara 2015. godine i da se mora izvršiti usaglašavanje nacionalnih mrežnih kodeksa sa pravilnicima Evropske Unije. Energetska zajednica će usvojiti Mrežne pravilnike na predlog Evropske komisije. Samim tim usaglašavanje Mrežnog kodeksa biće i pravno obavezujuće za NOS BiH.

Kao što je već rečeno, ENTSO-E trenutno radi na izradi 10 Mrežnih pravilnika. Prvi pravilnik koji se našao u proceduri za prihvatanje je pravilnik za „Alokaciju prenosnih kapaciteta i upravljanje zagušenjima“ (Capacity Allocation and Congestion Management – CACM) [30]. Drugi pravilnik koji se našao u proceduri je pravilnik „Zahtjevi za generatore“ (RfG) [31] koji definiše zahtjeve za priključenje generatora na mrežu koji obuhvata generatore svakog tipa (Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators – RfG).

1. Dodjela kapaciteta i upravljanje zagušenjima (CACM – Capacity Allocation and Congestion Management)
2. Dodjela kapaciteta unaprijed (FCA – Forward Capacity Allocation)
3. Balansiranje električne energije (EB – Electricity Balancing)
4. Zahtjevi za generatore (RFG – Requirements for Generator)
5. Priključak potrošača (DCC – Demand Connection Code)
6. Priključak VN jednosmjernih sistema (HVDC Connection)
7. Operativna sigurnost (OS – Operational Security)
8. Operativno planiranje i nominacija programa razmjena (OPS – Operational Planning and Scheduling)
9. Upravljanje frekvencijom i rezervama (LFCR – Load-Frequency Control and Reserves)

¹ <http://networkcodes.entsoe.eu/>

10. Havarijske situacije i restauracija sistema (E&R – Emergency and Restoration).

RfG Mrežni pravilnik definiše tehničke zahtjeve za priključenje na mrežu koji su primjenjivi na sve tipove jedinica za proizvodnju električne energije i za svaki naponski nivo, od distributivne niskonaponske i srednjenaponske mreže do visokonaponske prenosne mreže.

U narednom dijelu, dat je pregled zahtjeva Mrežnog kodeksa NOS BiH koji se odnosi na priključenje obnovljivih izvora električne energije i pregled zahtjeva RfG Mrežnog pravilnika koji se posebno odnose na solarne elektrane.

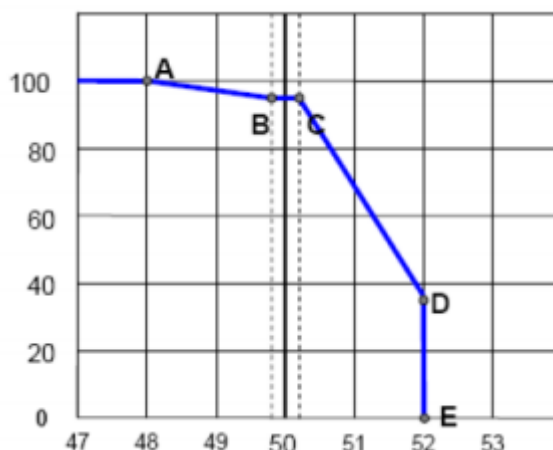
Razmotriće se tehničke smjernice u NOS BiH Mrežnom kodeksu za priključenje solarnih PV postrojenja ili STE na prenosnu mrežu BiH i biće predložene korekcije zahtjeva Mrežnog kodeksa, kao i eventualne implementacije novih zahtjeva vezanih za solarne elektrane.

8.1.1 Mrežni kodeks NOS BiH

Mrežni kodeks pored tehničkih zahtjeva za rad elektroenergetskog sistema definiše i zahtjeve za priključenje proizvodnih objekata na prenosnu mrežu. Posebni zahtjevi za vjetroelektrane su uključeni u Mrežni kodeks u maju 2011. godine [32]. Trenutno ne postoje posebni zahtjevi za fotonaponske solarne elektrane koje bi se priključivale na prenosnu mrežu. U ovom dijelu je dat pregled zahtjeva koji se odnose na vjetrogeneratore iz Mrežnog kodeksa NOS BiH, dok je u narednom dijelu dat pregled zahtjeva iz ENTSO-E Mrežnog pravilnika „Zahtjevi za generatore“ koji se odnose na vjetrogeneratore i solarne elektrane. Potrebno je istaći da nerijetko isti tehnički zahtjevi koji se postavljaju za vjetroelektrane se mogu primijeniti i na solarne elektrane koje se priključuju na prenosnu mrežu.

Regulacija aktivne snage i frekvencije

Sistem upravljanja VE će biti sposoban da obezbijedi pogon svake vjetro turbine sa redukovanom aktivnom snagom ako je dobijen nalog od NOS BiH za redukovanje izlazne snage VE. Upravljački sistem VE mora biti sposoban da primi on-line zahtjev (signal) poslat od NOS BiH za promjenu izlazne snage VE i započne podešenje na nove vrijednosti u roku od 10 sekundi od prijema signala. Sistem frekventnog odziva treba imati karakteristike kao na donjoj slici, gdje je prikazan zahtijevani dijapazon snage i frekvencije.



Slika 8.1 Zahtjev za zavisnost aktivna snaga na izlazu VE/frekvencija u BiH

NOS BiH može zahtijevati promjenu podešenja sistema upravljanja aktivnom snagom u realnom vremenu. Promjena aktivne snage VE uzrokovana promjenom sistemske frekvencije će biti postignuta proporcionalnim smanjenjem izlazne aktivne snage svih turbina vjetroelektrane koje su raspoložive u datom momentu.

VE će imati sposobnost da:

- neprekidno ostanu u pogonu s normalnim izlaznim vrijednostima proizvodnje za frekventni opseg od 49.5 Hz do 50.5 Hz;
- ostanu konektovane na mrežu prenosa za frekventni opseg od 47.5 do 52.0 Hz u trajanju od 60 minuta;
- ostanu u pogonu na mreži prenosa za frekventni opseg od 47.0 do 47.5 Hz u trajanju od 20 sekundi zahtijevajući da u svakom momentu sistemska frekvencija bude iznad 47.5 Hz;
- ostanu povezane na mrežu prenosa pri stopi promjene sistemske frekvencije uključujući i graničnu vrijednost, od 0.5 Hz po sekundi.

Regulacija napona i kompenzacija reaktivne snage

U Mrežnom kodeksu su definisani dozvoljeni trajni rasponi napona u prijenosnoj mreži BiH. Prije svega, napon na tački priključka korisnika na prenosnu mrežu u normalnom pogonu treba se održavati u sljedećim rasponima:

- Za 400 kV mrežu između 380 kV i 420 kV,
- Za 220 kV mrežu između 198 kV i 242 kV,
- Za 110 kV mrežu između 99 kV i 121 kV.

Također, vrijednosti napona na tačkama priključka korisnika na prenosnu mrežu mogu imati sljedeće kratkoročne varijacije:

- U 400 kV mreži: 360 - 420 kV,
- U 220 kV mreži: 187 - 245 kV,
- U 110 kV mreži: 94 - 123 kV.

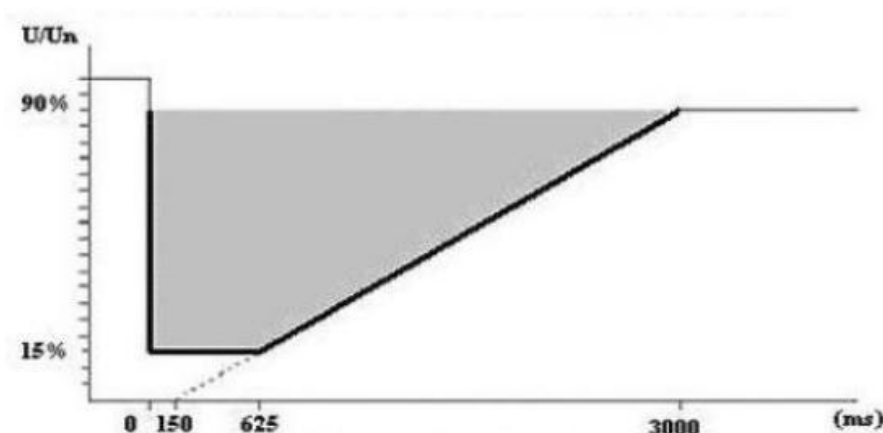
Posebnim odredbama ugovora sa korisnikom o priključku može se za pojedinu tačku priključka odobriti veće ili manje dozvoljeno odstupanje napona od nominalne vrijednosti na mjestu priključka. Veće dopušteno odstupanje napona od nominalne

vrijednosti na mjestu priključka je dopušteno samo uz uvažavanje procedura koordinacije izolacije.

Nezavisno od tipa, vjetrogeneratori, u skladu sa svojim tehničkim karakteristikama, moraju zadovoljiti sljedeće aspekte:

- a) održavanje napona u propisanim granicama,
- b) automatska regulacija napona/reaktivne snage,
- c) sposobnost proizvodnje reaktivne energije,
- d) sposobnost prolaska kroz stanje kvara.

VE mora ostati priključena na mrežu prenosa u slučaju propadanja napona na nekoj od faza ili eventualno na svim fazama kada je mjerena veličina na blok transformatoru iznad boldirane crne linije na donjem dijagramu.



Slika 8.2 Donja kriva napona pri prolasku kroz kvar u BiH

Da bi VE bila sposobna da se održi na mreži u slučaju poremećaja, mora obezbijediti sljedeće funkcije:

- a) Tokom propadanja napona na mreži prenosa u tački priključenja, VE će obezbijediti povećanje reaktivne snage proporcionalno padu napona ne prekoračujući propisane granice vjetrogeneratora.
- b) Maksimalna proizvodnja reaktivne snage mora se zadržati najmanje 600 ms ili dotle dok se napon na mreži prenosa vrati u granice normalnog pogona;
- c) VE će obezbijediti najmanje 90% od maksimalno raspoložive reaktivne snage i brzinom povećanja u skladu sa karakteristikom regulacione opreme i da u okviru jedne sekunde vrati napon u granice normalnog pogona.

8.1.2

Mrežni pravilnik ENTSO-E „Zahtjevi za generatore“

Zahtjevi za priključene proizvodnih jedinica na mrežu koji su definisani u ENTSO-E Mrežnom pravilniku RfG su sveobuhvatni po pitanju tipa generatora za proizvodnju električne energije. Zahtjevi su definisani tako da budu progresivni po prirodi, da uzimaju u obzir vrstu usluge koja se zahtijeva, uticaj na sistem, ali uzimajući u obzir i kako se ti zahtjevi odražavaju na troškove implementacije. Takođe, zahtjevi razlikuju naponski nivo na koji se generator priključuje, instalisanu snagu datog generatora, kao i način priključenja – sinhrono ili preko pretvarača. Pored toga, pojedini zahtjevi u RfG pravilniku se posebno definišu za različite sinhronne oblasti unutar ENTSO-E. U ovoj studiji su prikazani samo oni zahtjevi koji se odnose na kontinentalnu Evropu.

Zahtjevi su podeljeni na opšte zahtjeve, zahtjeve za sinhronu proizvodnu jedinicu (SGU – Synchronous Generating Unit) i zahtjevi za proizvodne parkove (PPM – Power Park Modules); i podijeljeni su na sljedeće kategorije:

- Frekventna stabilnost
- Naponska stabilnost
- Robustnost proizvodne jedinice
- Restauracija sistema
- Upravljanje sistemom

Specificirane su sljedeće četiri vrste (klase) proizvodnih jedinica najviše prema njihovoj veličini:

- **Tip A** pokriva sve generatore od najmanjih kućnih jedinica i koristi se da održi sigurnost napajanja za uobičajene kvarove vezane za frekvenciju
- **Tip B** obuhvata male i srednje proizvodne jedinice vezanih za distributivne mreže koje su opremljeni sa automatskim odzivom, operatorskom kontrolom i razmjenom informacija.
- **Tip C** obuhvata veće generatore koji pružaju rafinisane zahtjeve uključujući upravljivi dinamički odziv frekvencije.
- **Tip D** pokriva najveće generatore i njihove specifične zahtjeve.

S obzirom na različite veličine sinhronih sistema i promjenljivu geografiju mreža, Mrežni pravilnik RfG zahtjeva da se specifične granice u snazi (MW) za tipove B-D određuju na nacionalnom nivou.

U zavisnosti naponskog nivoa priključenja i instalisane snage, proizvodne jedinice se razvrstavaju po datim tipovima na sljedeći način:

- Proizvodna jedinica je Tip A ukoliko je njena tačka priključenja ispod napona 110kV i njena maksimalna snaga je veća od 0.8 kW.
- Proizvodna jedinica je Tip B ukoliko je tačka priključenja ispod napona 110kV i njena maksimalna snaga je veća ili jednaka pragu (granici) koju definiše svaki pojedinačni Operator prenosnog sistema. Ovaj prag ne sme da bude veći od onog definisanog u tabeli Tabela 8-1 za proizvodne jedinice.
- Proizvodna jedinica je Tip B ukoliko je tačka priključenja ispod napona 110kV i njena maksimalna snaga je veća ili jednaka pragu (granici) koju definiše svaki pojedinačni Operator prenosnog sistema. Ovaj prag ne sme da bude veći od onog definisanog u Tabeli 8-1 za proizvodne jedinice Tip C.
- Proizvodna jedinica je Tip D ukoliko je tačka priključenja na ili iznad napona 110kV.
- Proizvodna jedinica je takođe Tip D ukoliko je njena tačka priključenja ispod napona 110kV i njena maksimalna snaga je veća ili jednak pragu (granici) koju definiše svaki pojedinačni Operator prenosnog sistema. Ovaj prag ne sme da bude veći od onog definisanog u Tabeli 8-1 za proizvodne jedinice Tip D.

Pragovi maksimalne snage prema kojima se vrši razvrstavanje proizvodnih jedinica po tipovima za sinhronu oblast kontinentalne Evrope su prikazani u sljedećoj tabeli.

Tabela 8-1 – Prag po snazi za određivanje tipa proizvodne jedinice

Sinhrona oblast	Prag maksimalnog kapaciteta za određivanje tipa proizvodne jedinice		
	Tip B	Tip C	Tip D
Kontinentalna Evropa	1 MW	50 MW	75 MW

Na osnovu prethodno izloženih kriterijuma, određivanje tipa proizvodne jedinice bi se vršilo na način prikazan na slici ispod. Ukratko, sve jedinice koje se priključuju na naponski nivo veći ili jednak 110 kV su tip D, a ako se priključuju na naponski nivo manji od 110 kV njihov tip onda zavisi od instalisane snage. Određivanje tipa proizvodne jedinice je vrlo važno pošto su svi zahtjevi u RfG pravilniku definisani prema tipu proizvodne jedinice.

Tip B $\geq 1^* \text{ MW}$

Tip C $\geq 50^* \text{ MW}$ < 110kV $\leq$ Tip D

Tip D $\geq 75^* \text{ MW}$

**ili druga vrijednost koju odredi TSO*

Slika 8.3 Kriterijumi za određivanje tipa proizvodne jedinice

Pošto su u ovoj studiji analizirane solarne elektrane koje se priključuju na prenosnu mrežu na naponski nivo 110 kV i više, u narednom dijelu su prikazani zahtjevi RfG kodeksa koji se odnose samo na proizvodne jedinice tipa D, odnosno zahtjeve za jedinice tipa B i C ukoliko su direktno primjenjivi na jedinice tipa D bez dodatnih izmjena. Prvo su prikazani zahtjevi koji se odnose na vjetroelektrane i solarne elektrane a zatim je dat pregled bitnijih zahtjeva koji se odnose na sve proizvodne jedinice tipa D.

8.1.2.1 Zahtjevi za proizvodne parkove (PPM)

Poseban deo zahtjeva u RfG pravilniku se odnosi na proizvodni park (PPM – Power Park Module) koji se definišu kao jedinica ili skup jedinica koji proizvode električnu energiju, koji su povezani na mrežu asinhrono ili preko energetske elektronike i imaju jednu tačku priključenja na prenosnu ili distributivnu mrežu. Ovom definicijom su obuhvaćeni i vjetroelektrane i fotonaponske solarne elektrane, što znači da u ovom pravilniku isti zahtjevi važe za obe vrste obnovljivih izvora električne energije.

Pregled zahtjeva koji se odnose na proizvodne parkove je dat u tabeli ispod.

Tabela 8-2 – Posebni zahtjevi koji se odnose na proizvodne parkove

Zahtjev	Kategorija	Tip B	Tip C	Tip D
Vještačka inercija	Frekventna stabilnost		x	x
Oporavak aktivne snage nakon kvara	Robustnost	x	x	x
Injektiranje reaktivne struje	Naponska stabilnost	x	x	x
Prioritet doprinosa po aktivnoj ili reaktivnoj snazi	Naponska stabilnost		x	x
Sposobnost regulacije reaktivne snage pri maksimalnoj aktivnoj snazi	Naponska stabilnost		x	x

Sposobnost regulacije reaktivne snage pri aktivnoj snazi manjoj od maksimalne	Naponska stabilnost	x	x
Načini kontrole reaktivne snage	Naponska stabilnost	x	x
Kontrola prigušenja oscilacija	Naponska stabilnost	x	x

Vještačka inercija

U elektroenergetskom sistemu gdje dominiraju sinhroni generatori, u slučaju ispada većeg generatora, preostali sinhroni generatori se suprotstavljaju nastaloj promjeni brzine (inercije) da bi uspostavili balans. Vjetrogeneratori u većini uobičajenih konfiguracija, kao i PV generatori, ne doprinose primarnoj regulaciji u tom slučaju pošto je njihova mehanička inercija dekuplovana od sistema. U uslovima jakog vjetera ili povećane sunčeve iradijacije, naročito u kombinaciji sa srednje opterećenom mrežom, u nekim sistemima se desila situacija ili će se desiti u bliskoj budućnosti situacija gdje će biti prisutan visok procenat generatora koji ne mogu da učestvuju u primarnoj regulaciji.

Dati problemi se rješavaju ili postavljanjem granice za integraciju OIE u sistem ili ograničavanjem proizvodnje iz datih izvora tokom perioda visoke proizvodnje. Načini na koji se ovaj problem rješava se smatraju diskriminatornim po date proizvođače ali se sprovode u cilju održavanja sigurnosti sistema. RfG pravilnik definiše treći način, odnosno zahtjeva tehnička sredstva za replikaciju inercije sinhronog generatora (brzo injektiranje, npr u 200 ms injektiranje veće, a kratkotrajne snage proporcionalne veličini ispada). Ova sredstva su opisana kao veštačka inercija, što znači dodatnu funkciju upravljanja za pretvarače da bi dali vještačku inerciju i/ili mogućnost brzog odziva frekvencije.

Sposobnost veštačke inercije proizvodnih parkova je definisana u članu 16 (2) (a) i odnosi na proizvodne parkove tipa C a time i na tip D. Sa aspekta mogućnosti pružanja vještačke inercije u slučaju pojave niže frekvencije, operator prenosnog sistema će imati pravo da zahtjeva od proizvodnih parkova, da kontrolni sistem koji upravlja proizvodnom jedinicom ima mogućnost da daje dodatnu aktivnu snagu mreži, da bi ograničio stepen promjene frekvencije nakon nagle promjene proizvodnje.

Oporavak aktivne snage nakon kvara

Sposobnost oporavka aktivne snage proizvodnih parkova nakon kvara je definisana u članu 15 (3) (a). Zahtjev za proizvodne parkove priključene na mrežu definiše injektiranje aktivne snage nakon otklanjanja kvara unutar određenog vremena. Cilj ovog zahtjeva je da se ograniči kratkotrajni gubitak aktivne snage i da se stabilizuju frekvencija nakon otklanjanja kvarova u prenosnoj mreži da bi se sprečio kolaps frekvencije u jednoj sinhronoj oblasti.

Mrežni pravilnik zahtjeva od svakog operatora prenosnog sistema specifikaciju vrijednosti i gradijenta za oporavak aktivne snage koji izražava zahtijevano injektiranje aktivne snage u tački priključenja nakon otklanjanja simetičnog kvara. Proizvodni parkovi moraju da ostanu priključeni na mrežu i da nastave stabilan rad u toku oporavka aktivne snage u odnosu na radnu tačku prije kvara.

Injektiranje reaktivne snage

Sposobnost injektiranja reaktivne snage je definisana u članu 15 (2) (b) i (c).

Ovaj zahtjev nastoji da obezbedi brzo djelujuće dodatno injektiranje reaktivne snage u tački priključenja na vrijednost injektirane reaktivne snage u toku trajanja kvara u slučaju simetričnih i asimetričnih kratkih spojeva. Ključno pitanje na nacionalnom nivou je da se odgovori (zaključci) da li ima potrebe za takvu podrškom u toku trajanja kvara.

Sadašnji doprinos se razmatra u smislu brzo reagujućeg dodatnog injektiranja reaktivne snage u tački priključenja na injektiranje reaktivne snage prije kvara u slučaju trolejnog kratkog spoja. Proizvodni park će biti sposoban da pruži najmanje dvije trećine dodatne reaktivne snage unutar vremena specificiranog od relevantnog operatora sistema, ali ne manje od 10 milisekundi.

Sposobnost regulacije reaktivne snage pri maksimalnoj aktivnoj snazi

Sposobnost regulacije reaktivne snage pri maksimalnoj snazi je definisana u članu 16 (3) (b).

Rastući nivo udjela distributivne proizvodnje (većina Proizvodnih parkova) u mnogim evropskim zemljama zahtjeva da budući proizvodni parkovi učestvuju u regulaciji napona sistema kao i sinhroni generatori. Njihovo učešće u regulaciji napona postaje od ključnog značaja u situaciji visokog udjela obnovljivih izvora u ukupnoj proizvodnji. Ukoliko proizvodni parkovi ne obezbeđuju dovoljno reaktivne snage može biti ugrožena regulacija mrežnog napona. U tom smislu može se reći da invertori mogu da obezbede napajanje reaktivnom snagom slično kao i sinhroni generatori.

Ovaj zahtjev je fokusiran na obezbeđenje reaktivne snage od proizvodnih parkova u stacionarnom stanju da omogući relevantnom operatoru sistema dovoljnu rezervu reaktivne snage kad proizvodni park proizvodi maksimalnu snagu i da zadrži napone u dozvoljenim granicama.

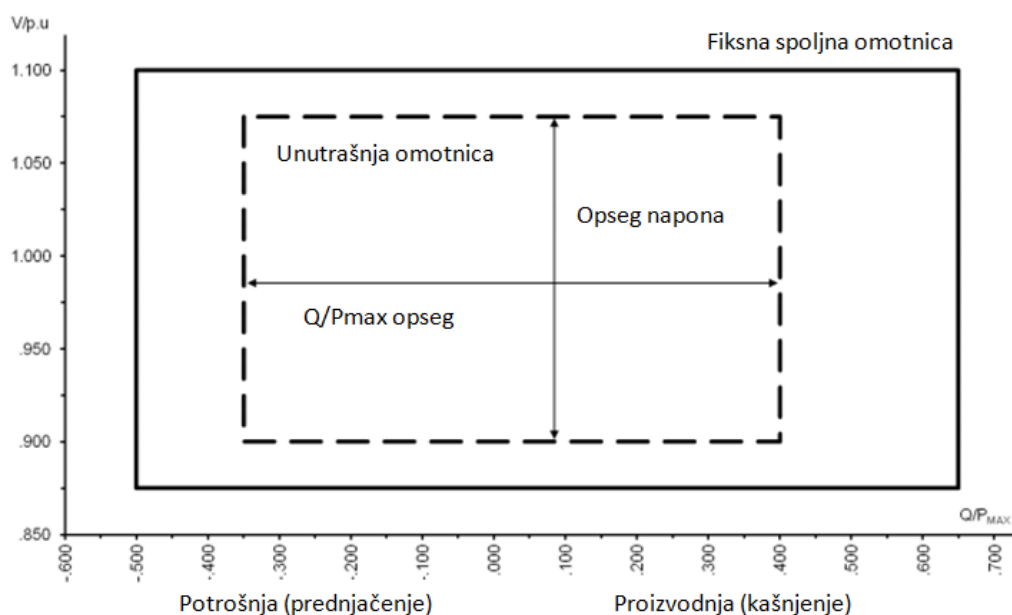
Mrežni pravilnik zahtjeva od relevantnih operatora prenosnog sistema da definišu obezbeđenje reaktivne snage i operativnih mogućnosti generatora u smislu regulacije napona. Ovaj zahtjev je definisan kroz U-Q Pmax profil koji se očekuje u tački priključenja koji je predstavljan dijagramom izraženim preko napona na tački priključenja (odnos trenutne (izmjerene) i nominalne vrijednosti) i odnosa reaktivne snage (Q) i maksimalne snage (Pmax). Mrežni pravilnik propisuje nekoliko graničnih vrijednosti u okviru kojih U-Q Pmax profil treba da bude definisan. Ove granične vrijednosti su:

- Fiksna spoljna omotnica
- Unutrašnja omotnica, čije maksimalne dimenzije (Q/Pmax opseg i opseg napona) su definisane za svaku sinhronu oblast u Mrežnom pravilniku

Proizvodni park mora biti imati mogućnost pomjeranja u bilo koju radnu tačku unutar svog PQ/Pmax profila u odgovarajućem vremenu da postigne vrijednosti koje su zahtijevane od relevantnog operatora sistema. U-Q/Pmax profil je definisan od svakog relevantnog operatora sistema u skladu sa sljedećim principima:

- U-Q/Pmax profil ne sme da prekorači zadatu omotnicu, predstavljenu unutrašnjom omotnicom na Slika 8.4 i njen oblik ne mora da bude pravougaoni.
- Dimenzije omotnice U-Q/Pmax profila (Q/Pmax opseg i opseg napona) su definisani za kontinentalnu Evropu u Tabela 8-3

- Pozicija U-Q/Pmax profila omotnice je unutar granica fiksne spoljne omotnice



Slika 8.4 Granice U-Q/Pmax profila za proizvodne module u tački priključenja (granice unutrašnje omotnice su indicativne)

Tabela 8-3 – Kriterijumi za određivanje veličine U-Q/Pmax profila

Sinhrona oblast	Maksimalni opseg Q/Pmax	Maksimalni opseg napona (pu)
Kontinentalna Evropa	0.75	0.225

Sposobnost regulacije reaktivne snage pri aktivnoj snazi manjoj od maksimalne

Sposobnost regulacije reaktivne snage pri maksimalno snazi je definisana u 16 (3) (c).

Ovaj zahtjev je definisan P-Q/Pmax profilom koji je očekivan u tački priključenja i predstavljan je pomoću dijagrama izraženim pomoću aktivne snage (odnos njene trenutne vrijednosti i maksimalne snage) u odnosu na odnos reaktivne snage (Q) i maksimalne snage (Pmax). Mrežni kodeks propisuje nekoliko graničnih vrijednosti unutar kojih P-Q/Pmax profil treba da bude definisan. Ove granične vrijednosti su:

- Fiksna spoljna omotnica, definisana u mrežnom pravilniku
- Unutrašnja omotnica, za koju je Q/Pmax opseg definisan za svaku sinhronu oblast

Svaki TSO definiše svoj P-Q/Pmax profil prema sljedećim principima:

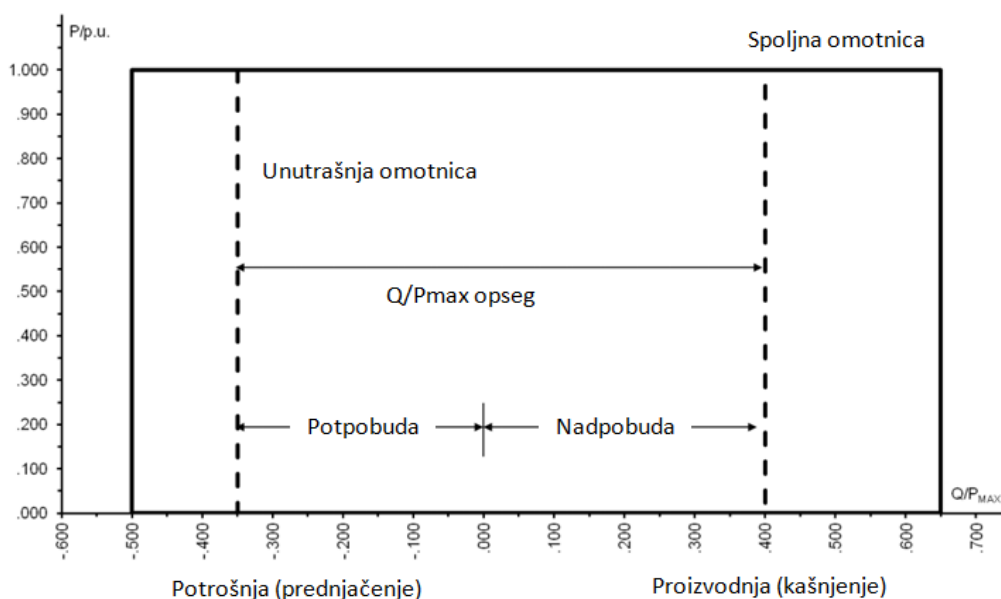
- P-Q/Pmax profil ne sme da prekorači zadate omotnicu, predstavljenu unutrašnjom omotnicom na slici Slika 8.5
- Opseg Q/Pmax od P-Q/Pmax profila omotnice je definisan za kontinentalnu Evropu u tabeli Tabela 8-3

- Opseg aktivne snage od P-Q/Pmax omotnice pri reaktivnoj snazi na nuli će biti 1 p.u.
- P-Q/Pmax profil može biti bilo kakvog oblika i uključuje uslove za mogućnost za proizvodnju reaktivne snage pri aktivnoj snazi na nuli.
- Pozicija P-Q/Pmax profila omotnice je unutar granica fiksne spoljne omotnice

Kada radi sa aktivnom snagom manjom od maksimalne ($P < P_{max}$), proizvodni park mora biti u stanju da obezbedi reaktivnu snagu u bilo kojoj radnoj tački unutar svog P-Q/Pmax-profila, ukoliko su sve jedinice proizvodnog parka, koje proizvode električnu energiju, u pogonu. U suprotnom, proizvodnja reaktivne snage može biti manja uzimajući u obzir tehničke mogućnosti parka.

Sa slike se jasno vidi da površina unutrašnje omotnice P-Q/Pmax profila dozvoljava izbor različitih oblika profila, ali periodi slabog vjetra ili solarnog zračenja se moraju uzeti u obzir, pošto neki generatori u proizvodnom parku mogu biti isključeni sa mreže u ovim okolnostima, i tada proizvodnja reaktivne snage može biti smanjena. Ovo treba uzeti u obzir kada se specificira mogućnost proizvodnje reaktivne snage za elektrane sa varijabilnom proizvodnjom. Ispod određenog nivoa proizvodnje snage, moguće je specificirati smanjeni opseg faktora snage ili dozvoljeni opseg MVar i ovo može biti primjenjeno u dijagramu pomoću trouglastog oblika. Nadalje, ukoliko postoji zahtjev (potreba) za proizvodnju reaktivne snage pri aktivnoj snazi na nuli u nekoj tački, to isto može biti uzeto u obzir u obliku dijagrama.

Tehnički gledano, elektrana sa vjetrogeneratorima ili solarnim generatorima povezanim preko invertora se može osloniti na invertore da obezbijede dio ili svu potrebnu reaktivnu snagu u tački priključenja.



Slika 8.5 Granice P-Q/Pmax profila za proizvodne module u tački priključenja (granice unutrašnje omotnice su indikativne)

Načini kontrole reaktivne snage

Načini kontrole reaktivne snage su definisani u tački 16 (3) (d).

Sa aspekta kontrole reaktivne snage, proizvodni parkovi će morati da budu sposobni da pruže (daju) reaktivnu snagu automatski pomoću:

- regulacije napona
- upravljanjem reaktivne snage
- upravljanjem faktora snage

U slučaju da se koristi regulacija napona, proizvodni park mora imati mogućnost doprinosa regulacije napona u tački priključenja pomoću razmjene reaktivne snage sa mrežom i sa zadatim naponom koji barem pokriva opseg od 0.95 do 1.05 p.u., u koracima koji nisu veći od 0.01 p.u., sa nagibom u opsegu od najmanje 2 do 7% i u koracima ne većim od 0.5%. Proizvodnja reaktivne snage će biti nula kada je vrijednost napona mreže u tački priključenja jednaka zadatom naponu. Zadana tačka može biti kontrolisana sa ili bez mrtve zone u opsegu od nula do $\pm 5\%$ od nominalnog napona mreže u koracima ne većim od 0.5%. Prateći stepenastu funkciju napona, proizvodni park mora biti sposoban da postigne 90% od promjene u proizvodnji reaktivne snage unutar vremena t_1 koje definiše relevantni operator sistema u opsegu od 1 – 5 sekundi i da se stabilizuje na vrijednost određenu operativnim nagibom unutar vremena t_2 koje određuje relevantni operator sistema u opsegu od 5 – 60 sekundi, sa stacionarnom reaktivnom tolerancijom ne većom od 5% od maksimalne reaktivne snage.

U slučaju da se koristi kontrola reaktivne snage, proizvodni park mora biti sposoban da postavi radnu tačku reaktivne snage bilo gde unutar opsega reaktivne snage, određenim Članom 15(2) (a) i Članom 16(3) (a) i (b), za korake ne veće od 5 Mvar ili 5% (šta god da je manje) od ukupne reaktivne snage, kontrolišući reaktivnu snagu u tački priključenja na tačnost od ± 5 Mvar ili $\pm 5\%$ (šta god da je manje) od ukupne reaktivne snage.

U slučaju da se koristi kontrola faktora snage, proizvodni park mora biti sposoban da drži faktor snage u tački priključenja unutar zadatog opsega reaktivne snage, određenim od strane relevantnog operatora sistema prema Članu 15(2) (a) i Članu 16(3) (a) i (b), sa zadatim faktorom snage u koracima ne većim od 0.01. Relevantni sistem operator treba da definiše zadatu vrijednost faktora snage i toleranciju izraženu u Mvar ili % od vrijednosti reaktivne snage dobijene konverzijom vrijednosti faktora snage, unutar određenog vremenskog perioda, nakon nagle promjene proizvodnje aktivne snage.

Kontrola prigušenja oscilacija

Zahtjevi za sposobnost prigušenja oscilacija su definisani u tački 16 (3) (f).

Sa aspekta kontrole prigušenja oscilacija, ukoliko se zahtijeva od strane relevantnog operatora sistema, proizvodni park mora biti sposoban da doprinose prigušenju oscilacija. Naponska i karakteristika kontrole reaktivne snage proizvodnih parkova neće nepovoljno uticati na prigušenje oscilacija.

8.1.2.2 Zahtjevi za sinhronu proizvodne jedinice tipa D (SGU)

Zahtjevi definisani članovima 8, 9, 10 i 11 koji se primjenjuju na sinhronu proizvodne jedinice tipa D se primjenjuju i na proizvodne parkove tipa D osim članova 8 (1) (f), 9 (2) (a) i 10 (3) (a). Ovi zahtjevi su najsveobuhvatniji i prikaz svakog od njih bi zahtijevao posebnu studiju. U ovom dijelu su prikazani određeni zahtjevi koji su bitni za regulaciju frekvencije, aktivne snage i sposobnost prolaska kroz stanje kvara u tački priključenja. Bez obzira što su ovde izdvojeni samo neki od zahtjeva, usklađivanje Mrežnog kodeksa NOS BiH je potrebno izvršiti za sve zahtjeve koji su definisani RfG pravilnikom.

Frekventni opseg

Zahtjevi za sposobnost prigušenja oscilacija su definisani u tački 8 (1) (b).

Sa aspekta opsega frekvencije, proizvodna jedinica treba biti sposobna da ostane priključena na mrežu i da radi unutar opsega frekvencije i vremena koje su definisane u tabeli Tabela 8-4 za kontinentalnu Evropu. Ova vremena su minimalna vremena za koje proizvodna jedinica mora biti sposobna da radi za različite frekvencije koje odstupaju od nominalne bez isključenja sa mreže.

Tabela 8-4 – Frekventni opsezi i vremenski periodi za rad bez isključenja sa mreže

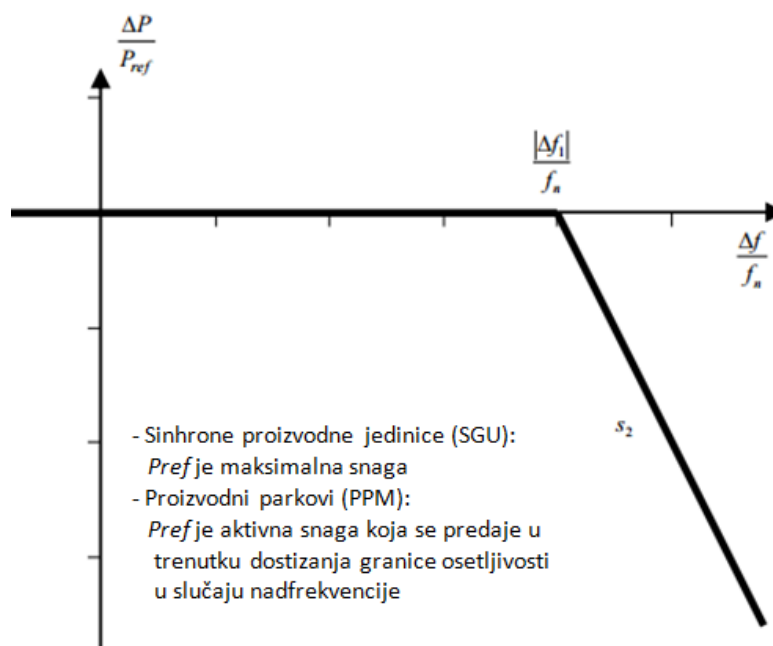
Frekventni opseg [Hz]	Vremenski period bez isključenja sa mreže
47.5 - 48.5	Definiše TSO, ne manje od 30 minuta
48.5 - 49.0	Definiše TSO, ne manje od perioda za prethodni opseg
49.0 - 51.0	Neograničeno
51.0 - 51.5	30 minuta

Režim ograničene frekventne osetljivosti (nadfrekvencija)

Zahtjevi za režim ograničene frekventne osetljivosti u slučaju nadfrekvencije su definisani u tački 8 (1) (c).

Cilj ovog zahtjeva je da automatski smanji proizvodnju aktivne snage proizvodnih jedinica (sinhronih generatora i proizvodnih parkova) u slučaju povišene frekvencije da je smanji na željenu vrijednost (normalno 50 Hz) za slučajeve teškog poremećaja balansa snage u sistemu. Zahtjevi teže da se smanji proizvodnja aktivne snage proporcionalno odstupanju frekvencije da povрати balans proizvodnje i potrošnje.

Mrežni pravilnik zahtijeva od svakog operatora prenosnog sistema specifikaciju stvarnog praga frekvencije (između i uključujući 50.2 i 50.5 Hz) i podešenja statizma (u opsegu 2-12%), da bi se obezbedio odziv promjene aktivne snage u odnosu na promjenu frekvencije prema sljedećem dijagramu. Proizvodna jedinica mora biti sposobna bilo da kontinuirano radi na minimalnom regulacionom nivou ili da nadalje smanjuje proizvodnju aktivne snage, izbor je ostavljen relevantnom operatoru sistema.



Slika 8.6 Odziv aktivne snage proizvodne jedinice u slučaju nadfrekvencije

Na slici su definisani sljedeći parametri:

- Pref je referentna vrijednost aktivne snage u odnosu na koju se računa ΔP i može biti definisana različito za sinhronne generatore i proizvodne parkove
- ΔP je promjena proizvodnje aktivne snage proizvodne jedinice
- f_n je nominalna frekvencija (50 Hz) u mreži
- Δf je promjena frekvencije u mreži

Na nadfrekvencijama gdje je Δf veća od Δf_1 , proizvodna jedinica mora pruži smanjenje proizvodnje aktivne snage prema statizmu S2.

Sposobnost podnošenja brzine promjene frekvencije

Zahtjevi za podnosivost brzine promjene frekvencije su definisani u tački 8 (1) (b).

Ova zahtjev nastoji da obezbedi da generatori koji su priključeni na mrežu ostaju priključeni kada nastupi stopa promjene frekvencije (df/dt) poslije ozbiljnih poremećaja u sistemu.

Mrežni pravilnik zahtijeva da relevantni operator sistema pruži promjenu df/dt (stepen promjene frekvencije). Birana vrijednost treba biti usklađena za svaku sinhronu oblast. Granične vrijednosti df/dt se trebaju bazirati na analizi opsega najvećih mogućih poremećaja sistema za tu mrežu npr. ispad najvećeg generatora ili HVDC veze.

S obzirom na neizvjesnost karakteristika sistema i njegove buduće evolucije, proizvodne jedinice moraju biti robusne prema promjenama u sistemu i treba da obezbijede mogućnost df/dt za te promjenjive uslove sistema. Prema tome, važno je da je mogućnost df/dt izračunata za mrežu smanjene snage zbog većeg učešća energetskih pretvarača kao što su HVDC veze ili proizvodni parkovi.

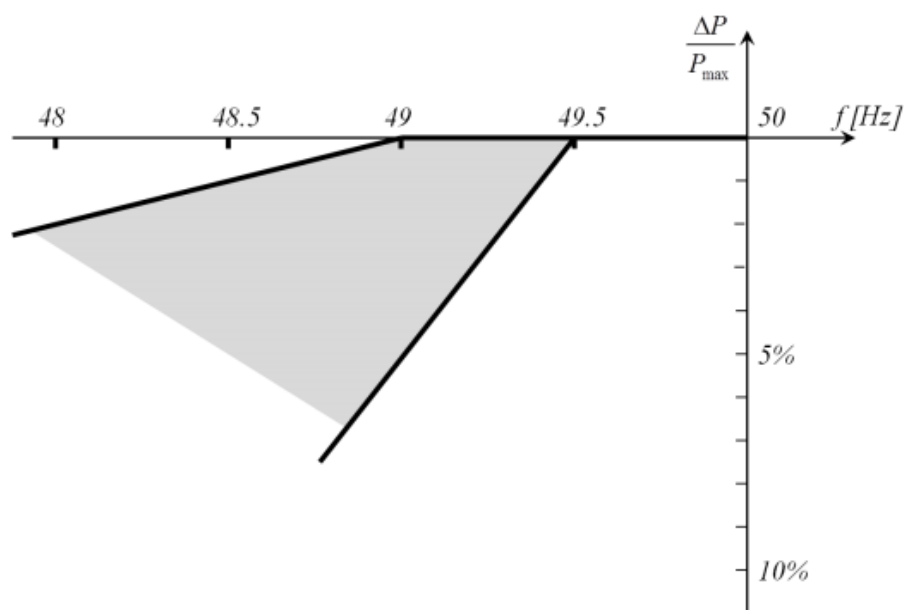
Iako prirodna sposobnost različitih tehnologija za proizvodnju može varirati, pojedinačna minimalna mogućnost (granična vrijednost) df/dt treba biti zahtijevana da se obezbijedi stabilnost sistema uzimajući u obzir buduće zahtjeve mreže. S obzirom da proizvodnja i potrošnja na nivou sinhronne oblasti uglavnom pokriva više od jednog sistema, operatori prenosnog sistema moraju odrediti granične vrijednosti df/dt uzimajući u obzir druge operatore sistema u njihovoj sinhronoj oblasti.

Dozvoljeno maksimalno smanjenje aktivne snage u slučaju podfrekvencije

Zahtjevi za dozvoljeno maksimalno smanjenje aktivne snage u slučaju podfrekvencije su definisani u članu 8 (1) (e).

Ovaj zahtjev je prvenstveno fokusiran na tehnologije koji nisu u mogućnosti da pruže punu aktivnu snagu u toku podfrekvencije. Generatorske jedinice bez tih tehnoloških ograničenja ne treba da smanje proizvodnju aktivne snage ukoliko je to tehnički moguće. Svrha ovih zahtjeva je da se održi sposobnost generatorskih jedinica da proizvode najveću moguću vrijednost aktivne snage tokom perioda snižene frekvencije. Cilj je da se ograniči potencijalno smanjenje proizvodnje aktivne snage posle poremećaja u sistemu i samim tim se izbjegava javljanje većih poremećaja.

Mrežni pravilnik takođe zahtjeva od svakog operatora prenosnog sistema određivanje dozvoljenog nivoa smanjenja aktivne snage od maksimalne snage sa padajućom frekvencijom unutar granica, određenim punim linijama na dijagramu ispod.



Slika 8.7 Sposobnost maksimalnog smanjenja aktivne snage pri smanjivanju frekvencije

Relevantni operator prenosnog sistema treba da definiše smanjenje aktivne snage u odnosu na maksimalnu snagu sa padajućom frekvencijom unutar granica datim sa punim linijama na prikazanom dijagramu:

- Ispod 49Hz padajući sa stopom smanjenja od 2% od maksimalne snage na 50Hz po 1Hz pada frekvencije
- Ispod 49.5 sa stopom smanjenja od 10% od maksimalne snage na 50Hz po 1Hz pada frekvencije

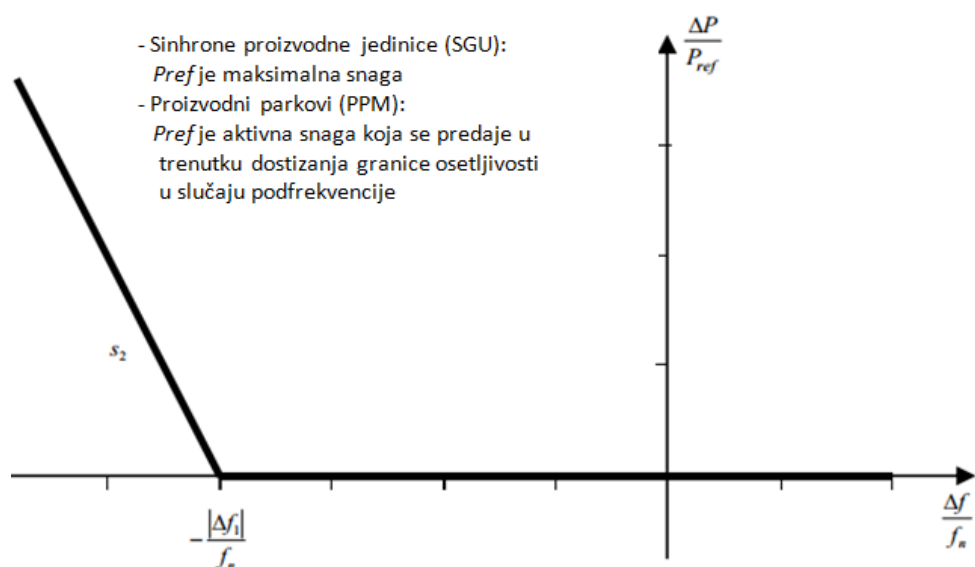
Sposobnost da se održi maksimalna proizvodnja aktivne snage sa padajućom frekvencijom je različita za različite tehnologije generatora. Dozvoljeno smanjenje snage je zbog toga ograničeno na izbor tehnologija generatora na koje se to odnosi i može zavisiti od dodatnih uslova definisanih od strane svakog operatora prenosnog sistema. Trebalo bi naglasiti da ovaj zahtjev ne prisiljava proizvodne jedinice da smanje proizvodnju aktivne snage prema padajućoj frekvenciji ali im dozvoljava da smanje snagu ako njihova tehnologija ne omogućava održavanje maksimalne snage pri frekvenciji manjoj od 49.5Hz. Može se smatrati više relaksacijom (popuštanjem) nego zatjevom.

Režim ograničene frekventne osetljivosti (podfrekvencija)

Zahtjevi za režim ograničene frekventne osetljivosti u slučaju podfrekvencije su definisani u članu 10 (2) (b) (1).

Cilj ovog zahtjeva je da se obezbedi automatsko povećanje proizvodnje aktivne snage proizvodnih jedinica (sinhronih generatora i proizvodnih parkova) u slučaju podfrekvencije, da bi se povećala frekvencija na željenu vrijednost (normalno 50 Hz) za slučajeve teškog poremećaja u sistemu. Zahtjevi teže da se poveća proizvodnja aktivne snage proporcionalno odstupanju frekvencije kako bi se povratio balans proizvodnje i potrošnje.

Mrežni pravilnik zahtijeva od svakog operatora prenosnog sistema specifikaciju stvarnog praga frekvencije (između i uključujući 49.8 i 49.5 Hz) i podešenja statizma (u opsegu 2-12%), da bi se obezbedio odziv promjene aktivne snage u odnosu na promjenu frekvencije prema sljedećem dijagramu.



Slika 8.8 Odziv aktivne snage proizvodne jedinice u slučaju podfrekvencije

Parametri prikazani na slici su isti kao i u slučaju nadfrekvencije. Na podfrekvencijama gdje je Δf manje od Δf_1 , proizvodna jedinica mora da pruži povećanje proizvodnje aktivne snage prema statizmu s_2 .

Brzina promjene aktivne snage

Zahtjevi za brzinu promjene aktivne snage su definisani u članu 10 (6) (e).

Ova zahtjev nastoji da obezbijedi da generatori koji su priključeni na mrežu mogu regulisati proizvodnju aktivne snage pri promjenama planirane proizvodnje. Stepene promjene aktivne snage su važeći za normalan radni režim.

Minimalni stepen promjene aktivne snage može zavisi od karakteristike turbine dok maksimalni stepen može biti ograničen od strane operatora sistema kako bi se ograničio uticaj promjene zadate proizvodnje. Mrežni pravilnik zahtijeva da su minimalne i maksimalne granice promjene aktivne snage za proizvodne jedinice određene od strane relevantnog operatora sistema.

Minimalni stepen promjene aktivne snage je ne samo funkcija potrebe sistema ali isto tako i karakteristike turbine. Mnoge karakteristike turbine imaju različite tehnološke mogućnosti za pružanje poboljšanih vremena odziva, i one se trebaju ispitati kada zahtjev za stepenom promjene aktivne snage prevazilazi postojeće karakteristike u dizajnu proizvodnih jedinica, da bi se izabrao najefikasniji pristup.

Minimalne i maksimalne granice relevantnog operatora sistema na stepene promjene proizvodnje aktivne snage (granice brzine promjene aktivne snage) u pozitivnom i negativnom smjeru za proizvodnu jedinicu uzimaju u obzir i specifične karakteristike tehnologije turbine.

Sposobnost prolaska kroz stanje kvara

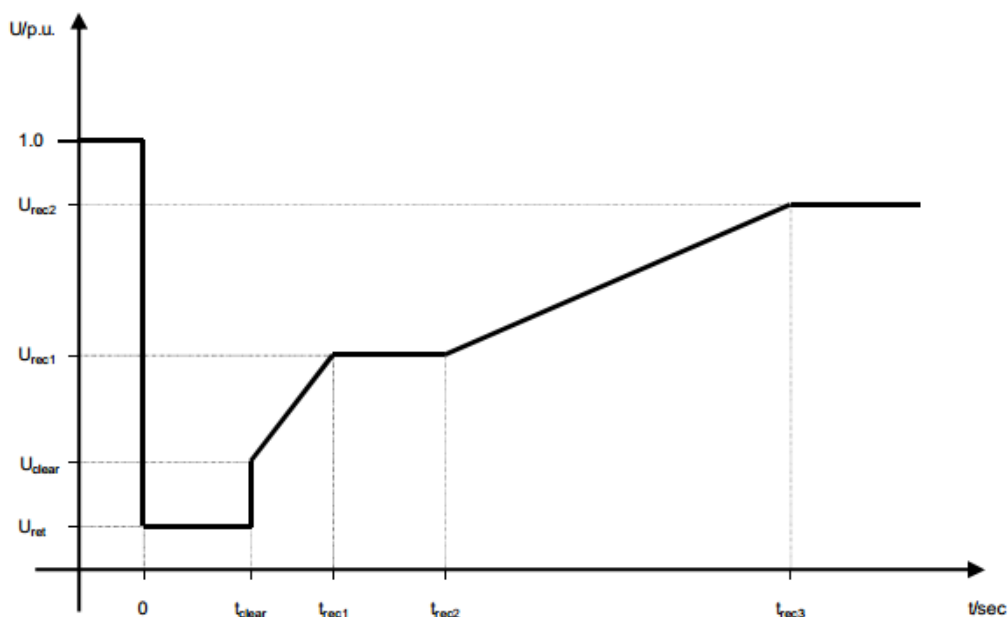
Zahtjevi za sposobnost prolaska kroz stanje kvara za proizvodne jedinice povezane na 110 kV i više su definisani u članu 11 (3) (a).

Zahtjevi nastoje da spriječe proizvodne jedinice koje su povezane na mrežu na 110kV ili više da se isključe sa mreže posle otklonjenog kvara na prenosnoj mreži. Cilj je da se ograniči potencijalni gubitak proizvodnje posle kratkog spoja na prenosnoj mreži kako bi se izbegli ozbiljni poremećaji.

Mrežni pravilnik zahtijeva od svakog operatora prenosnog sistema specifikaciju profila napona u odnosu na vrijeme koji izražava donju granicu promjene međufaznih napona mreže u tački priključenja tokom simetričnog kratkog spoja, kao funkcije vremena prije, u toku i poslije kvara. Ovaj profil predstavlja najgoru promjenu naponu tokom kratkog spoja i poslije njegovog otklanjanja (zadržani napon tokom kvara i oporavak napona poslije kvara). Proizvodni parkovi će ostati priključeni na mrežu i nastaviti stabilan rad za napone iznad ovih najgore mogućih slučajeva. Parametri koji definišu oblik krive napona u odnosu na vrijeme su predstavljeni na slici ispod.

Zadržani napon na ili blizu lokacije kvara će biti nula za sve faze na koje je uticao kratak spoj. Prema tome, važno je da su proizvodne jedinice sposobne da se održe pri nultom zadržanom naponu.

Specifikacija relevantnog vremena otklanjanja kvara zavisi od primjenjenih sistema relejne zaštite i tehnologija. Na prenosnom sistemu od 110kV i više (koji je relevantan domen kratkih spojeva za zahtjeve FRT), vrijeme otklanjanje kvara od 150ms primarnom zaštitom se može smatrati realnim za pokrivanje čak i neželjenih lokacija kvarova. Ako se uračuna (pretpostavi) i neuspješno djelovanje prekidača, vrijeme otklanjanja kvara od 250 ms se čini kao odgovarajući izbor.

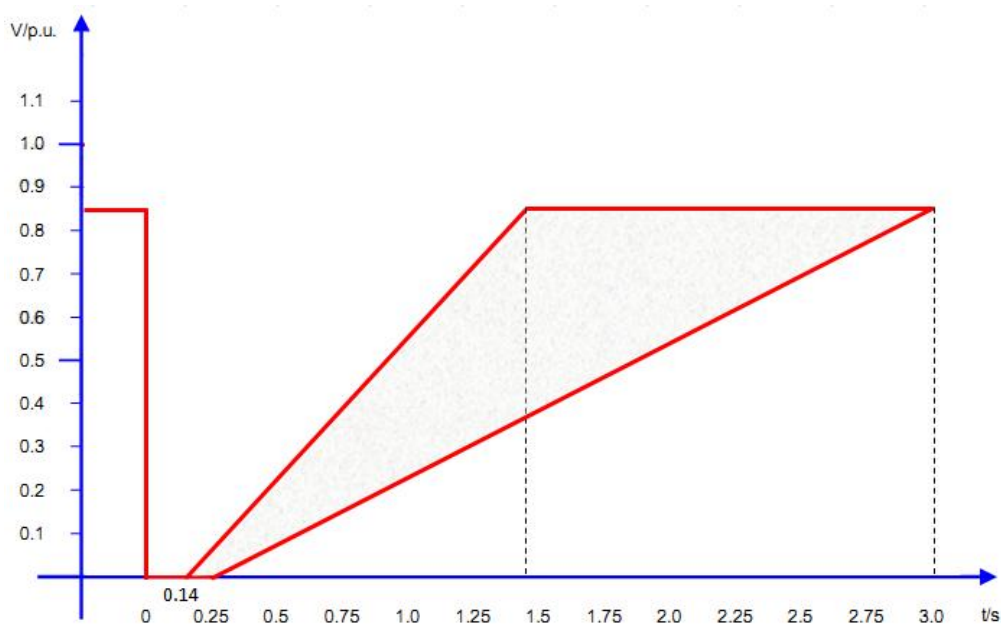


Slika 8.9 Parametri koji definišu krivu napona u tački priključenja tokom kvara

Specifikacija profila se sastoji od skupa parametara za vremena i napone unutar opsega određenim mrežnim pravilnikom. Ovi parametri su definisani različito za sinhronne generatore i proizvodne parkove. Parametri koji određuju oblik krive koja se primjenjuje za proizvodne parkove su prikazani u tabeli ispod.

Tabela 8-5 – Parametri za proizvodne parkove (PPM)

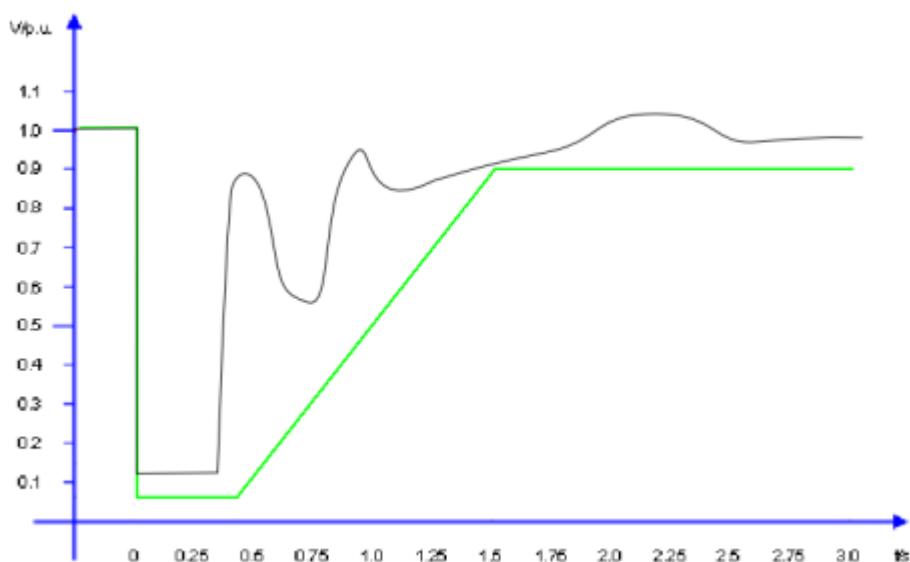
Parametri za napon [pu]		Vremenski parametri [s]	
U _{ret}	0	T _{clear}	0.14-0.25
U _{clear}	U _{ret}	T _{rec1}	T _{clear}
U _{rec1}	U _{clear}	T _{rec2}	T _{rec1}
U _{rec2}	0.85	T _{rec}	1.5-3.0



Slika 8.10 Donji limit krive napona tokom kvara za proizvodne module

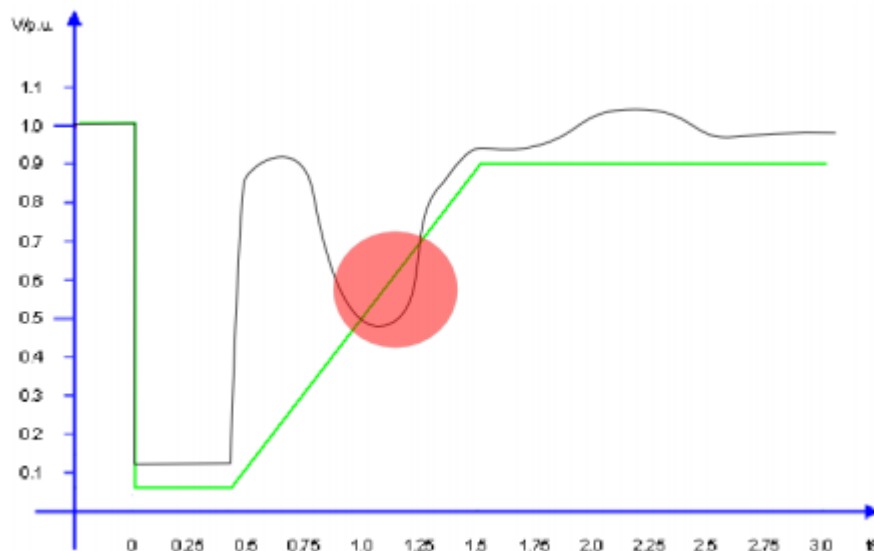
Sposobnost prolaska kroz stanje kvara ne zahtijeva da stvarna kriva oporavka napona bude oblika kao zadati profil, ali predstavlja njegovu donju granicu. Uspješno ispunjavanje prolaska kroz stanje kvara je zahtijevano samo u slučajevima u kojima izmjereni profil napona ostane iznad ove granice. Ovo je ilustrovano na primerima ispod.

U slučaju izmjerene krive oporavka napona u obliku prikazanog na slici ispod, proizvodni park se neće isključiti zato što kriva oporavka napona ostaje iznad profila napon-vrijeme definisanom od operatora prenosnog sistema.



Slika 8.11 Primjer krive napona tokom kvara kada jedinica mora da ostane priključena

U drugom slučaju prikazanom na slici ispod, kriva oporavaka napona u crvenoj zoni je ispod zadatog profila napon-vrijeme. Prema tome, proizvodnom parku je dozvoljeno da se isključi sa mreže u tom slučaju.



Slika 8.12 Primjer krive napona tokom kvara kada je jedinici dozvoljeno da se isključi sa mreže

Može se zaključiti da će u narednom periodu biti potrebno izvršiti usklađivanje Mrežnog kodeksa NOS BiH sa Mrežnim pravilnikom ENTSO-E, i to ne samo u pogledu tehničkih zahtjeva za vjetroelektrane i solarne elektrane već i u pogledu zahtjeva za sinhronu proizvodne jedinice. Takođe je potrebno i definisati zahtjeve koje se odnose na podatke o SE u postupku prijave za priključenje na mrežu i podatke tokom pogona SE.

REGULACIONA REZERVA

Integracija solarnih elektrana elektroenergetski sistem BiH u periodu do 2025. godine je u prethodnom dijelu analizirana sa aspekta kapaciteta prenosne mreže, uticaja na struje kratkih spojeva i stabilnost sistema pri većim debalansima u proizvodnji. U analizi uticaja solarnih elektrana na prenosni sistem uzeti su u obzir planirani razvoj prenosne mreže i planirani elektroenergetski objekti na osnovu IPRP 2015-2024. Dodatno su uzeti u obzir i vjetroelektrane ukupne instalisane snage 350 MW, što znači da je analiziran zajednički uticaj i solarnih i vjetroelektrana na prenosni sistem.

Rezultati analiza sprovedenih u okviru elektroenergetskih studija su pokazali koliko je solarnih elektrana moguće integrisati u EES BiH, a da sigurnost sistema nije ugrožena.

U ovom dijelu će određeni nivoi penetracije solarnih elektrana biti analizirani sa aspekta potrebne regulacione rezerve uzimajući u obzir i planirane vjetroelektrane. Proizvodnja vjetroelektrana i solarnih elektrana je po svojoj prirodi vrlo promjenljiva i nesigurna u poređenju sa tradicionalnim elektranama. Pošto Operatori prenosnog sistema moraju kontinualno da održavaju ravnotežu između proizvodnje i potrošnje, greške u prognozi proizvodnje solarnih i vjetroelektrana znatno utiču na potrebnu regulacionu rezervu u sistemu.

9.1.1

Mrežni kodeks NOS BiH

Dokument koji definiše potrebnu regulacionu rezervu u sistemu je Mrežni kodeks NOS BiH, a pravila za određivanje su preuzeta iz ENTSO-E operativnog priručnika [26]. Sa aspekta ove studije od važnosti su određivanje sekundarne i tercijarne rezerve.

Sekundarna regulacija je pomoćna usluga na nivou elektroenergetskog sistema s minutnim odzivom radi održavanja željene snage razmjene i frekvencije u interkonekciji, odnosno samo frekvencije u izoliranom pogonu regulacionog područja ili dijela elektroenergetskog sistema. Ostvaruje se djelovanjem preko sistema regulacije brzine proizvodnih jedinica i grupnih regulatora aktivne snage elektrane, ako su instalirani u elektranama s više proizvodnih jedinica. Potrebni iznos kapaciteta se izračunava u skladu sa metodologijom koja je definisana u ENTSO-E operativnom priručniku, pri čemu taj iznos ne može biti manji od iznosa definisanog sljedećom jednačinom:

$$R = \sqrt{aL_{\max} + b^2} - b \quad [\text{MW}]$$

gdje su:

a = 10

b = 150;

R = Minimalna zahtijevana sekundarna rezerva [MW]

L_{max} = maksimalna snaga potrošnje regulacionog područja za razmatrani period [MW]

Tercijarna rezerva se koristi kako bi se pomogla sekundarna regulacija stvaranjem potrebnog regulacionog opsega za nju. Tercijarna rezerva treba da pokrije ispad najveće proizvodne jedinice.

Može se zaključiti da prema važećim pravilima, nivo potrebne rezerve zavisi od prognoze vršnog opterećenja na prenosnoj mreži odnosno od veličine instalisane najveće jedinice u sistemu. Na osnovu prognoziranog vršnog opterećenja na prenosnoj mreži i planiranih proizvodnih objekata u najnovijem Indikativnom planu

proizvodnje NOS BiH (IPRP 2015-2024) [20] su određene potrebne rezerve za naredni 10-godišnji period koje su prikazane u tabeli ispod.

Tabela 9-1 – Procjena rezerve na prenosnoj mreži, NOS BiH

Godina	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Vršna snaga konzuma na prenosnoj mreži	2.158	2.201	2.245	2.29	2.336	2.382	2.43	2.479	2.528	2.579
Primarna rezerva	15	16	16	16	17	17	17	17	17	17
Sekundarna rezerva	74	75	76	78	79	81	82	82	82	82
Tercijerna rezerva	250	300	300	300	300	400	400	400	400	400

Iz metodologije za određivanje regulacionih rezervi se vidi da ona ne uzima u obzir obnovljive izvore električne energije i njihov uticaj na veličinu potrebnih rezervi. Međutim, iskustva zemalja u Evropi su pokazala da sa integracijom obnovljivih izvora električne energije raste i potreba za dodatnom regulacionom rezervom. Kako nije postojala odgovarajuća metodologija za uvažavanje ovih izvora po pitanju rezervi, operatori prenosnih sistema su se oslanjali na iskustva zemalja koja su prva počela sa integracijom OIE, na analize varijabilnosti datih izvora i grešaka u prognozi njihove proizvodnje na osnovu kojih se došlo do određenih zaključaka u vezi potrebnih rezervi za određene nivoe penetracije OIE. ENTSO-E kao organizacija evropskih operatora prenosnog sistema je uvidjela poteškoće sa kojima se suočavaju operatori prenosnog sistema u određivanju potrebnih rezervi sa aspekta integracije OIE. Sa novom metodologijom za određivanje potrebnih rezervi, koja je izložena u novim mrežnim pravilnicima, obuhvaćen je uticaj obnovljivih izvora energije.

9.1.2

Mrežni pravilnik ENTSO-E „Upravljanje frekvencijom i rezervama“

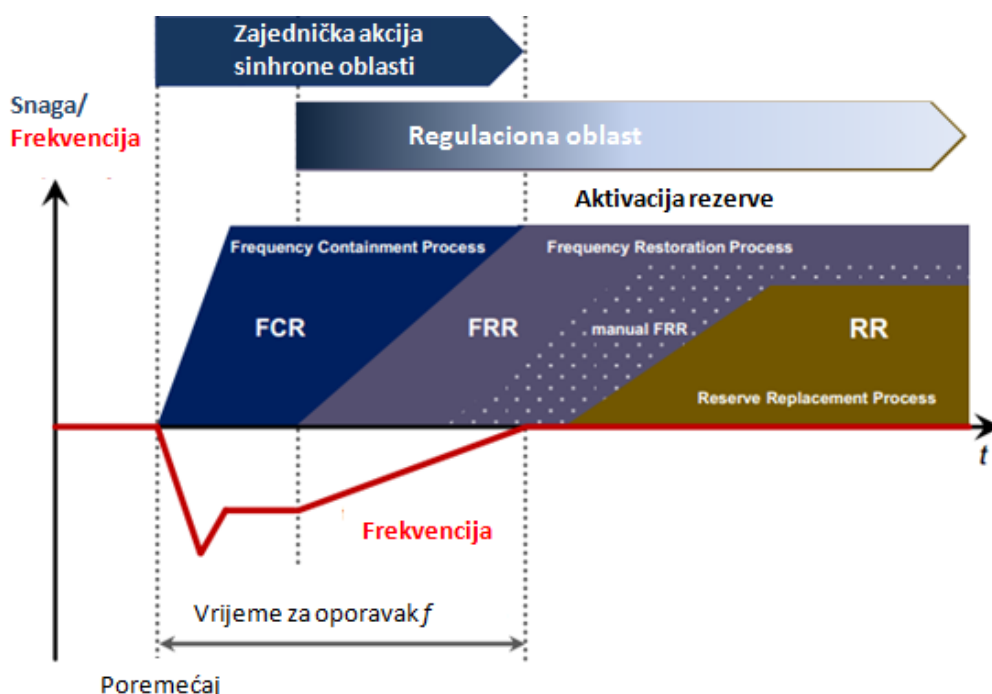
U ovom dijelu su prikazane nove definicije odnosno nova terminologija po pitanju regulacionih rezervi i metodologija za njihovo određivanje koje se nalaze u novom mrežnom pravilniku ENTSO-E. Novi ENTSO-E mrežni pravilnici su predstavljeni u prethodnom poglavlju, a mrežni pravilnik koji se bavi pitanjima regulacije frekvencije i potrebnih rezervi je pravilnik „Upravljanje frekvencijom i rezervama“ (LFCR – Load-Frequency Control and Reserves) [28]. Iako ovaj pravilnik još uvek nije na snazi, mišljenje autora ove studije je da s obzirom na vremenski okvir sa kojim se studija bavi opravdava upotrebu metodologije iznete u datom kodeksu i da će NOS BiH morati da implementira datu metodologiju po usvajanju ENTSO-E mrežnih pravilnika od strane Evropske Unije, a zatim i Energetske Zajednice.

Svako odstupanje između proizvodnje i potrošnje u sinhronoj oblasti se automatski preslikava u odstupanje frekvencije što se kontinualno povećava sve dok je prisutno dato odstupanje. Bez dodatnih mjera, frekvencija sistema bi dostigla kritične vrijednosti što bi dovelo do raspada sinhronne oblasti. Cilj upravljanja frekvencijom i rezervama je da se održava balans između proizvodnje i potrošnje unutar sinhronne oblasti.

Definisanje procesa u okviru ovog kodeksa koji se bave regulacijom i kvalitetom sistemske frekvencije, i potrebnim regulacionim rezervama se baziraju na najboljim tehničkim sredstvima koji se koriste u svakodnevnom funkcionisanju elektroenergetskog sistema. Prvo što se primjeti je da je upotrebljena nova terminologija za regulacione rezerve koja ima za cilj da naziv regulacione rezerve odražava i funkciju koja ta rezerva obavlja. Iako su definicije praktično ostale iste, nazivi primarne, sekundarne i tercijerne rezerve su sljedeći, redom:

1. **Frequency Containment Reserve (FCR) – Rezerva za obuzdavanje promjene frekvencije:** aktiviranje ove rezerve stabilizuje frekvenciju nakon poremećaja na stacionarnu vrijednost u okviru dozvoljenih odstupanja. Aktiviranje se vrši zajedničkom akcijom svih kontrolnih oblasti unutar sinhronne oblasti.
2. **Frequency Restoration Reserve (FRR) – Rezerva za oporavak frekvencije:** aktivacija ove rezerve vraća frekvenciju na zadatu vrijednost i zamjenu aktivirane FCR rezerve. Razlikuje se FRR rezerva koja se aktivira automatski (aFRR) i rezerva koja se aktivira po nalogu (mFRR). Ovu rezervu aktivira oblast u kojoj se desio poremećaj.
3. **Replacement Reserve (RR) - Zamenska rezerva:** rezerva koja zamjenjuje i/ili daje podršku aktiviranoj RR rezervi. Ovu rezervu aktivira regulaciona oblast u kojoj se desio poremećaj.

Ilustracija procesa aktivacije datih rezervi i njihov međusobni odnos je prikazan na slici ispod.



Slika 9.1 Hijerarhija rezervi u procesu upravljanju frekvencijom

Mrežni pravilnik LFCR detaljno definiše parametre koji određuju zahtijevani kvalitet frekvencije i vremenske okvire za aktivaciju pojedinačnih rezervi. Međutim, ono što je od interesa za ovu studiju i što je u suštini novo u datom pravilniku je nova metodologija za dimenzionisanje potrebnih rezervi.

9.1.2.1

Metodologija za dimenzionisanje regulacione rezerve

Odstupanja, odnosno debalansi snage u sistemu mogu da imaju različite razloge. Mrežni pravilnik LFCR navodi koji tipovi odstupanja, odnosno razlozi zbog kojih dolazi do odstupanja, moraju da se uzmu u obzir u procesu određivanja veličine potrebne rezervi:

- **Poremećaj ili ispad proizvodne jedinice, HVDC linka ili potrošnje** – ova vrsta odstupanja se obično koristi za proračun referentnog incidenta u sinhronoj oblasti odnosno u regulacionom bloku.
- **Kontinualna promjena potrošnje i proizvodnje** – stohastički poremećaji koje izazivaju brze promjene potrošnje i proizvodnje.
- **Stohastičke greške u prognozi** – stohastički spori poremećaji uslijed grešaka u prognozi potrošnje i proizvodnje iz obnovljivih izvora električne energije.
- **Deterministička odstupanja** – odstupanja uslijed planiranih promjena programa razmjene između regulacionih oblasti

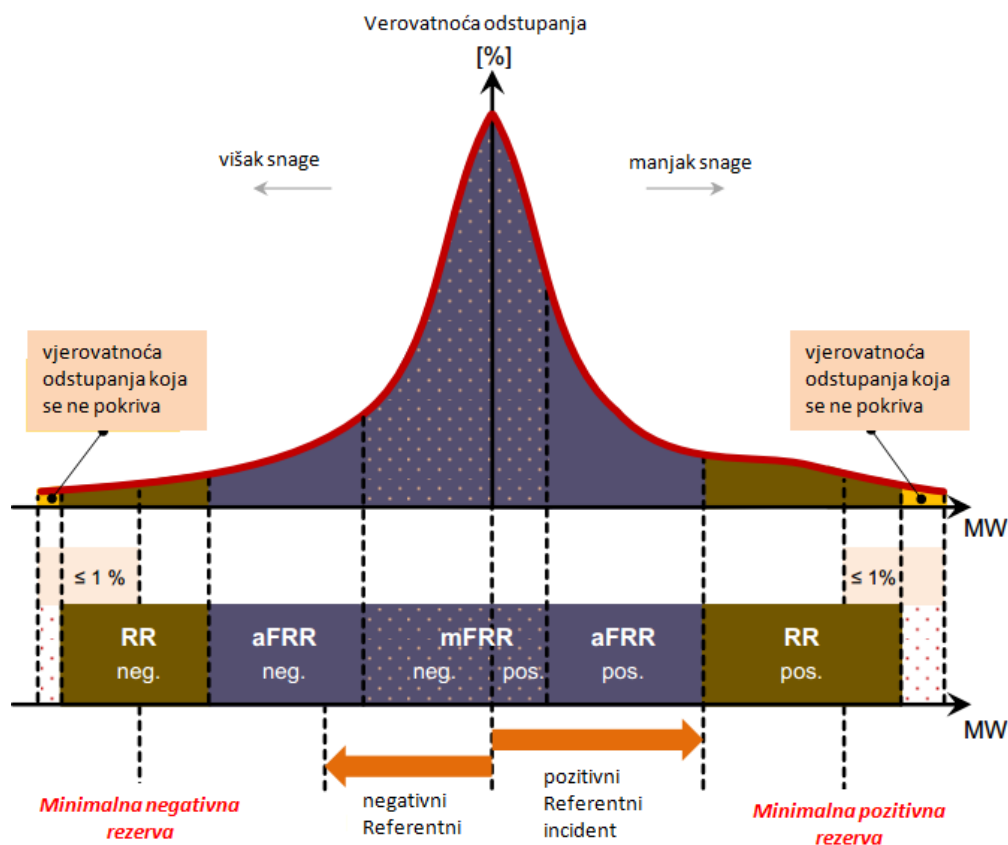
U opštem slučaju, prilikom dimenzionisanja rezervi mora da se uzme u obzir očekivana veličina navedenih odstupanja kao i njihova moguća međusobna zavisnost. Očigledno je da će veličina rezerve koja se odredi, imati uticaj i na kvalitet regulacije frekvencije i samu sigurnost sistema.

Mrežni pravilnik LFCR zahtjeva od Operatora prenosnih sistema da izvrše dimenzionisanje FRR i RR rezervi na nivou LFC regulacionog bloka. Odgovarajući pristup procesu dimenzionisanja može da se razlikuje između blokova zbog različitih izvora električne energije i preovlađujuće vrste odstupanja. Zbog toga je krajnji pristup ostavljen na izbor samim operatorima sistema unutar bloka dok mrežni pravilnik LFCR određuje određena ograničenja kojih će se operatori pridržavati u procesu dimenzionisanja rezervi. U skladu s tim, mrežni pravilnik LFCR definiše minimalne zahtjeve u procesu dimenzionisanja FRR i RR rezervi i koji se zasnivaju na determinističkom i probabilističkom pristupu.

Deterministički pristup, definisan članovima 46 (2) (e) i (f), zahtijeva da FRR rezerva ne sme biti manja od referentnog incidenta, za pozitivno i negativno odstupanje posebno. Referentni incident predstavlja najveće odstupanje aktivne snage uslijed iznenadnog poremećaja proizvodne jedinice, pojedinačne potrošnje i HVDC linka. U opštem slučaju, ispad najveće proizvodne jedinice se uzima za pozitivnu rezervu a ispad najvećeg pojedinačnog potrošača za negativnu rezervu. Operator prenosnog sistema određuje odnos rezerve koja automatski aktivira (aFRR) i rezerve koja se aktivira po nalogu (mFRR) u ukupnoj FRR rezervi.

Probabilistički pristup se zasniva na istorijskim podacima o odstupanju LFC bloka u vremenskom periodu od najmanje godinu dana i koji se završava ne ranije od 6 meseci prije samog procesa dimenzionisanja. Probabilistički pristup definiše minimalnu sumu FRR i RR rezervi (članovima 46 (2) (h) i (i)) koja je određena 99%-im vrijednostima odstupanja LFC bloka (posebno za pozitivnu i negativnu regulaciju).

Ilustrativan primjer određivanja potrebne FRR i RR rezerve je prikazan na slici ispod. Vidi se da su 99%-ne vrijednosti odstupanja veće od referentnog incidenta, u pozitivnom i negativnom smjeru, i zbog toga one i određuju ukupnu sumu FRR i RR rezerve. Data 99%-na vrijednost predstavlja minimalnu vrijednost što znači da vrijednost ukupne rezerve može biti i veća ukoliko bi to bila odluka operatora sistema zbog zadovoljenja nekih drugih ograničenja koji se mogu javiti po pitanju raspoloživosti rezervi a u cilju zahtjeva za održavanje kvaliteta frekvencije.



Slika 9.2 Primjer dimenzionisanja FRR i RR rezerve

9.1.3

Potrebna regulaciona rezerva

Potrebna regulaciona rezerva sa aspekta integracije vjetroelektrana i različitih nivoa integracije solarnih elektrana u EES BiH biće određena na dva načina. Prvi način uvažava postojeće propise za određivanje potrebne rezerve, ali uz uvažavanje varijabilnosti proizvodnje iz vjetroelektrana i solarnih elektrana, odnosno uz analizu odstupanja koji se javljaju u prognozi proizvodnje datih izvora. Drugi način određivanja potrebne regulacione rezerve će biti u skladu sa metodologijom izloženom u ENTSO-E LFCR mrežnom pravilniku.

Podaci koji će se koristiti u postupku određivanja su sljedeći:

- Potrebna sekundarna i tercijerna rezerva određena u IPRP na osnovu postojećih propisa
- Podaci o najvećoj proizvodnoj jedinici i najvećem pojedinačnom potrošaču koji mogu da izazovu najveće odstupanje snage
- Regulaciona greška EES BiH za vremenski period od godinu dana
- Odstupanja proizvodnje vjetrogeneratora od prognozirane proizvodnje za vremenski period od godinu dana
- Odstupanja proizvodnje fotonaponskih elektrana od prognozirane proizvodnje za vremenski period od godinu dana

NOS BiH je dostavio regulacionu grešku EES BiH za 2013. godinu. Regulaciona greška obuhvata odstupanja potrošnje i proizvodnje od planiranih vrijednosti, odnosno odstupanja planiranog uvoza/izvoza za dati vremenski interval. Podaci o odstupanjima su dati na satnom nivou, odnosno predstavljaju srednjesatna

odstupanja od zadatih programa razmjene. NOS BiH definiše programe razmjene sa susjednim regulacionim oblastima na satnim intervalima i odgovoran je da održava zadate programe razmjene vršeći regulaciju odstupanja između zadate proizvodnje i potrošnje, a preduslov za to je i postojanje dovoljne regulacione rezerve.

Pošto na prenosnoj mreži BiH trenutno nema priključenih vjetroelektrana i solarnih elektrana, podaci o greškama u prognozi proizvodnje datih izvora nije dostupna. Iz tog razloga korišćeni su dostupni podaci odstupanja u proizvodnji vjetroelektrana i fotonaponskih elektrana jedne regulacione oblasti, a odgovaraju vremenskom periodu za koji je dostupna regulaciona greška BiH odnosno 2013. godini. Za ostvarena odstupanja u proizvodnji ovih izvora korišćeni su javno dostupni podaci od strane belgijskog operatora prenosnog sistema Elia²:

- Odstupanja proizvodnje vjetrogeneratora – odstupanja su data na 15. minutnoj vremenskoj razini, a odnose se na prognozirane vrijednosti za dan unapred. Ukupna instalisana snaga vjetroelektrana za koju se vrši prognoza iznosi oko 1000 MW. Korišćena su odstupanja samo za vjetroelektrane na kopnu.
- Odstupanja proizvodnje fotonaponskih elektrana – odstupanja su data na 15. minutnoj vremenskoj razini, a odnose se na prognozirane vrijednosti za dan unapred. Ukupna instalisana snaga PV elektrana za koju se vrši prognoza iznosi oko 2500 MW.

S obzirom na veličinu instalisane snage u obnovljivim izvorima, belgijski operator sistema Elia prati i arhivira odstupanja u proizvodnji OIE i znak tih odstupanja kako bi se imao uvid u očekivana odstupanja uslijed grešaka u prognozi. Ovo se radi iz dva razloga:

- **Balansiranje sistema** - uslijed odstupanja regulacione oblasti, aktiviraju se rezerve koje nadoknađuju date greške, u pozitivnom ili negativnom smjeru. Što se ima bolji uvid u procenu očekivanih odstupanja na osnovu zabilježenih istorijskih odstupanja, moguće je bolje i tačnije odrediti potrebne regulacione rezerve, a da se one ne predimenzionišu, što bi dovelo do povećanih troškova balansiranja sistema.
- **Upravljanje zagušenjima** – prognoza proizvodnje iz vjetroelektrana i solarnih elektrana i mjerenja ostvarene proizvodnje imaju važnu ulogu u procjeni sigurnosti prenosne mreže. Ove informacije omogućavaju operatoru sistema da izvrši sigurnosne analize za dan unaprijed (D-1) i u toku dana za očekivane režime proizvodnje OIE, a uzimajući u obzir i planirana isključenja u mreži.

Pored raspoloživosti podataka i za PV i za vjetroelektrane, Belgija je izabrana i zbog geografske površine za koju se radi prognoza, a koja približno odgovara površini koju obuhvataju predložene lokacije za solarne elektrane u BiH. Ovo je bilo bitno zbog činjenice da površina na kojoj se rasprostiru varijabilni izvori električne energije utiče na veličinu varijacije proizvodnje iz datih izvora. Najnovije studije integracije vjetroelektrana i solarnih elektrana u sistem [29] potvrđuju efekat izravnjanja uslijed geografske rasprostranjenosti, pogotovo u pogledu brzih promjena u ukupnoj proizvodnji datih izvora. Nepostojanje korelacije između promjena proizvodnje vjetroelektrana i solarnih elektrana, a zatim između pojedinačnih elektrana smanjuje varijabilnost ukupne proizvodnje na nivou prenosne mreže što bitno utiče na kvalitet regulacije sistema, a i na određivanje potrebnih rezervi.

² www.elia.be

Podaci koji su dati u apsolutnim vrijednostima su za potrebe analize normalizovani u odnosu na instalisanu snagu. Normalizovana odstupanja su iskorišćena da se dobiju odstupanja u proizvodnji vjetroelektrana i različitih nivoa integracije PV elektrana u BiH.

9.1.3.1 Regulaciona greška EES BiH

Model obezbjeđenja i korištenja svih pomoćnih usluga u elektroenergetskom sistemu BiH definisan je u Metodologiji za izradu tarifa za usluge prenosa električne energije, nezavisnog operatora sistema i pomoćne usluge i u Odluci o određivanju tarifa za pomoćne usluge. Broj učesnika u mehanizmu pomoćnih usluga je smanjen i u praksi sveden na tri postojeće elektroprivrede, kvalificirane kupce (Aluminij d.d. Mostar) i Komunalno Brčko. Sa ovim mehanizmom tri elektroprivrede su i na strani potraživanja i na strani plaćanja, dok su kvalificirani kupci i ED Brčko samo na strani plaćanja.

Pomoćne usluge u BiH obuhvataju sljedeće:

- Primarnu regulaciju,
- Sekundarnu regulaciju (P/f),
- Tercijarnu regulaciju (P/f),
- Regulaciju napona / reaktivne snage (U-Q),
- Mogućnost pokretanja elektrana bez vanjskog napajanja (crno start),
- Energija za pokrivanje gubitaka na prenosnoj mreži.

Primarna regulacija snage i frekvencije je pomoćna usluga koju pružaju proizvodne jedinice.

Pomoćne usluge za rezerve snage u sekundarnoj regulaciji se dijele na sljedećih 5 elektrana:

- HE Jablanica,
- HE Trebišnjica,
- HE Višegrad,
- HE Rama i
- HE Bočac.

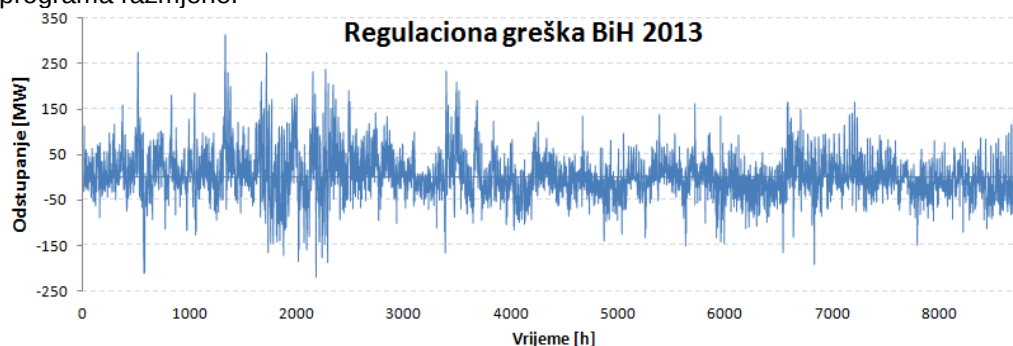
Do ostvarivanja tehničkih preduslova za obračun, energija koja se isporučuje u režimu sekundarne regulacije biti će tretirana (kompenzirana) kroz obračun i kompenzaciju neželjenih odstupanja. Stoga se sva neplanirana odstupanja trenutno mjere i zatim kompenziraju povratom date energije bilo narednog dana ili sedmice, bez povrata novca. Osim gore navedenih HE, postoji mogućnost i za druge elektrane da učestvuju u sekundarnoj regulaciji. Imajući na umu dobro razvijen portfelj HE u BiH, kao i iskustvo NOS-a u P/f regulaciji, to znači da je BiH tehnički u stanju ispunjavati svoje potrebe sistemskih rezervi.

Trenutno najveći problem u mehanizmu pomoćnih usluga u BiH, kao i u analizi integracije SE su nedozvoljena odstupanja cijelog BiH sistema od dnevnih rasporeda ili tržišnih planova.

Regulaciona greška BiH odnosno odstupanja sistema BiH u odnosu na planirane programe razmjene tokom 2013. godine na satnom nivou je prikazana na slici ispod.

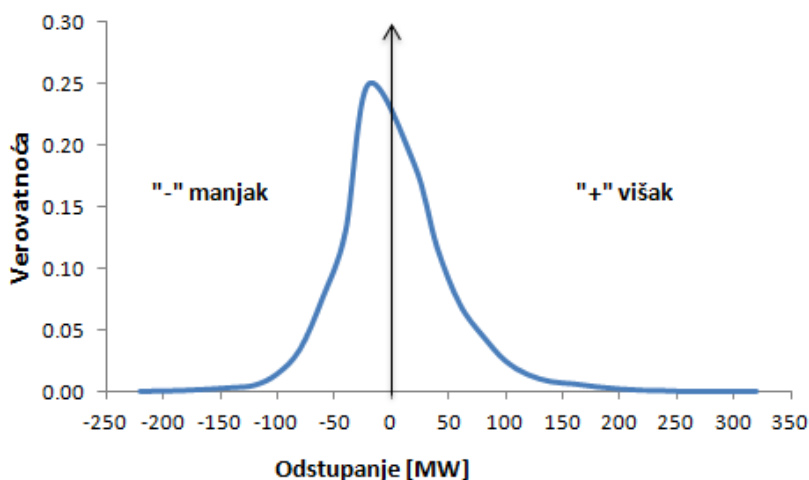
Pozitivno odstupanje znači da je u datom satu bilo viška snage, a negativno odstupanje znači da je u datom satu bio manjak snage da se zadovolji zadati program razmjene EES BiH. Sa ove krive se može uočiti da su se tokom prve trećine godine odstupanja većinom kretala u rasponu ± 50 MW, ali da i u datom periodu ima više

odstupanja koji će kreću u većem rasponu od ± 250 MW. U naredne dvije trećine perioda, odstupanja se kreću u užem rasponu, ali su i pomjerena više na negativnu stranu, što znači da je veći dio vremena sistemu BiH falila snaga za zadovoljenje programa razmjene.



Slika 9.3 Srednjesatna regulaciona greška BiH u 2013. godini

Jasnija slika o raspodjeli odstupanja se može vidjeti sa krive vjerovatnoće odstupanja (Slika 9.4). Kriva je uska u opsegu ± 50 MW, a zatim se širi do opsega ± 100 MW, kriva je pomjerena u negativnu stranu, što potvrđuje prethodni zaključak da je većinu vremena NOS BiH imao manjak snage u procesu regulacije sistema. Takođe se može vidjeti da su negativna odstupanja iznosila i do -218 MW a pozitivna do +334 MW, ali su se takva odstupanja dešavala vrlo rijetko kao posljedica iznenadnog ispada proizvodne jedinice, odnosno ispada veće potrošnje na prenosnoj mreži.



Slika 9.4 Kriva vjerovatnoće odstupanja NOS BiH za 2013. godinu

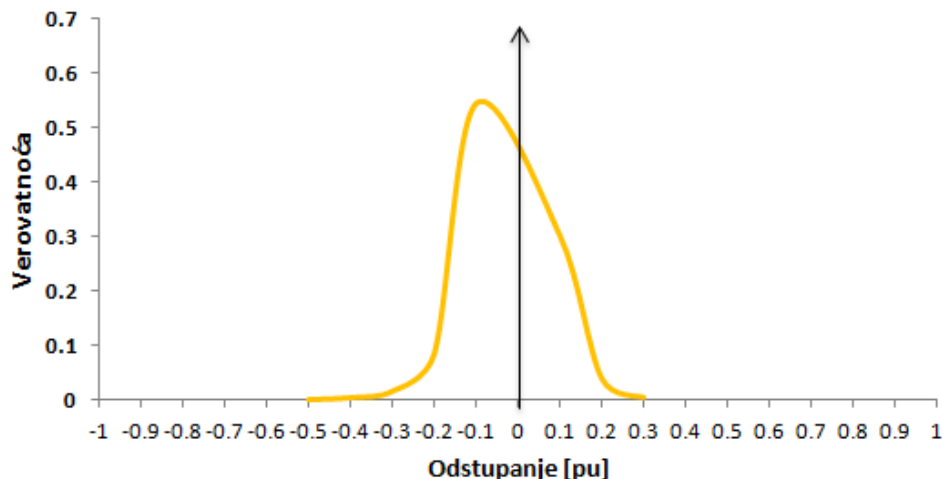
9.1.3.2

Odstupanja proizvodnje vjetroelektrana i solarnih elektrana

Greške koje se dešavaju u prognozi proizvodnje vjetroelektrana i solarnih elektrana su vrlo važan činilac u studijama integracije. Analiza i razumijevanje istorijskih grešaka u prognozi datih izvora je od izuzetne važnosti za operatore prenosnog sistema, kako bi optimizovali troškove regulacije sistema. Takođe, analiza korelacije grešaka u proizvodnji vjetroelektrana i solarnih elektrana je isto jedan od načina koji može da utiče na smanjenje troškova. Distribucija grešaka prognoze znatno utiče na intervale pouzdanosti vezane za prognozu, a time i na određivanje potrebne regulacione rezerve da se te greške, odnosno odstupanja odstrane.

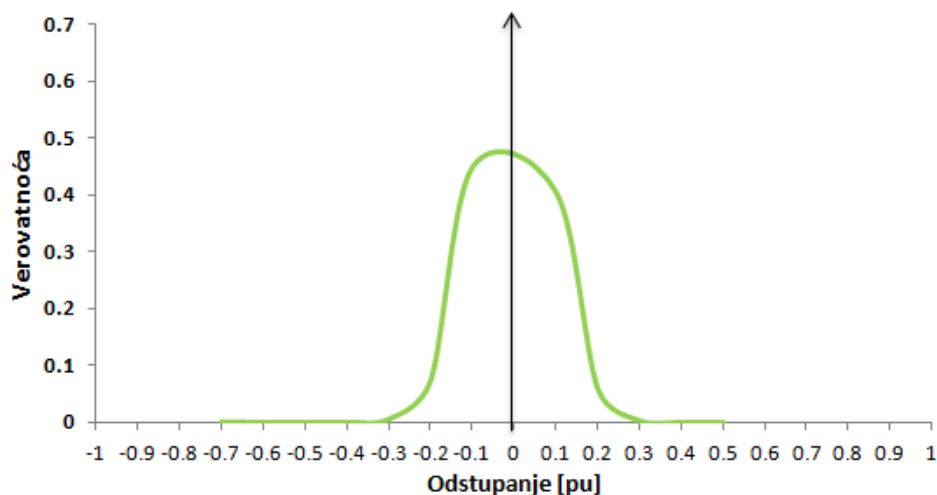
Na slikama ispod (Slika 9.5 i Slika 9.6) su prikazane distribucije vjerovatnoće odstupanja proizvodnje vjetroelektrana i solarnih elektrana u EES Belgije. Odstupanja

su normalizovana na ukupnu instalisanu snagu ovih izvora. Podaci o odstupanjima su analizirani za 2013. Godinu, a dostupni su na 15. minutnom nivou što je upravo i period djelovanja FRR odnosno sekundarne regulacije.



Slika 9.5 Kriva vjerovatnoće odstupanja proizvodnje PV elektrana (Elia, 2013)

Slično odstupanju regulacione greške BiH, kriva vjerovatnoće odstupanja proizvodnje PV elektrana je više pomerenjena u negativnu stranu. U negativnom dijelu kriva se slabo sužava pri vrhu i može se videti da su odstupanja u opsegu od -10% do -20% vrlo česta. U pozitivnom dijelu kriva se sužava ka vrhu a odstupanja se kreću do 20%. Što se tiče najvećih odstupanja, ona su -50% za negativno odstupanje odnosno +30% za pozitivna odstupanja. Može se zaključiti da je najčešće prognoza moguće proizvodnje fotonaponskih elektrana precijenjena i da je potrebno veće angažovanje rezervi za regulaciju na gore.



Slika 9.6 Kriva vjerovatnoće odstupanja proizvodnje vjetroelektrana (Elia, 2013)

Kriva vjerovatnoće odstupanja proizvodnje vjetroelektrana je ravnomjerno raspoređena u opsegu od -20% do +20% sa blagim sužavanjem ka vrhu krive. Sa obe strane se u manjoj mjeri dešavaju odstupanja do 30%. Međutim, postoji razlika između najvećih odstupanja, do -70% za negativna i do +50% za pozitivna odstupanja.

9.1.3.3 Korelacija odstupanja vjetroelektrana i PV elektrana

Sljedeći korak je analiza korelacije prikazanih odstupanja proizvodnje vjetroelektrana i PV elektrana odnosno utvrđivanje da li se odstupanja sa istim znakom kod oba izvora dešavaju istovremeno ili nisu međusobno povezana. Ova vrsta analize je vrlo važna sa aspekta određivanje potrebne regulacione rezerve i mogućnosti upotrebe iste rezerve za regulaciju odstupanja oba izvora.

Parametar koji se obično koristi za utvrđivanje postojanja povezanosti između dvije promjenljive odnosno nizova podataka je Pirsonov koeficijent korelacije. Ovaj koeficijent, koji može da ima vrijednost između -1 i +1, pokazuje u kojoj mjeri su dvije promjenljive međusobno povezane:

- Koeficijent korelacije od „+1“ ukazuje na potpunu pozitivnu povezanost, odnosno ukoliko se jedna promjenljiva povećava, povećava i druga promjenljiva i obrnuto;
- Koeficijent korelacije od „-1“ ukazuje na potpunu negativnu nepovezanost, odnosno ukoliko se jedna promjenljiva povećava, druga promjenljiva se smanjuje i obrnuto;
- Koeficijent korelacije „0“ ukazuje na potpunu nepovezanost.

Analiza koeficijenta korelacije je izvršena za odstupanja proizvodnje vjetroelektrana i solarnih elektrana, zatim za regulacionu grešku BiH u odnosu na pojedinačna odstupanja datih izvora i za regulacionu grešku BiH u odnosu na zajedničko odstupanje datih izvora (svi podaci se odnose na isti vremenski period).

Rezultati analize su prikazani u tabeli ispod. Može se vidjeti da korelacioni faktor odstupanja vjetroelektrana i PV elektrana iznosi +0.05, odnosno da je vrlo blizak nuli. To praktično znači da kada postoji veća greška u prognozi jedne od tehnologija, vrlo je rijetko da se desi i veća greška u prognoze druge tehnologije. Kada se posmatra povezanost regulacione greške BiH i zajedničkog odstupanja vjetroelektrana i solarnih elektrana može se zaključiti da je ona nešto veća, oko +0.1, ali je ta vrijednost i dalje bliska nuli. Ovo je vrlo važan zaključak za određivanje potrebnih regulacionih rezervi pošto ukazuje na činjenicu da se pri integraciji vjetroelektrana i solarnih elektrana u sistem, rezerve koje su potrebne za regulaciju njihove varijabilnosti mogu međusobno dijeliti odnosno može da se koristi ista rezerva.

Tabela 9-2 – Koeficijenti korelacije analiziranih odstupanja

Odstupanja	Koeficijent korelacije
VE i PV	0.047
Regulaciona greška i VE	0.081
Regulaciona greška i PV	0.057
Regulaciona greška i PV+VE	0.097

9.1.3.4 Mrežni kodeks NOS BiH

Kao što je navedeno u prethodnom dijelu, NOS BiH određuje nivo potrebne sekundarne i tercijerne rezerve u skladu sa postojećim propisima definisanim u mrežnom kodeksu, a koji su u skladu sa važećim ENTSO-E pravilima. Sekundarna rezerva se određuje na osnovu empirijske formule i procjene vršne potrošnje za datu

godinu a tercijerna rezerva se određuje na osnovu referentnog incidenta a to je ispad najveće jedinice u sistemu. Na osnovu tih propisa nivo sekundarne regulacije za 2020. i 2025. godinu u sistemu BiH iznosi 81 MW odnosno 83 MW. Nivo tercijerne rezerve iznosi 400 MW što iznosi planiranoj snazi na pragu prenosne mreže jedinice G7 u TE Tuzla.

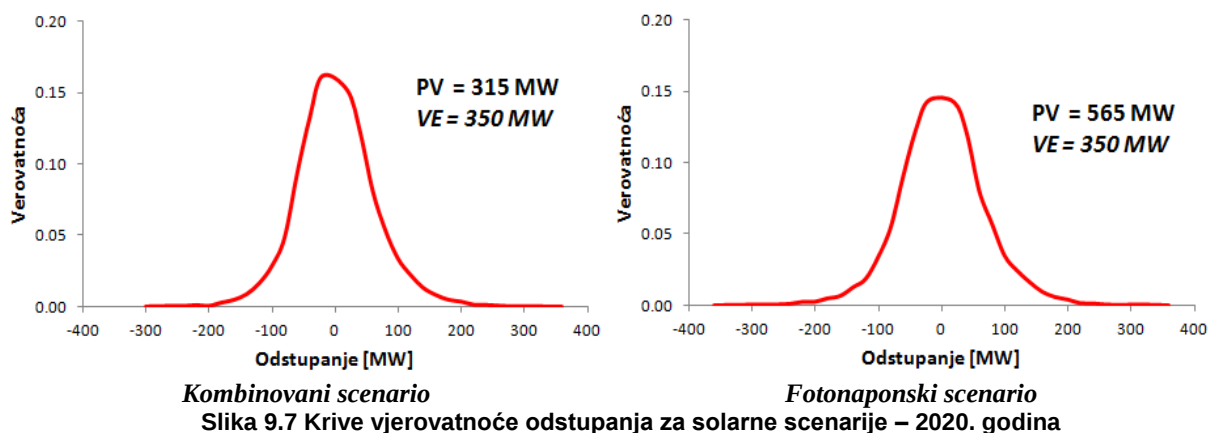
Postojeći propisi ne uvažavaju obnovljive izvore električne energije i njihov uticaj na veličinu potrebne rezerve. Međutim, na osnovu izvršene analize vjerovatnoće odstupanja proizvodnje iz vjetroelektrana i PV elektrana može se izvršiti procjena potrebne dodatne sekundarne rezerve. Pošto se postojećim propisima pozitivna i negativna regulaciona rezerva ne tretiraju odvojeno razmatrana je samo najveća vjerovatnoća odstupanja po apsolutnoj vrijednosti.

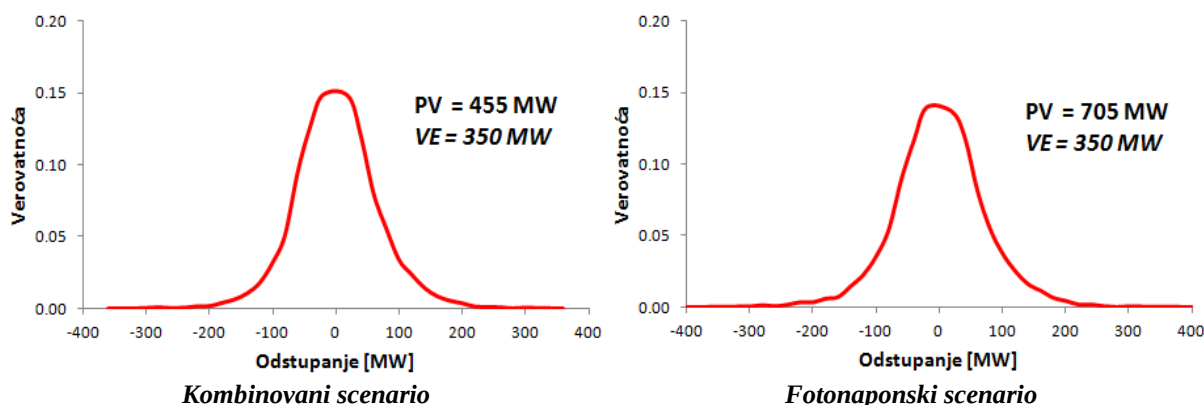
Kako bi se prethodna analiza vjerovatnoće odstupanja primjenila na određene nivoe integracije solarnih elektrana u BiH, normalizovane vrijednosti su usklađene sa apsolutnim vrijednostima po scenarijima integracije. Iz ovoga su izuzete KSE elektrane u kombinovanom scenariju, pošto date elektrane imaju određenu inerciju u brzini promjene svoje proizvodnje za razliku od PV elektrana. Instalirana snaga PV elektrana koja je uzeta u obzir je prikazana u tabeli ispod. Vjetroelektrane su u svakom scenariju uzete u obzir sa 350 MW instalirane snage.

Tabela 9-3 – Instalirana snaga PV elektrana u BiH po scenarijima

Godina	2020		2025	
Scenario	Kombinovani	Fotonaponski	Kombinovani	Fotonaponski
Instalirana snaga PV elektrana [MW]	315	565	455	705

Uzimajući u obzir instaliranu snagu PV elektrana po scenarijima, uz pomoć normalizovanih odstupanja proizvodnje PV elektrana prikazanih u prethodnom dijelu dobijena su odstupanja PV elektrana u BiH u apsolutnim jedinicama. Isti postupak je izvršen i za vjetroelektrane s tim da su dobijena odstupanja ista za svaki scenario PV elektrana. Kombinacijom ovako dobijenih odstupanja i regulacione greške BiH dobila se nova regulaciona greška BiH, ali koja uzima u obzir pretpostavljena odstupanja proizvodnje vjetroelektrana i PV elektrana u svakom od scenarija. Na slikama ispod su prikazane distribucije vjerovatnoće tako dobijenih odstupanja za svaki scenario.





Slika 9.8 Krive vjerovatnoće odstupanja za solarne scenarije – 2025. godina

Dobijene krive vjerovatnoće odstupanja za solarne scenarije imaju približno isti oblik, ali razlikuju po veličini najvećih mogućih odstupanja zbog razlike u instalisanoj snazi PV elektrana. Za određivanje potrebne regulacione rezerve sa datih krivih će se odrediti 99% kvantilna vrijednost odstupanja i maksimalno (100%) odstupanje bez obzira na znak odstupanja. Rezultati su prikazani u tabeli ispod.

Tabela 9-4 – Najveća odstupanja po apsolutnoj vrijednosti

Godina	2020		2025	
Scenario	Kombinovani	Fotonaponski	Kombinovani	Fotonaponski
Instalisana snaga PV elektrana [MW]	315	565	455	705
Pokrivenost	Odstupanje [MW]			
99%	199	209	200	234
100%	334	334	334	368

Vrijednosti najvećih odstupanja koja su dobijena po scenarijima predstavljaju nivo potrebne sekundarne rezerve. 99% kvantilne vrijednosti bi značile da sistem ne bi imao dovoljno rezerve 88 sati godišnje, ali su mnogo manje od 100% vrijednosti odstupanja koja se javljaju vrlo rijetko. Uzimajući u obzir da je NOS BiH odredio prema važećim propisima veličinu sekundarne rezerve za 2020. i 2025. godinu, razlika tih vrijednosti i vrijednosti dobijenih u tabeli gore bi predstavljala dodatnu sekundarnu rezervu uzimajući u obzir varijaciju proizvodnje vjetroelektrana i PV elektrana. Proračun dodatne sekundarne rezerve je prikazan u tabeli ispod.

Tabela 9-5 – Procjena rezerve – važeći propisi uz uvažavanje varijabilnosti OIE

Godina	2020		2025	
Scenario	Kombinovani	Fotonaponski	Kombinovani	Fotonaponski
Instalisana snaga PV elektrana* [MW]	315	565	455	705
Potrebna sekundarna rezerva [MW]				
1. IPRP 2015-2024	81	81	83	83
2. 99%	199	209	200	234
3. 100%	334	334	334	395
Dodatna rezerva (2-1)	+118	+128	+117	+151

Dodatna rezerva (3-1)	+253	+253	+251	+312
------------------------------	-------------	-------------	-------------	-------------

* Svaki solarni scenario podrazumjeva 350 MW vjetroelektrana

Na osnovu dobijenih rezultata može se zaključiti da je za pokrivenost sekundarne rezerve od 99% pri integraciji fotonaponskih elektrana do 565 MW i 350 MW vjetroelektrana potrebno oko 120 MW dodatne rezerve u odnosu na potrebne količine rezerve određene u IPRP. Za integraciju PV elektrana do 705 MW potrebno je dodatnih 150 MW. Za pokrivenost od 100%, potrebne dodatne količine sekundarne rezerve za date nivoe integracije su 250 MW odnosno 310 MW. Nivo tercijerne rezerve ostaje isti pošto najveća moguća pojedinačna odstupanja u proizvodnji vjetroelektrana i PV elektrana ne prelaze 400 MW u bilo kom scenariju integracije.

U studiji integracije vjetroelektrana u EES BiH [24] je izvršena analiza potrebne dodatne rezerve zbog neraspoloživosti energije vjetera. Analize dodatne rezerve u toj studiji su izvršene na sličan način, ali bez uvažavanja verovatnoće odstupanja regulacione greške EES BiH odnosno varijacija odstupanja proizvodnje vjetroelektrana je posmatrana zasebno. Procijenjena dodatna rezerva (u odnosu na potrebne rezerve određene prema postojećim propisima i bez uvažavanja varijacije proizvodnje vjetroelektrana) u datoj studiji za scenario integracije vjetroelektrana od 350 MW iznosi 120 MW. Za tu količinu dodatne rezerve su određeni i troškovi obezbeđenja rezerve. Ukoliko bi se na isti način izvršila procjena dodatne rezerve za regulaciju odstupanja vjetroelektrana i solarnih elektrana, datih 120 MW dodatne rezerve bi bilo dovoljno za 350 MW vjetroelektrana i 400 MW fotonaponskih elektrana što potvrđuje prethodni zaključak da se ista rezerva može koristiti za regulaciju odstupanja oba izvora električne energije bez dodatnih troškova.

9.1.3.5

Mrežni pravilnik ENTSO-E LFCR

Prema metodologiji izloženoj u ENTSO-E LFCR mrežnom kodeksu, minimalni nivo potrebne FRR i RR rezerve (sekundarne i tercijerne) se određuje zajedno prema probabilističkom i determinističkom pristupu, a uvažava se konzervativniji rezultat odnosno onaj koji da veću vrijednost potrebne rezerve. Pored toga, data metodologija uvažava znak potrebne rezerve, odnosno posebno se određuje pozitivna i negativna rezerva.

Za probabilistički pristup koriste se iste krive vjerovatnoće odstupanja prikazane u prethodnom dijelu stim da se 99% kvantilne vrijednosti određuju posebno za negativna i pozitivna odstupanja. Rezultati su prikazani u tabeli ispod.

Tabela 9-6 –Kvantile pozitivnih i negativnih odstupanja

Godina		2020		2025	
		Kombinovani	Fotonaponski	Kombinovani	Fotonaponski
Scenario	Instalisana snaga PV elektrana [MW]	315	565	455	705
Probabilistički pristup		Odstupanje [MW]			
99%	Negativno	-167	-209	-188	-234
	Pozitivno	+199	+205	+200	+217

Date 99% vrijednosti predstavljaju potrebne količine FRR i RR rezerve samo sa suprotnim znakom odnosno negativno odstupanje određuje pozitivnu rezervu i obrnuto. Potrebna rezerva određena probabilističkim pristupom je prikazana u tabeli

ispod i može se zaključiti da su te vrijednosti mnogo manje od ukupne sekundarne i tercijerne rezerve određene prema važećim propisima.

Tabela 9-7 – Procjena potrebne rezerve – probabilistički pristup

Godina		2020		2025	
Scenario	Instalisana snaga PV elektrana [MW]	Kombinovani 315	Fotonaponski 565	Kombinovani 455	Fotonaponski 705
Probabilistički pristup		Potrebna FRR i RR rezerva [MW]			
99%	Pozitivna rezerva	167	209	188	234
	Negativna rezerva	199	205	200	217
	IPRP 2015-2024	481	481	483	483

* Svaki solarni scenario podrazumeva 350 MW vjetroelektrana

Provjera potrebne rezerve određene probabilističkim pristupom se vrši upoređivanjem rezerve determinističkim pristupom. Za ovaj pristup je dovoljan podatak o referentnom incidentu odnosno o najvećoj proizvodnoj jedinici u sistemu i najvećem pojedinačnom potrošaču u sistemu. Pozitivnu rezervu određuje najveća proizvodna jedinica u BiH, a to je G7 u TE Tuzla – 400 MW, i ista je za sve godine. Negativnu rezervu određuju ispad najvećeg pojedinačnog potrošača na prenosnoj mreži, a to je jedna jedinica u PHE Čapljina – 220 MW. Potrebna FRR i RR rezerva određena determinističkim pristupom je prikazana u tabeli ispod.

Tabela 9-8 – Procjena potrebne rezerve – deterministički pristup

Godina	2020	2025
Potrebna FRR i RR rezerva [MW]		
Deterministički pristup		
Pozitivna rezerva	400	400
Negativna rezerva	220	220

Od potrebne FRR i RR rezerve određene probabilističkim i determinističkim pristupom uzima se u obzir veća vrijednost odnosno onaj pristup koji daje najveću potrebnu rezervu. Može se zaključiti da je u ovom slučaju potrebna pozitivna FRR i RR rezerva određena determinističkim pristupom i iznosi 400 MW dok je potrebna negativna rezerva približno ista u oba pristupa i iznosi 220 MW za sve scenarije integracije solarnih elektrana i obe ciljane godine. Ovo znači da čak ni pri najvećem nivou integracije solarnih elektrana od 705 MW i vjetroelektrana od 350 MW, očekivana najveća odstupanja proizvodnje datih izvora ne prelaze odstupanja koja bi se javila uslijed ispada najvećih jedinica u sistemu.

I pored toga što su uzete konzervativnije vrijednosti za potrebne količine FRR i RR rezerve na osnovu metodologije izložene u ENTSO-E LFCR mrežnom pravilniku, one su manje od ukupne sekundarne i tercijerne rezerve određene prema postojećim propisima. Dakle, prema datoj metodologiji ne bi bila potrebna dodatna regulaciona rezerva uslijed integracije OIE, odnosno potrebna rezerva određena postojećim propisima bi mogla da se smanji. Međutim, pošto nova ENTSO-E metodologija odnosno LFCR mrežni pravilnik još nije na snazi, preporučuje se određivanje potrebne regulacione rezerve na osnovu postojećih propisa NOS BiH, ali uz uvažavanje varijabilnosti OIE. Takođe, do usvajanja novog LFCR mrežnog pravilnika i njegove primjene u okviru Mrežnog kodeksa NOS BiH, potrebno je uspostaviti analize istorijskih odstupanja regulacionih grešaka, a zatim i analizu odstupanja OIE nakon priključenja na prenosnu mrežu. Tako bi prelazak na određivanje potrebnih rezervi

prema novoj metodologiji bio što jednostavniji, odnosno sa većim brojem raspoloživih podataka.

9.1.3.6 Scenariji integracije vjetroelektrana

Potrebna regulaciona rezerva pri integraciji solarnih elektrana je određena uvažavajući 350 MW vjetroelektrana koje su imale urađene elaborate o priključenju odnosno načelne saglasnosti od nadležnih institucija na početku izrade ovog Elaborata. Međutim, pošto su u okviru studije integracije vjetroelektrana u BiH [24] određeni i veći nivoi integracije vjetroelektrana, izvršena je analiza osjetljivosti u pogledu potrebnih dodatnih količina regulacione rezerve za nivo integracije vjetroelektrana od 600 MW i od 900 MW. Pošto je nivo integracije SE određen sa aspekta zadovoljenja sigurnosti prenosne mreže za date veće nivoe integracije vjetroelektrana, za potrebe ove analize izvršeno je smanjenje instalisane snage SE u istom iznosu. Ukoliko je povećanje instalisane snage vjetroelektrana veće od instalisane snage PV elektrana, instalisana snaga PV elektrana u analizi je smanjena na nulu. Potrebna dodatna rezerva je određena na osnovu postojećih propisa ali uvažavajući varijabilnost proizvodnje VE i SE.

Dodatna količina regulacione rezerve za nivo integracije vjetroelektrana od 600 MW i od 900 MW je prikazana u tabelama ispod.

Tabela 9-9 – Procjena rezerve za 600 MW vjetroelektrana

Godina	2020		2025	
Scenario	Kombinovani	Fotonaponski	Kombinovani	Fotonaponski
<i>Instalisana snaga PV elektrana [MW]</i>	65	315	205	455
Potrebna sekundarna rezerva [MW]				
1. IPRP 2015-2024	81	81	83	83
2. 99%	214	222	216	229
Dodatna rezerva (2-1)	+133	+141	+133	+146

Tabela 9-10 – Procjena rezerve za 900 MW vjetroelektrana

Godina	2020		2025	
Scenario	Kombinovani	Fotonaponski	Kombinovani	Fotonaponski
<i>Instalisana snaga PV elektrana* [MW]</i>	0	15	0	155
Potrebna sekundarna rezerva [MW]				
1. IPRP 2015-2024	81	81	83	83
2. 99%	258	258	258	259
Dodatna rezerva (2-1)	+177	+177	+175	+176

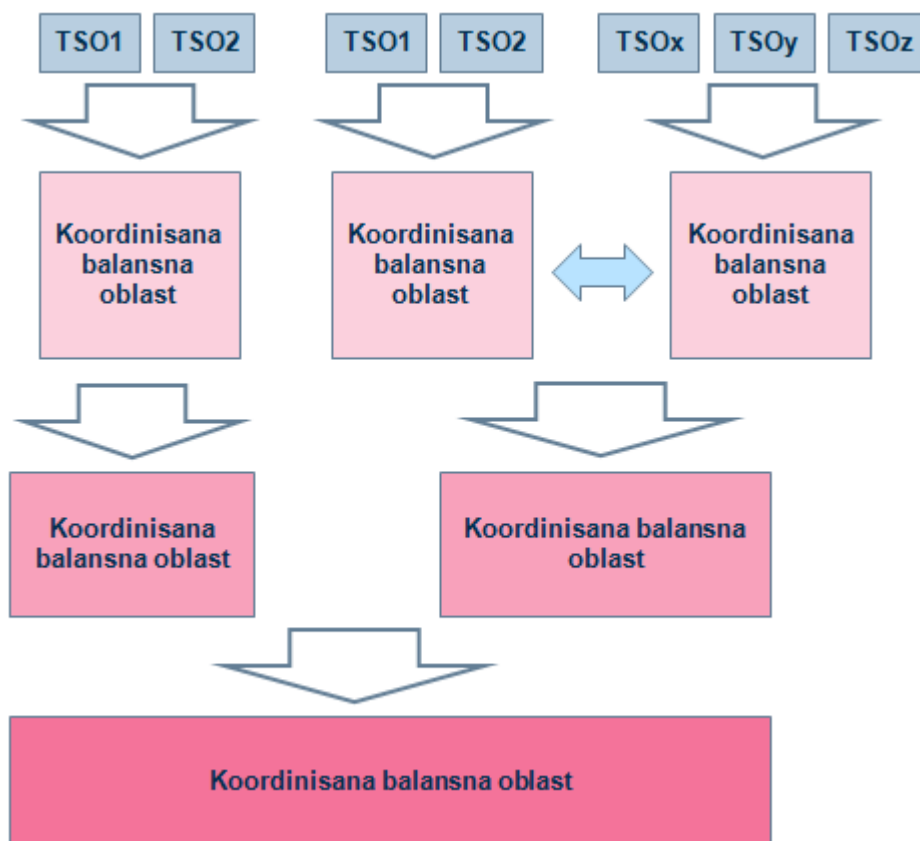
Potrebna dodatna rezerva za 600 MW vjetroelektrana iznosi oko 140 MW bez obzira na ukupnu instalisanu snagu solarnih elektrana po scenarijima (od 65 do 455 MW). Za 900 MW vjetroelektrana potrebna dodatna rezerva je najveća i iznosi oko 180 MW. Može se zaključiti da se za veće nivoe integracije vjetroelektrana potrebna dodatna rezerva povećava, jer je vjerovatnoća većih odstupanja proizvodnje vjetroelektrana veća što dolazi do izražaja pri određivanju potrebne rezerve.

9.1.3.7 Mrežni pravilnik ENTSO-E Balansiranje električne energije

Potrebna dodatna sekundarna rezerva u EES BiH određena važećim propisima uz uvažavanje varijabilnosti proizvodnje SE i VE iznosi od 120 MW do 150 MW u zavisnosti od nivoa integracije SE. NOS BiH dodatne količine rezerve ne može obezbijediti u okviru EES BiH a postojeći propisi i ne omogućavaju nabavku sekundarne rezerve van granica svog sistema.

ENTSO-E Mrežni pravilnik „Balansiranje električne energije“ će omogućiti formiranje evropskog balanskog tržišta u nekoliko razvojnih koraka. Dati pravilnik će omogućiti trgovinu balansom energijom između evropskih TSO-ova odnosno nabavku balansne energije van granica oblasti kojom upravlja TSO. Pored toga, kodeks omogućava i dijeljenje balansnih rezervi između različitih TSO-ova. Ovo će omogućiti NOS BiH, ne samo nabavku potrebne regulacione rezerve van svojih granica već i mogućnosti dijeljenja potrebnih rezervi sa susjednim TSO-ovima u cilju boljeg i efikasnijeg iskorišćenja, ali i smanjenja troškova.

Obaveza TSO-ova će biti da se udružuju u Koordinisane balansne oblasti, od najmanje dva TSO-a, a zatim da se postepenim spajanjem i širenjem uspostavi jedna Koordinisana balansna oblast na pan-evropskom nivou (Slika 9.9). Preporučuje se uključivanje u inicijative za formiranje regionalnih tržišta balansne energije, za početak na nivou regulacionog bloka a zatim i sa ostalim TSO-ovima u regionu, ne samo u cilju nabavke dodatnih količina balansne rezerve već i cilju smanjivanja troškova za nabavku postojećih potrebnih količina rezerve.



Slika 9.9 Predviđeno udruživanje TSO-ova u balansne oblasti prema ENTSO-E mrežnom pravilniku

- Rezultati elektroenergetskih studija su pokazale da nivo integracije solarnih elektrana od 565 MW u 2020. godini i 705 MW u 2025. godini ne izazivaju ograničenja u prenosnoj mreži BiH u pogledu prenosnih kapaciteta, nivoa struja kratkih spojeva i tranzijentne stabilnosti, niti ograničavaju postojeće i planirane proizvodne objekte u sigurnoj evakuaciji proizvedene snage. Potencijal izabranih lokacija za SE je višestruko veći ali su u krajnje analize ušle samo najprivlačnije lokacije sa aspekta solarnog potencijala i malih ulaganja u priključenje. Međutim to ne umanjuje značaj ostalih potencijalnih lokacija i mikrolokacija sa dobrim solarnim potencijalom ali koje nisu uzete u obzir u ovoj studiji u skladu sa definisanim kriterijumima (veličina raspoložive površine, blizina elemenata prenosne mreže...).
- GIS mapa prenosne mreže BiH bi doprinijela većoj tačnosti u identifikaciji potencijalnih tačaka priključenja SE i određivanju potrebnih dužina poveznih dalekovoda. Izrada GIS mape prenosne mreže bi bila od velike koristi ne samo za studije povezivanja elektrana na prenosnu mrežu već i za studije planova razvoja prenosne mreže.
- Mrežni kodeks NOS BiH nema definisane zahtjeve za priključenje solarnih elektrana i u narednom periodu biti potrebno izvršiti usklađivanje Mrežnog kodeksa NOS BiH sa Mrežnim pravilnikom ENTSO-E kako bi se ispunile obaveze prema Energetskoj zajednici. Usklađivanje postojećih zahtjeva i dopuna Mrežnog kodeksa NOS BiH dodatnim zahtjevima potrebno je izvršiti ne samo u pogledu tehničkih zahtjeva za vjetroelektrane i solarne elektrane, već i u pogledu zahtjeva za sinhronu proizvodne jedinice.
- Potrebna dodatna sekundarna rezerva određena je prema važećim propisima NOS BiH uz uvažavanje varijabilnosti proizvodnje solarnih elektrana i vjetroelektrana. Pri integraciji fotonaponskih elektrana do 565 MW i 350 MW vjetroelektrana potrebno oko 120 MW dodatne rezerve. Za integraciju PV elektrana do 705 MW potrebno je 150 MW dodatne rezerve. Nivo tercijerne rezerve ostaje isti, pošto najveća moguća pojedinačna odstupanja u proizvodnji vjetroelektrana i PV elektrana ne prelaze 400 MW u bilo kom scenariju integracije.
- U studiji integracije vjetroelektrana u EES BiH [24] procijenjena dodatna rezerva za scenario integracije vjetroelektrana od 350 MW iznosi 120 MW. Za tu količinu dodatne rezerve su određeni i troškovi obezbeđenja dodatne rezerve. Ukoliko bi se na isti način, prikazan u datoj studiji, izvršila procijena rezerve za regulaciju odstupanja vjetroelektrana i solarnih elektrana datih 120 MW dodatne rezerve bi bilo dovoljno za 350 MW vjetroelektrana i 400 MW fotonaponskih elektrana što potvrđuje jedan od zaključaka da se ista rezerva može koristiti za regulaciju odstupanja oba izvora električne energije.
- Mrežni pravilnik ENTSO-E „Upravljanje frekvencijom i rezervama“ definiše novu metodologiju za dimenzionisanje rezervi kojim bi se smanjile potrebne količine rezerve. Primjena pravila definisanih u ovom pravilniku je takođe obaveza NOS

BiH. Do usvajanja novog ENTSO-E Mrežnog pravilnika potrebno je uspostaviti analize istorijskih odstupanja regulacionih grešaka, a zatim i analizu odstupanja OIE nakon priključenja na prenosnu mrežu, kako bi prelazak na određivanje potrebnih rezervi prema novoj metodologiji bio što jednostavniji.

- NOS BiH dodatne količine rezerve ne može obezbijediti u okviru EES BiH, a propisi ne omogućavaju nabavku sekundarne rezerve van granica svog sistema. ENTSO-E Mrežni pravilnik „Balansiranje električne energije“ će omogućiti formiranje evropskog balansnog tržišta i trgovinu balansnom energijom između TSO-ova. Pravilnik predviđa i djeljenje balansnih rezervi između različitih TSO-ova. Ovo će omogućiti NOS BiH nabavku potrebne regulacione rezerve van svojih granica, kao i mogućnosti djeljenja potrebnih rezervi sa susjednim TSO-ovima. Preporučuje se uključivanje u inicijative za formiranje regionalnih tržišta balansne energije u cilju nabavke dodatnih količina balansne rezerve, već i u cilju smanjivanja troškova za nabavku postojećih potrebnih količina rezerve.

10.1

REZIME ELABORATA

Bosna i Hercegovina se nalazi u grupi zemalja koje još nisu iskoristile potencijal za proizvodnju električne energije u solarnim elektranama. Podsticajne mjere za proizvodnju iz ovih elektrana postoje, ali samo na nivou distribucije. Solarne elektrane čija je nominalna snaga veća od 1MW nemaju pravo na podsticaj u BiH i ne tretiraju se kao povlašćeni proizvođači električne energije, a planirani kapaciteti koji će se podsticati do 2020. godine nisu značajni sa aspekta uticaja na elektroenergetski sistem BiH.

Analiza tržišta solarnih elektrana je pokazala da su za velik porast novih kapaciteta za proizvodnju električne energije iz solarnih elektrana u svijetu zaslužne značajne podsticajne mjere (feed-in tarife), što znači da će njihova veća implementacija u BiH zavisiti upravo od podsticajnih mjera i samim tim državne politike.

U budućem periodu se predviđa konstantan trend pada cijene tehnologije potrebne za izgradnju solarnih elektrana, te je moguće da će u bliskoj budućnosti cijena proizvedene električne energije iz SE bila konkurentna na slobodnom tržištu. To bi značilo i ubrzano ulaganje u solarne elektrane,

Prema podacima o sunčevom zračenju na Balkanu, Bosna i Hercegovina raspolaže značajnim resursima energije sunčevog zračenja i to iznad evropskog prosjeka uz izuzetno povoljan sezonski raspored, što daje mogućnost za njeno efikasno i dugoročno korišćenje.

Stoga je, a i zbog usklađivanja sa evropskim mjerama i planovima u vezi obnovljivih izvora energije Nezavisni Operator Sistema u BiH (NOS BiH) pokrenuo inicijativu za izradu Elaborata o uticaju solarnih elektrana na EES BiH, a u skladu i sa nalogom Državne regulatorne komisije za električnu energiju (DERK). Obim posla je obuhvatio sljedeće:

- Pregled solarnih tehnologija i komparativna analiza karakteristika
- Određivanja potencijalnih lokacija i energetskog potencijala

- Elektroenergetske studije i analiza uticaja na EES
- Tehnički zahtjevi za priključenje na prenosnu mrežu
- Potrebna regulaciona rezerva

Cilj ovog Elaborata je bio da se bez obzira na ograničenje u instalisanoj snazi solarnih elektrana čija se proizvodnja podstiče do 2020. godine, analiziraju mogućnosti priključenja većih solarnih elektrana na prenosnu mrežu BiH pod pretpostavkom smanjenja cijene kapitalnih troškova i tržišne konkurentnosti.

Solarne tehnologije

Postoje dva različita načina na koji se energija sunca (solarna energija) može pretvoriti u električnu. Prvi način je direktnom konverzijom korišćenjem solarnih ćelija u fotonaponskim (PV) elektranama. Drugi način je pomoću koncentrisanih solarnih elektrana (KSE), koje su drugačije poznate kao i solarne termoelektrane (STE). Kod ovih elektrana, solarna energija se prvo konvertuje u termičku, zatim u mehaničku i na kraju u električnu energiju. U Elaboratu je opisan princip rada obe tehnologije (PV i KSE) a zatim je sprovedena uporedna analiza različitih parametara kao što su efikasnost, proizvedena energija, vrijeme izgradnje, uticaj na EES, ukupna cijena, potrebna površina po jediničnoj instalisanoj snazi i sl.

Prednosti PV elektrana su velika pouzdanost u radu, niska cijena održavanja, fleksibilna veličina sistema i modularna konstrukcija što omogućava i lakši transport tokom izgradnje. Iskustva su pokazala da se PV elektrane snage 50-100 MW mogu izgraditi u vrlo kratkom periodu od godinu dana. Pošto se povezuju preko konvertora na prenosnu mrežu ne utiču na povećanje struje kratkih spojeva ali moraju imati sistem za eliminaciju odnosno smanjenje harmonika. Tehnologija konvertora takođe omogućava učešće PV elektrana u regulaciji napona u tački priključenja apsorbovanjem odnosno injektiranjem reaktivne snage. Izgradnja PV elektrana je moguća i na ravnom i na brdovitom terenu.

KSE elektrane koriste klasične sinhronne generatore veličine od 50 do 120 MW. Velika prednost ovih elektrana je mogućnost izgradnje sistema za skladištenje toplote tokom dana za proizvodnju električne energije tokom noći ili tokom oblačnih perioda. Kapacitet termoakumulacije iznosi ~7.5-8h. Ovo omogućava proizvodnju električne energije u periodu maksimalne potražnje uz visoke prodajne cijene. Za razliku od PV elektrana, KSE elektrane zahtijevaju relativno ravan teren nagiba manjeg od 3%.

Potencijalne lokacije za SE i energetski potencijal

Početni korak u izboru lokacija za solarne elektrane je predstavljala analiza mape iradijacije na području BiH. Na početku izrade Elaborata ustanovljeno da nisu vršena adekvatna dugoročna mjerenja solarne iradijacije na teritoriji BiH. Kako bi se izvršila procjena potencijala solarne energije, pristupilo se odgovarajućim dostupnim podacima u svjetskim bazama podataka o solarnoj iradijaciji. Za potrebe izrade ovog Elaborata ustanovljeno je da baza podataka o solarnoj iradijaciji, Photovoltaic

Geographical Information System (PVGIS), ima zadovoljavajuće podatke o godišnjoj solarnoj iradijaciji na teritoriji BiH.

U procesu identifikacije lokacija za potencijalne solarne elektrane različitih tipova uzeta je u obzir cijela teritorija BiH. Izbor lokacija pogodnih za solarne elektrane je izvršen na osnovu faktora kao što su reljef terena, raspoloživa površina, naseljenost, upotreba zemljišta, raspored energetske objekata i topologija prenosne mreže.

Ukupno je identifikovano 26 potencijalnih lokacija koje se uglavnom nalaze na području Hercegovine i zapadne Bosne. Ukupna raspoloživa površina na identifikovanim lokacijama za solarne elektrane u BiH je:

- ***6550 ha ravnih površina***
- ***4000 ha mješovitih površina***

Reljef terena može da bude značajan ograničavajući faktor za izgradnju solarne elektrane ako se u razmatranje uzimaju KSE, pošto KSE zahtijevaju ravan teren sa malim nagibom (do 3%). Neravan teren s druge strane ne predstavlja ograničenje za PV elektrane. Cilj je bio da se identifikuju što veći skoncentrisani izvori solarne energije. Pošto za dobijanje snage od 1MW iz KSE treba pokriti površinu od bar 4 ha (sa termoakumulacijom), a iz PV elektrana bar 2.5 ha, razmatrane su samo slobodne površine od preko 150 ha za pojediničnu SE, jer su od interesa elektrane on preko 30MW. Izbjegavane su lokacije na kojima je velika gustina stanovništva i objekata, kao i vidljive poljoprivredne površine. Raspored postojećih i budućih energetske objekata je korišćen samo kao dodatna pogodnost u izboru lokacija, uzimajući u obzir prije svega 110 kV naponski nivo.

Na osnovu određene raspoložive površine određena su dva solarna scenarija, kombinovani koji uzima u obzir izgradnju PV i KSE elektrana i fotonaponski scenarijo koji uzima u obzir samo izgradnju PV elektrana. Na osnovu jedinične snage 1 MW/ha i raspoložive površine na izabranim lokacijama određena je potencijalna instalisana snaga po solarnim scenarijima:

- ***Kombinovani scenario – 3060 MW***
 - ***KSE elektrane – 900 MW***
 - ***PV elektrane – 2160 MW***
- ***Fotonaponski scenario – 4010 MW***

Može se zaključiti da ukupna potencijalna instalisana snaga SE u oba scenarija predstavlja ogroman potencijal i da praktično prevazilazi ne samo vršnu potrošnju u BiH, već je za oko 15% manja u kombinovanom, a za oko 10% veća u fotonaponskom scenariju od ukupne instalisane snage u postojećim elektranama u BiH.

Priključenje na prenosnu mrežu

Za potrebe elektroenergetskih studija za svaku od lokacija je određen mogući način priključenja na prenosnu mrežu bez obzira na kapacitete prenosne mreže. Za određivanje načina priključenja prevashodno se koristio položaj predloženih lokacija za SE u odnosu na dalekovode i transformatorske stanice prenosne mreže. Pošto se

analiza radi za dvije ciljne godine (2020 i 2025), uzeta je u obzir i planirana mreža koja bi bila od interesa za priključenje datih SE.

Za sve solarne elektrane određene su približne potrebne dužine dalekovoda za priključenje, uvažavajući reljef terena i saobraćajnu infrastrukturu. U opštem slučaju gledalo se da te dužine ne budu velike, odnosno da ne budu preko 20 km. Pošto GIS mapa prenosne mreže BiH nije izrađena potrebne dužine povezanih dalekovoda su određene u odnosu na približan položaj objekata prenosne mreže. GIS mapa prenosne mreže BiH bi doprinijela većoj tačnosti u identifikaciji potencijalnih tačaka priključenja SE i određivanju potrebnih dužina povezanih dalekovoda. Izrada GIS mape bi bila od velike koristi, ne samo za studije povezivanja elektrana na prenosnu mrežu, već i kod studija planova razvoja prenosne mreže.

Kroz elektroenergetske studije su određene mogućnosti integracije sa aspekta zadovoljena sigurnosti EES BiH.

Elektroenergetske studije

Za određene potencijalne instalisane snage solarnih elektrana i predloženog načina priključenja na prenosnu mrežu izvršena je analiza uticaja na EES BiH kroz proračune u elektroenergetskim studijama. Prvo je izvršen proračun kapaciteta priključenja odnosno određivanje maksimalnog kapaciteta solarna elektrana koji se može povezati na sistem NOS BiH-a u dve ciljne godine 2020. i 2025.

Proračun kapaciteta priključenja

U okviru ove analize su sve identifikovane potencijalne solarne elektrane priključene na prenosnu mrežu, a kroz proračun tokova snaga u analizu sigurnosti su identifikovana ograničenja koja su rješavana postepenim smanjivanjem instalisane snage u solarnim elektranama. Krajnji rezultat je maksimalna snaga solarnih elektrana koje se može priključiti na prenosnu mrežu BiH sa aspekta prenosnog kapaciteta mreže i zadovoljenja sigurnosnih ograničenja.

Integracija solarnih elektrana u BiH u 2020. godini u pogledu kapaciteta prenosne mreže je sljedeća:

- **Kombinovani scenario – 565 MW**
 - KSE elektrane – 250 MW
 - PV elektrane – 315 MW
- **Fotonaponski scenario – 565 MW**

Instalisana snaga solarnih elektrana od 565 MW predstavlja 11% u odnosu na instalisanu snagu proizvodnih kapaciteta u EES BiH u 2020. godini.

Integracija solarnih elektrana u BiH u 2025. godini u pogledu kapaciteta prenosne mreže je sljedeća:

- **Kombinovani scenario – 705 MW**
 - KSE elektrane – 250 MW
 - PV elektrane – 455 MW
- **Fotonaponski scenario – 705 MW**

Instalisana snaga solarnih elektrana od 705 MW predstavlja 14% u odnosu na instalisanu snagu proizvodnih kapaciteta u EES BiH u 2025. godini.

Iste mogućnosti integracije SE su dobijene za oba solarna scenarija, i po ukupnoj vrijednosti i po lokacijama. Ograničenja u proračunu tokova snaga i analizu sigurnosti su isključivo zavisila od instalisane snage što znači da tip solarne elektrane nije imao uticaja i iz tog razloga su dobijeni isti rezultati.

Analiza tokova snaga i analiza sigurnosti

Na osnovu rezultata o mogućnostima integracije solarnih elektrana u sistem BiH dobijenih kroz proračun kapaciteta priključenja, napravljeni su odgovarajući modeli dalje u okviru elektroenergetskih studija i procenu uticaja solarnih elektrana na EES BiH.

Analize tokova snaga i analize sigurnosti su pokazale da nivo integracije solarnih elektrana od 565 MW u 2020. godini i 705 MW u 2025. godini u oba solarna scenarija ne izazivaju ograničenja u prenosnoj mreži BiH u pogledu prenosnih kapaciteta niti ograničavaju postojeće i planirane proizvodne objekte u sigurnoj evakuaciji proizvedene snage.

Proračun kratkih spojeva

Proračunima kratkih spojeva izvršila se analiza uticaja predloženih solarnih elektrana na povećanje nivoa struje kratkog spoja u nekim čvorištima iznad propisanih najvećih vrijednosti navedenih u Mrežnom kodeksu. Proračuni kratkih spojeva su obuhvatili maksimalne trole polne kratke spojeve i jednopolne kratke spojeve u odabranim čvorovima prenosne mreže.

S obzirom da se PV elektrane priključuju na prenosnu mrežu preko pretvarača njihov doprinos strujama kratkog spoja je mali, a u iznosu koji je nešto veći od nazivne struje elektrane. Za potrebe proračuna struja kratkih spojeva reaktanse modelovanih PV elektrana su određene tako da je doprinos datih elektrana u struji kratkog spoja na nivou od 110% nominalne struje elektrane. Što se tiče KSE elektrana, one su predstavljene klasičnim generatorima i nije bilo potrebno dodatno usklađivanje reaktansi.

Proračuni kratkih spojeva u svim scenarijima su pokazali da su struje trole polnih i jednopolnih kratkih spojeva unutar vrijednosti koje propisuje Mrežni kodeks, što znači da integracija solarnih elektrana ne ugrožava opremu u postojećim i planiranim postrojenjima prenosne mreže.

Dinamičke analize

Cilj studija tranzijentne stabilnosti je da se ispita dinamičko ponašanje sistema BiH u pogledu velikih poremećaja vezanih za rad predloženih solarnih elektrana a rezultati tog ispitivanja su kao rezultat dali procjenu stabilnost elektroenergetskog sistema za karakteristične poremećaje u svim definisanim režimima. Dinamičke analize sprovedene u ovoj studiji obuhvataju:

- Simulacije trolnih kratkih spojeva na odabranim čvorovima u prenosnoj mreži (400 kV , 220 kV i 110 kV) sa trajanjem kvara kao što je definisano u NOS BiH Mrežnom kodeksu. Cilj simulacija trolnih kratkih spojeva je bila provjera sposobnosti EES-a da apsorbira snagu ubrzanja sinhronih mašina tokom i neposredno nakon kvara, kao i provjera sposobnosti EES-a da se oporavi nakon otklanjanja kvara
- Procjena stabilnosti elektroenergetskog sistema kroz simulacije poremećaja balansa snage u cilju provjere sposobnosti elektroenergetskog sistema da nadoknadi neželjena odstupanja uzrokovanih radom većeg broja PV SE. Simulacije poremećaja balansa snage su izvršene za istovremeni ispad svih PV elektrana.

Simulacije trofaznih kratkih spojeva su pokazale da analizirani sistem može da podnese sve simulirane poremećaje i da ni jedan poremećaj ne izaziva veliku promjenu radnog stanja u EES-u BiH. U periodu nakon kvara, vrijednosti svih veličina ostaju u granicama definisanim Mrežnim kodeksom.

Rezultati simulacija debalansa snaga su pokazali da EES BiH može bez ikakvih problema da podnese jednovremen ispad svih PV elektrana. Ustaljena vrijednost frekvencije, u zavisnosti od radnog režima, se nalazi u opsegu 49.97-49.99 HZ, što ne predstavlja nikakv problem u funkcionisanju EES-a.

Na osnovu rezultata sprovedenih dinamičkih analiza zaključeno je da predložene solarne elektrane nemaju negativan uticaj na stabilnost EES-a.

Tehnički zahtjevi za priključenje SE

Kao organizacija evropskih Operatora prenosnog sistema, ENTSO-E³ je dobio nalog od Evropske Komisije da sastavi niz pravilnika vezanih za elektroenergetski sistem. Dati mrežni pravilnici predstavljaju niz pravila koje definišu radne grupe u okviru ENTSO-E organizacije pod nadzorom Agencije za saradnju energetskih regulatora (Agency for the Cooperation of Energy Regulators - ACER), sa ciljem da se omogući harmonizacija, integracija i efikasnost tržišta električne energije u Evropi.

ENTSO-E radi na izradi deset Mrežnih pravilnika koji se nalaze u različitim fazama izrade. Oni će biti izglasani kao deo zakona Evropske Unije i automatski će nadomještati odgovarajuću nacionalnu legislativu u zemljama članicama. U prelaznom periodu će svaka zemlja članica izvršiti implementaciju i usaglašavanje mrežnih kodeksa.

Iako Bosna i Hercegovina nije članica Evropske Unije, moraće izvršiti implementaciju datih Mrežnih pravilnika kao članica Energetske zajednice kroz primjenu „Trećeg paketa“. Energetska zajednica će usvojiti Mrežne pravilnike na predlog Evropske komisije a samim tim će usaglašavanje Mrežnog kodeksa biti pravno obavezujuće za NOS BiH.

³ <http://networkcodes.entsoe.eu/>

Mrežni pravilnik „Zahtjevi za generatore“ (Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators – RfG) definiše zahtjeve za priključenje generatora koji su primjenjivi na sve tipove i veličine jedinica za proizvodnju električne energije i za svaki naponski nivo, od distributivne niskonaponske do visokonaponske prenosne mreže.

Zahtjevi za priključenje solarnih PV elektrana su dati u okviru zahtjeva za Proizvodne parkove koji obuhvataju sve elektrane povezane preko pretvarača na mrežu. Ovo znači da isti zahtjevi važe za PV elektrane i vjetroelektrane. U studiju su prikazani definisani zahtjevi od kojih su za integraciju solarnih elektrana najbitniji zahtjev za implementaciju vještačke inercije radi učešća u primarnoj regulaciji, zahtjev za učešće u regulaciji napona odnosno reaktivne snage u tački priključenja i zahtjev za prolazak kroz stanje kvara.

Mrežni kodeks NOS BiH nema definisane zahtjeve za priključenje solarnih PV elektrana i u narednom periodu biti potrebno izvršiti usklađivanje Mrežnog kodeksa NOS BiH sa Mrežnim pravilnikom ENTSO-E kako bi se ispunile obaveze prema Energetskoj zajednici. Usklađivanje postojećih zahtjeva i dopuna Mrežnog kodeksa NOS BiH dodatnim zahtjevima potrebno je izvršiti, ne samo u pogledu tehničkih zahtjeva za vjetroelektrane i solarne elektrane, već i u pogledu zahtjeva za sinhronu proizvodne jedinice.

Regulaciona rezerva

Rezultati analiza sprovedenih u okviru elektroenergetskih studija su pokazali koliko je solarnih elektrana moguće integrisati u EES BiH, a da sigurnost sistema nije ugrožena. Proizvodnja vjetroelektrana i solarnih elektrana je po svojoj prirodi vrlo promjenljiva u poređenju sa tradicionalnim elektranama. Pošto Operatori prenosnog sistema moraju kontinualno da održavaju ravnotežu između proizvodnje i potrošnje, greške u prognozi proizvodnje solarnih i vjetroelektrana znatno utiču na potrebnu regulacionu rezervu u sistemu. Za određene nivoe integracije solarnih elektrana izvršena je analiza potrebne regulacione rezerve uzimajući u obzir i planirane vjetroelektrane.

Prema važećim pravilima, nivo potrebne rezerve zavisi od prognoze vršnog opterećenja na prenosnoj mreži odnosno od veličine instalisane najveće jedinice u sistemu. Na osnovu prognoziranog vršnog opterećenja na prenosnoj mreži i planiranih proizvodnih objekata u najnovijem Indikativnom planu proizvodnje NOS BiH (IPRP 2015-2024) potrebna sekundarna rezerva u 2020/2025. godini iznosi 81 odnosno 82 MW a tercijerna rezerva 400 MW.

ENTSO-E Mrežni pravilnik „Upravljanje frekvencijom i rezervama“ (Load-Frequency Control and Reserves - LFCR)

Važeća metodologija za određivanje regulacionih rezervi, koju primenjuju svi TSO-vi u Evropi, ne uzima u obzir obnovljive izvore električne energije i njihov uticaj na veličinu potrebnih rezervi. Iskustva zemalja u Evropi su pokazala da sa integracijom obnovljivih izvora električne energije raste i potreba za dodatnom regulacionom rezervom. ENTSO-E Mrežni pravilnik LFCR definiše novu metodologiju za

dimenzionisanje potrebnih rezervi i datoj metodologiji je obuhvaćen uticaj obnovljivih izvora energije.

Dati pravilnik definiše novu terminologiju za regulacione rezerve koja ima za cilj da naziv regulacione rezerve odražava i funkciju koja ta rezerva obavlja. Iako su definicije praktično ostale iste, nazivi primarne, sekundarne i tercijerne rezerve su promjenjeni sljedećim, redom:

1. **Frequency Containment Reserve (FCR) – Rezerva za obuzdavanje promjene frekvencije**
2. **Frequency Restoration Reserve (FRR) – Rezerva za oporavak frekvencije:** automatska (aFRR) i rezerva koja se aktivira po nalogu (mFRR).
3. **Replacement Reserve (RR) - Zamenska rezerva**

Prema metodologiji izloženoj u ENTSO-E LFCR mrežnom pravilniku, minimalni nivo potrebne FRR i RR rezerve (sekundarne i tercijerne) se određuje zajedno prema probabilističkom i determinističkom pristupu, a uvažava se konzervativniji rezultat odnosno onaj koji da veću vrijednost potrebne rezerve:

Deterministički pristup - rezerva ne sme biti manja od referentnog incidenta, za pozitivno i negativno odstupanje posebno. Referentni incident predstavlja najveće odstupanje aktivne snage uslijed iznenadnog poremećaja proizvodne jedinice, pojedinačne potrošnje i HVDC linka.

Probabilistički pristup - zasniva se na istorijskim podacima o odstupanju LFC bloka (najmanje godinu dana) i definiše minimalnu sumu FRR i RR rezervi koja je određena 99%-im vrijednostima regulacionog odstupanja (posebno za pozitivnu i negativnu regulaciju).

Potrebna regulaciona rezerva sa aspekta integracije vjetroelektrana i različitih nivoa integracije solarnih elektrana u EES BiH je određena na dva načina. Prvi način je uvažio postojeće propise za određivanje potrebne rezerve, ali uz uvažavanje varijabilnosti proizvodnje iz vjetroelektrana i solarnih elektrana, odnosno uz analizu odstupanja koji se javljaju u prognozi proizvodnje datih izvora. Drugi način određivanja potrebne regulacione rezerve je u skladu sa metodologijom izloženom u ENTSO-E LFCR kodeksu.

Vjerovatnoća odstupanja EES BiH je obuhvaćena kroz sledeće podatke:

Regulaciona greška NOS BiH – satna odstupanja potrošnje i proizvodnje od planiranih vrijednosti tokom 2013. godine, odnosno odstupanja planiranog uvoza/izvoza za dati vremenski interval.

Odstupanje proizvodnje VE/SE - Dostupni podaci za 2013. godinu od strane belgijskog operatora prenosnog sistema Elia koja prati i arhivira odstupanja u proizvodnji OIE, kao i znak tih odstupanja kako bi se imao uvid u očekivana odstupanja uslijed grešaka u prognozi. Geografska površina za koju se radi prognoza približno odgovara površini koju obuhvataju predložene lokacije za solarne elektrane u BiH. Normalizovana odstupanja su pretvorena u apsolutne vrijednosti za date nivoe integracije VE i SE.

Analizom korelacije odstupanja proizvodnje VE i SE utvrđeno je da su data odstupanja nepovezana, što praktično znači da se ista rezerva može koristiti za regulaciju odstupanja oba izvora električne energije što je od izuzetne važnosti

kod određivanja potrebne dodatne rezerve za regulaciju proizvodnje vjetroelektrana i solarnih elektrana.

Potrebna regulaciona rezerva – Mrežni kodeks NOS BiH

Uzimajući u obzir da je NOS BiH odredio prema važećim propisima veličinu sekundarne rezerve za 2020. i 2025. godinu, razlika tih vrijednosti i vrijednosti dobijenih ovim pristupom bi predstavljala dodatnu sekundarnu rezervu, uzimajući u obzir varijaciju proizvodnje vjetroelektrana i PV elektrana.

Za pokrivenost sekundarne rezerve od 99% pri integraciji fotonaponskih elektrana do 565 MW i 350 MW vjetroelektrana potrebno oko 120 MW dodatne rezerve u odnosu na potrebne količine rezerve određene u IPRP. Za integraciju PV elektrana do 705 MW potrebno je dodatnih 150 MW. Nivo tercijerne rezerve ostaje isti pošto najveća moguća pojedinačna odstupanja u proizvodnji vjetroelektrana i PV elektrana ne prelaze 400 MW u bilo kom scenariju integracije.

U studiji integracije vjetroelektrana u EES BiH [24] je izvršena analiza potrebne dodatne rezerve zbog neraspoloživosti energije vjetra. Analize dodatne rezerve u toj studiji su izvršene na sličan način, ali bez uvažavanja verovatnoće odstupanja regulacione greške EES BiH odnosno varijacija odstupanja proizvodnje vjetroelektrana je posmatrana zasebno. Procijenjena dodatna rezerva (u odnosu na potrebne rezerve određene prema postojećim propisima i bez uvažavanja varijacije proizvodnje vjetroelektrana) u datoj studiji za scenario integracije vjetroelektrana od 350 MW iznosi 120 MW. Za tu količinu dodatne rezerve su određeni i troškovi obezbeđenja rezerve. Ukoliko bi se na isti način izvršila procjena dodatne rezerve za regulaciju odstupanja vjetroelektrana i solarnih elektrana, datih 120 MW dodatne rezerve bi bilo dovoljno za 350 MW vjetroelektrana i 400 MW fotonaponskih elektrana što potvrđuje prethodni zaključak da se ista rezerva može koristiti za regulaciju odstupanja oba izvora električne energije bez dodatnih troškova.

Potrebna regulaciona rezerva – Mrežni pravilnik ENTSO-E LFCR

Za probabilistički pristup koristile su se iste krive vjerovatnoće odstupanja s tim da su 99% kvantilne vrijednosti određene posebno za negativna i pozitivna odstupanja. Date 99% vrijednosti predstavljaju potrebne količine FRR i RR rezerve samo sa suprotnim znakom odnosno negativno odstupanje određuje pozitivnu rezervu i obrnuto. Potrebna rezerva određena probabilističkim pristupom je prikazana u tabeli ispod i može se zaključiti da su te vrijednosti mnogo manje od ukupne sekundarne i tercijerne rezerve određene prema važećim propisima.

Tabela 10-1 – Procjena potrebne rezerve – probabilistički pristup

Godina		2020		2025	
Scenario	Instalisana snaga PV elektrana [MW]	Kombinovani	Fotonaponski	Kombinovani	Fotonaponski
		315	565	455	705
Probabilistički pristup		Potrebna FRR i RR rezerva [MW]			
99%	Pozitivna rezerva	167	209	188	234
	Negativna rezerva	199	205	200	217
IPRP 2015-2024		481	481	483	483

* Svaki solarni scenario podrazumeva 350 MW vjetroelektrana

Provjera potrebne rezerve određene probabilističkim pristupom se vrši upoređivanjem rezerve determinističkim pristupom. Za ovaj pristup je dovoljan podatak o referentnom incidentu odnosno o najvećoj proizvodnoj jedinici u sistemu i najvećem pojedinačnom potrošaču u sistemu. Pozitivnu rezervu određuje najveća proizvodna jedinica u BiH, a to je G7 u TE Tuzla – 400 MW, i ista je za sve godine. Negativnu rezervu određuju ispad najvećeg pojedinačnog potrošača na prenosnoj mreži, a to je jedna jedinica u PHE Čapljina – 220 MW. Potrebna FRR i RR rezerva određena determinističkim pristupom je prikazana u tabeli ispod.

Tabela 10-2 – Procjena potrebne rezerve – deterministički pristup

Godina	2020	2025
Deterministički pristup	Potrebna FRR i RR rezerva [MW]	
Pozitivna rezerva	400	400
Negativna rezerva	220	220

Od potrebne FRR i RR rezerve određene probabilističkim i determinističkim pristupom uzima se u obzir veća vrijednost odnosno onaj pristup koji daje najveću potrebnu rezervu.

Na osnovu dobijenih rezultata, prema LFCR Mrežnom pravilniku potrebna pozitivna FRR i RR rezerva određena je deterministički pristupom i iznosi 400 MW dok je potrebna negativna rezerva približno ista u oba pristupa i iznosi 220 MW za sve scenarije integracije solarnih elektrana i obe ciljane godine. Ovo znači da čak ni pri najvećem nivou integracije solarnih elektrana od 705 MW i vjetroelektrana od 350 MW, očekivana najveća odstupanja proizvodnje datih izvora ne prelaze odstupanja koja bi se javila uslijed ispada najvećih jedinica u sistemu.

I pored toga što su uzete konzervativnije vrijednosti za potrebne količine FRR i RR rezerve na osnovu metodologije izložene u ENTSO-E LFCR mrežnom pravilniku, one su manje od ukupne sekundarne i tercijerne rezerve određene prema postojećim propisima. Dakle, prema novoj metodologiji ne bi bila potrebna dodatna regulaciona rezerva uslijed integracije OIE, odnosno potrebna rezerva određena postojećim propisima bi mogla da se smanji.

Međutim, pošto nova ENTSO-E metodologija odnosno LFCR mrežni pravilnik još nije na snazi, preporučuje se određivanje potrebne regulacione rezerve na osnovu postojećih propisa NOS BiH, ali uz uvažavanje varijabilnosti OIE.

Do usvajanja novog LFCR Mrežnog pravilnika i njegove primjene u okviru Mrežnog kodeksa NOS BiH, potrebno je uspostaviti analize istorijskih odstupanja regulacionih grešaka a zatim i analizu odstupanja OIE nakon priključenja na prenosnu mrežu kako bi prelazak na određivanje potrebnih rezervi prema novoj metodologiji bio što jednostavniji odnosno sa većim brojem raspoloživih podataka.

Tržište balansne energije

Potrebna dodatna sekundarna rezerva u EES BiH određena važećim propisima uz uvažavanje varijabilnosti proizvodnje SE i VE iznosi od 120 MW do 150 MW u zavisnosti od nivoa integracije SE. **NOS BiH dodatne količine rezerve ne može obezbijediti u okviru EES BiH, a postojeći propisi i ne omogućavaju nabavku sekundarne rezerve van granica svog sistema.**

ENTSO-E Mrežni pravilnik „Balansiranje električne energije“ će omogućiti formiranje evropskog balanskog tržišta u nekoliko razvojnih koraka. ***Dati pravilnik će omogućiti trgovinu balansom energijom između evropskih TSO-ova odnosno nabavku balansne energije van granica oblasti kojom upravlja TSO. Pored toga, ovaj pravilnik omogućava i djeljenje balansnih rezervi između različitih TSO-ova. Ovo će omogućiti NOS BiH ne samo nabavku potrebne regulacione rezerve van svojih granica već i mogućnosti djeljenja potrebnih rezervi sa susjednim TSO-ovima u cilju boljeg i efikasnijeg iskorištenja, ali i smanjenja troškova.***

Obaveza TSO-ova će biti da se udružuju u Koordinisane balansne oblasti, najmanje dva TSO-a, a zatim da se postepenim spajanjem i širenjem uspostavi jedna Koordinisana balansna oblast na pan-evropskom nivou. ***Preporučuje se uključivanje u inicijative za formiranje regionalnih tržišta balansne energije, za početak na nivou regulacionog bloka a zatim i sa ostalim TSO-ovima u regionu, ne samo u cilju nabavke dodatnih količina balansne rezerve već i cilju smanjivanja troškova za nabavku postojećih potrebnih količina rezerve.***

Scenariji integracije vjetroelektrana

Potrebna regulaciona rezerva pri integraciji solarnih elektrana je određena uvažavajući 350 MW vjetroelektrana koje su imale urađene elaborate o priključenju odnosno imale načelne saglasnosti od nadležnih institucija na početku izrade ovog Elaborata. Međutim pošto su u okviru studije integracije vjetroelektrana u BiH [24] određeni i veći nivoi integracije vjetroelektrana, izvršena je analiza osjetljivosti u pogledu potrebnih dodatnih količina regulacione rezerve za nivo integracije vjetroelektrana od 600 MW i od 900 MW. Pošto je nivo integracije SE određen sa aspekta zadovoljena sigurnosti prenosne mreže za date veće nivoe integracije vjetroelektrana, za potrebe ove analize izvršeno je smanjenje instalisane snage SE u istom iznosu.

Potrebna dodatna rezerva je određena na osnovu postojećih propisa ali uvažavajući varijabilnost proizvodnje VE i SE. Potrebna dodatna rezerva za 600 MW vjetroelektrana iznosi oko 140 MW bez obzira na ukupnu instalisanu snagu solarnih elektrana po scenarijima (od 65 do 455 MW). Za 900 MW vjetroelektrana potrebna dodatna rezerva je najveća i iznosi 180 MW. Može se zaključiti da se za veće nivoe integracije vjetroelektrana potrebna dodatna rezerva povećava, jer je vjerovatnoća većih odstupanja proizvodnje vjetroelektrana veća, što dolazi do izražaja pri određivanju potrebne rezerve.

11**LITERATURA**

- [1] Šuri M., Huld T.A., Dunlop E.D. Ossenbrink H.A., 2007. Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. Solar Energy, 81, 1295–1305, <http://re.jrc.ec.Evropa.eu/pvgis/>.
- [2] Huld T., Müller R., Gambardella A., 2012. A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. Solar Energy, 86, 1803-1815.
- [3] E. Redžić, A. Merzić, M. Musić: Komparativna analiza realnih mjernih rezultata insolacije i vrijednosti iz dostupnih baza podataka za pojedina područja Bosne i Hercegovine, BH Cigre, Neum, Bosna i Hercegovina, 15-19. septembar, 2013.
- [4] EPIA Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018
- [5] <http://www.sciencedaily.com/releases/2013/09/130923204214.htm>
- [6] Integration on Alternative Sources of Energy - Felix A. Farret, M. Godoy Simos, A JOHN WILEY & SONS, INC., PUBLICATION, 2006.
- [7] "Wind and Solar Power Systems" - Makund R. Patel, CRC Press LLC, 1999.
- [8] Utility Scale PV and CSP Solar Power Plants, Performance, Impact on the Territory and Interaction with the Grid - Martino Bosatra, Federico Fazi, Pier Franco Lionetto, Luca Travagnin, 2010
- [9] <http://social.csptoday.com/tracker/projects>
- [10] http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_photovoltaic_power_stations
- [11] http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/by_country_detail.cfm/country=ES
- [12] Technical-Financial Comparison Between a PV Plant and a CSP Plant - Silvano Vergura, Valdir de Jesus Lameira
- [13] http://en.wikipedia.org/wiki/Karadzhalovo_Solar_Park
- [14] Renewable and Efficient Electric Power Systems - Gilbert M. Masters, JOHN WILEY & SONS, 2004
- [15] Land-Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States - Paul Denholm, Maureen Hand, Maddalena Jackson, and Sean Ong - Technical Report NREL/TP-6A2-45834 August 2009
- [16] <http://www.lr-online.de/regionen/luckau/Solarpark-Walddrehna-liefert-Strom-fuer-15-000-Haushalte;art1062,3998189>
- [17] <http://www.csp-world.com/>
- [18] Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants, April 2013, U.S. Energy Information Administration
- [19] Cost And Performance Data For Power Generation Technologies, National Renewable Energy Laboratory, February 2012
- [20] Indikativni plan proizvodnje 2015-2024, NOS BiH, 2014

- [21] Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018, EPIA
- [22] Akcioni plan Federacije BiH za korištenje obnovljivih izvora energije, Federalno ministarstvo energije, rudarstva i industrije, FBiH, 2014
- [23] Uredba o planiranju proizvodnje i potrošnje energije iz obnovljivih izvora, Službeni glasnik RS, 2014
- [24] ECA, KPMG, EIHP: Projekt podrške direktnom finansiranju održivih energetskih sistema zapadnog Balkana: Jačanje institucionalnih kapaciteta, Projekt br.11: Bosna i Hercegovina: Analiza integracije vjetroelektrana u elektroenergetski sistem i tržišna pravila, Decembar 2011
- [25] Gevorgian V., Muljadi E.: Wind Power Plant Short-Circuit Current Contribution for Different Fault and Wind Turbine Topologies, International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Quebec, Canada, October 2010.
- [26] Load Frequency Control and Performance, Policy 1, ENTSO-E Operational Handbook
- [27] Indikativni plan proizvodnje 2015-2024, NOS BiH, 2014
- [28] Load Frequency Control and Reserves, Network Codes, ENTSO-E, June 2013.
- [29] J. Zhang, B-M. Hodge, and A. Florita: Investigating the Correlation Between Wind and Solar Power Forecast Errors in the Western Interconnection, 7th International Conference on Energy Sustainability and the 11th Fuel Cell Science, Engineering, and Technology Conference, Minneapolis, Minnesota July 14–19, 2013
- [30] Capacity Allocation and Congestion Management, Network Codes, ENTSO-E, September 2012
- [31] Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators, Network Codes, ENTSO-E, March 2013
- [32] Mrežni kodeks, NOS BiH, maj 2011.

• **PRILOG A**

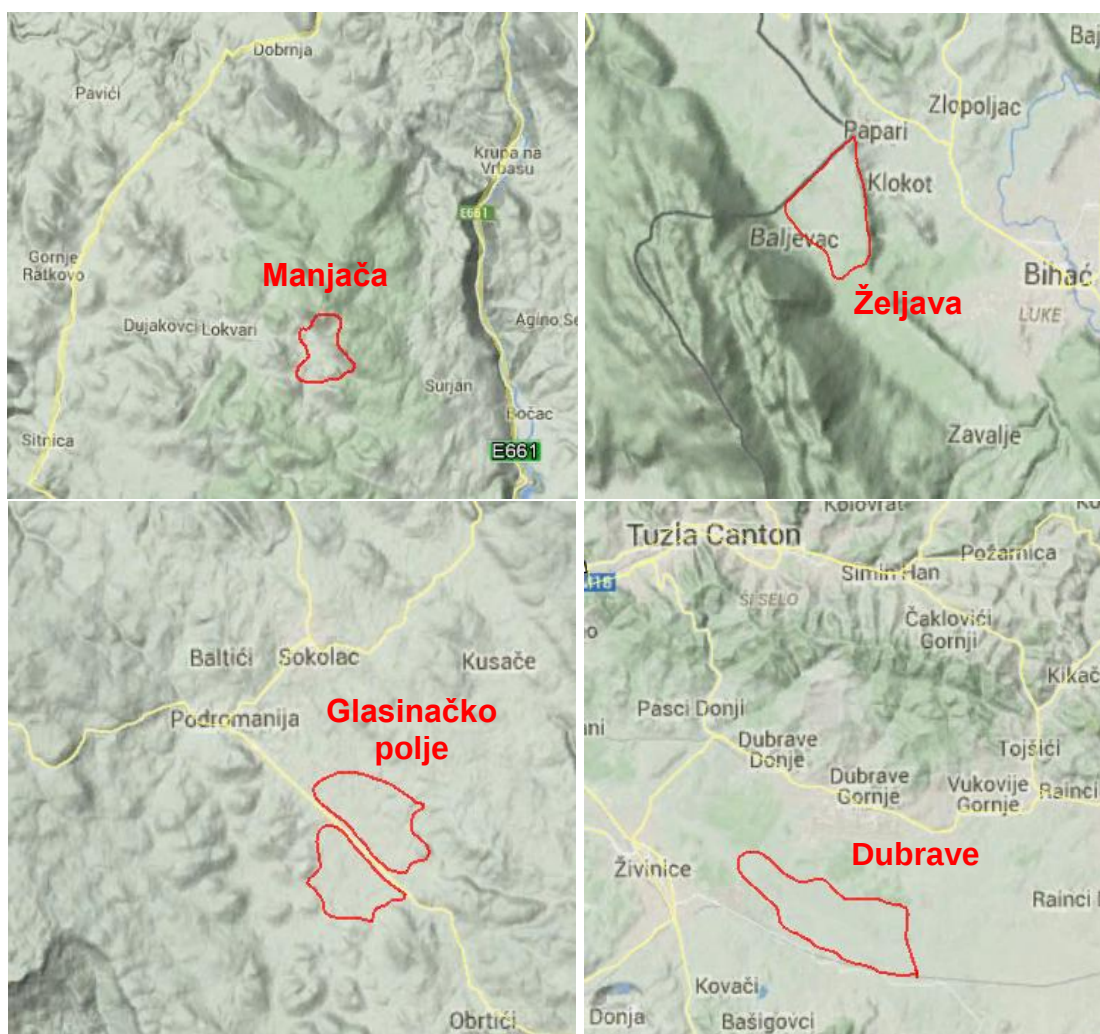
Geografski položaj i nazivi lokacija u odnosu na saobraćajnu infrastrukturu na uvećanim prikazima reljefne mape



Slika A.1 – Geografski položaj potencijalnih lokacija - Hercegovina



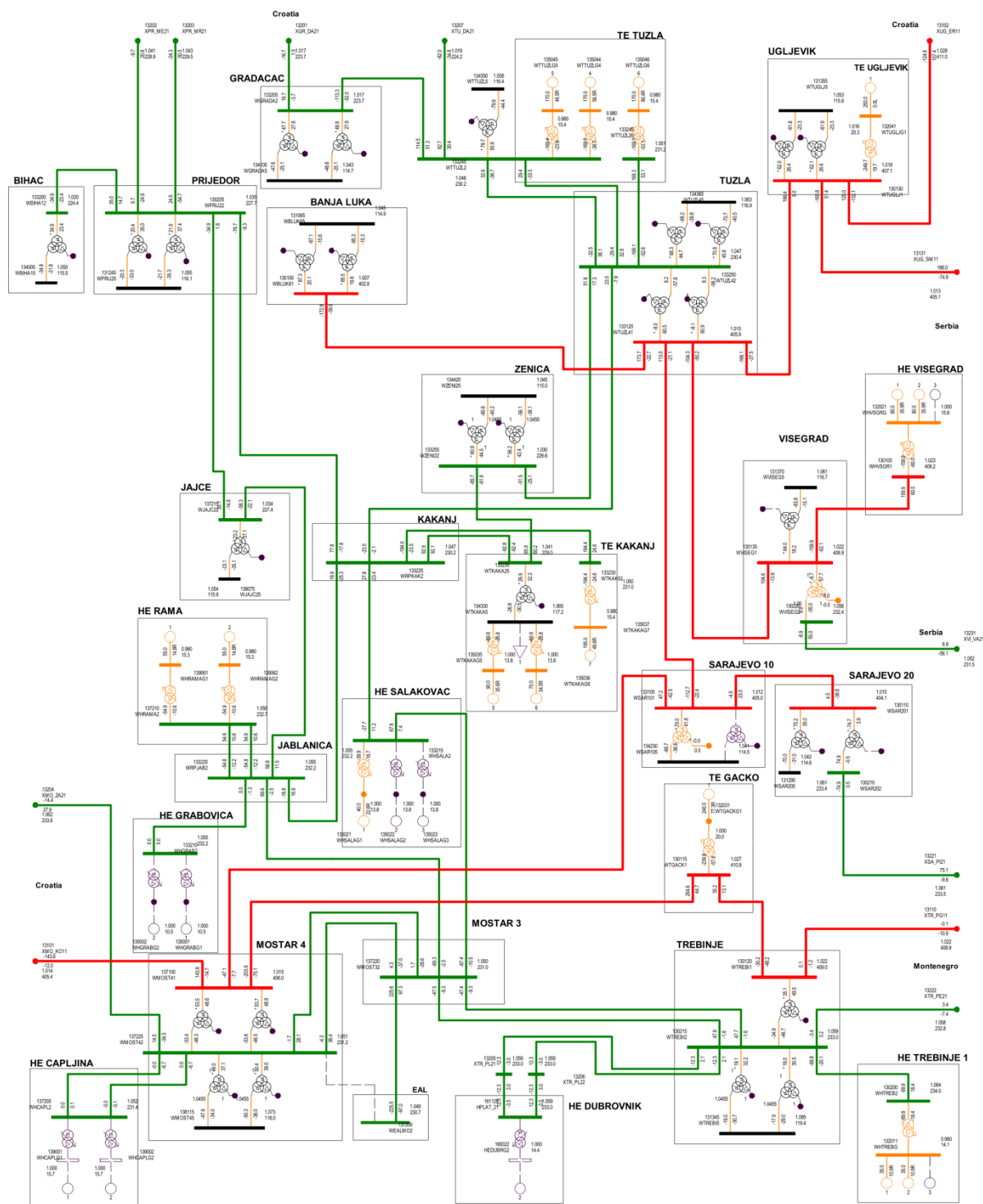
Slika A.2 – Geografski položaj potencijalnih lokacija – zapadna Bosna



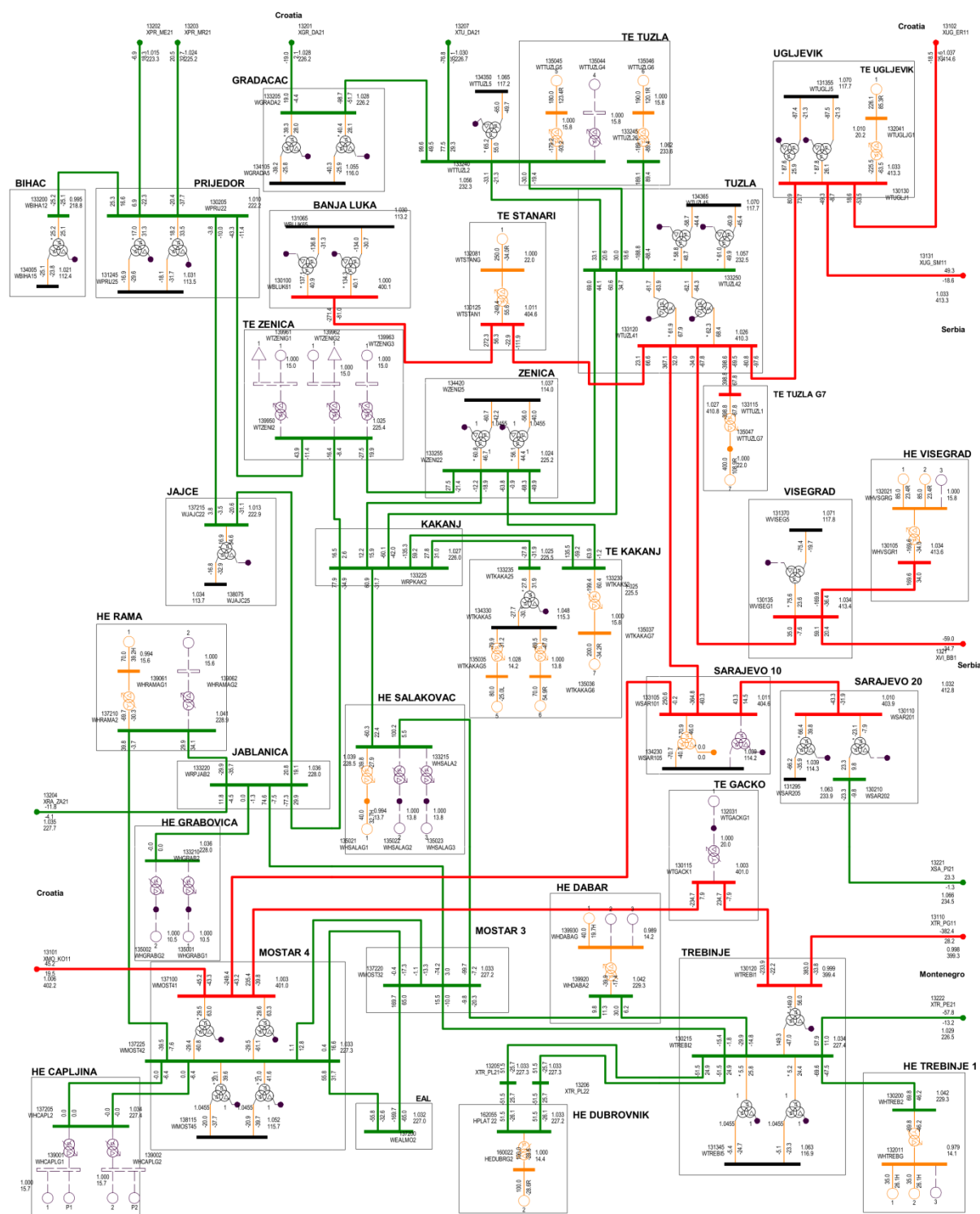
Slika A.3 – Geografski položaj potencijalnih lokacija

• **PRILOG B**

Dijagrami tokovi snaga za režime ljetnog i zimskog dnevnog maksimuma – bazni modeli

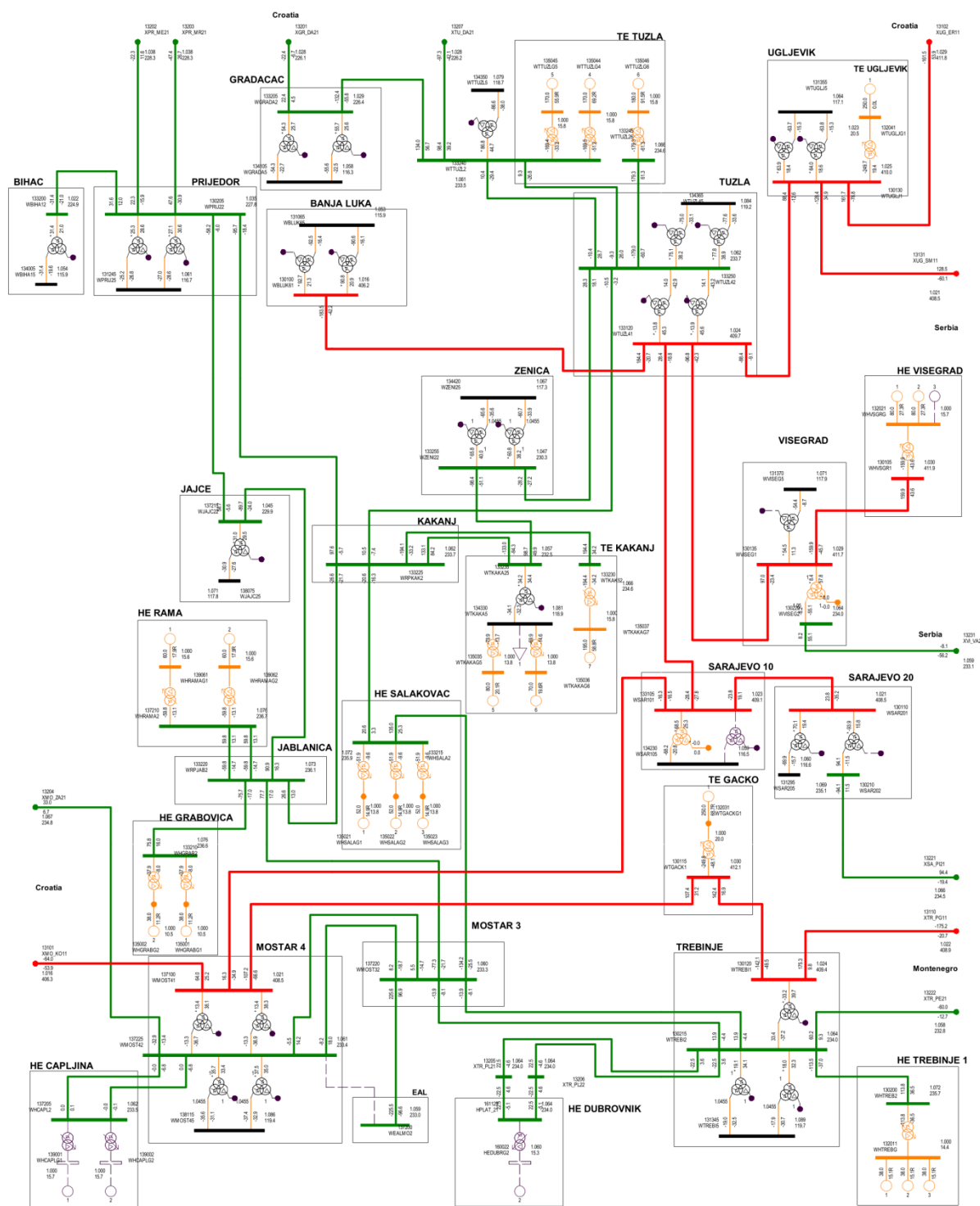


Slika B.1 – Tokovi snaga: Dnevni ljetni maksimum 2015, bazni model

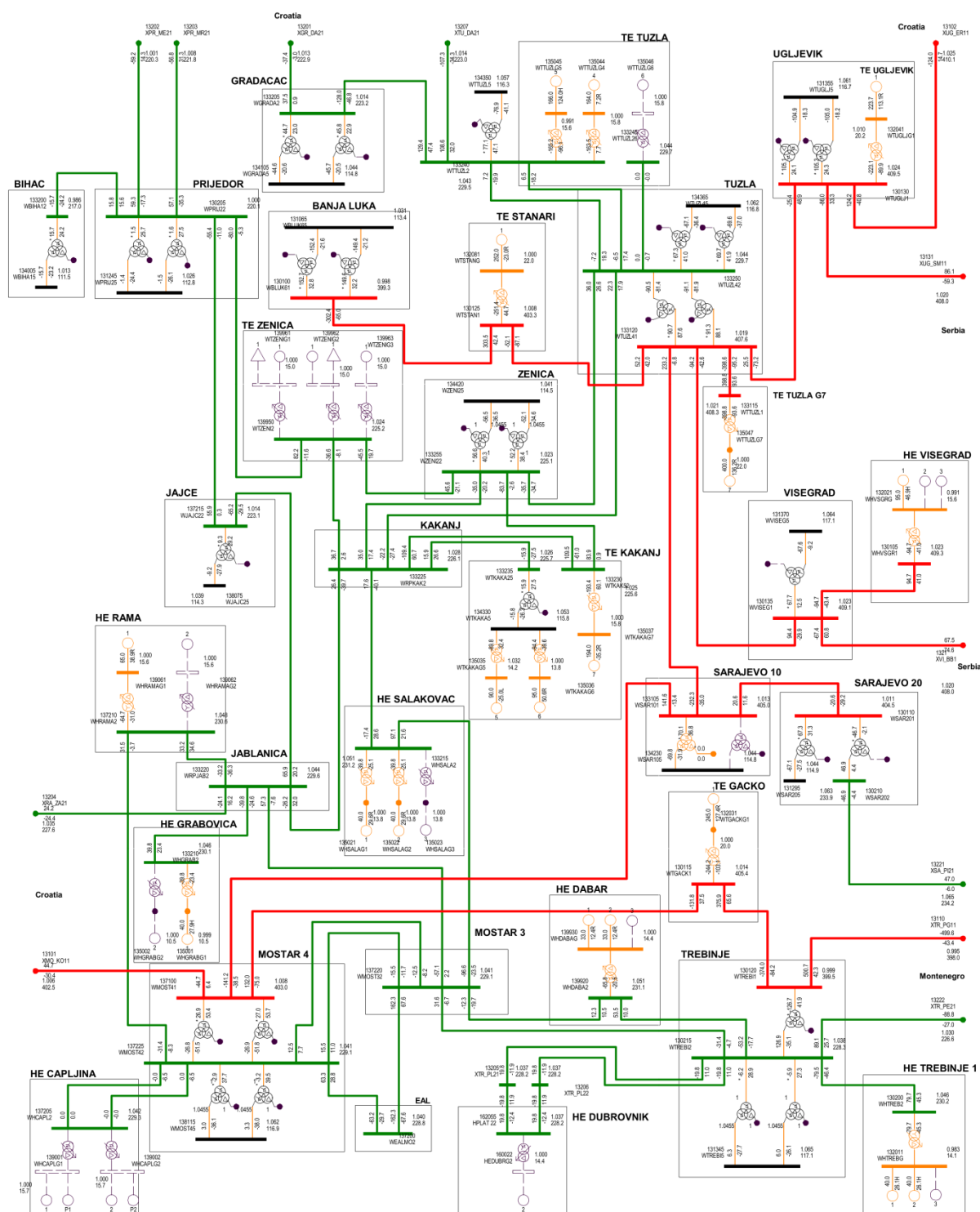


Slika B.2 – Tokovi snaga: Dnevni ljetni maksimum 2020, bazni model

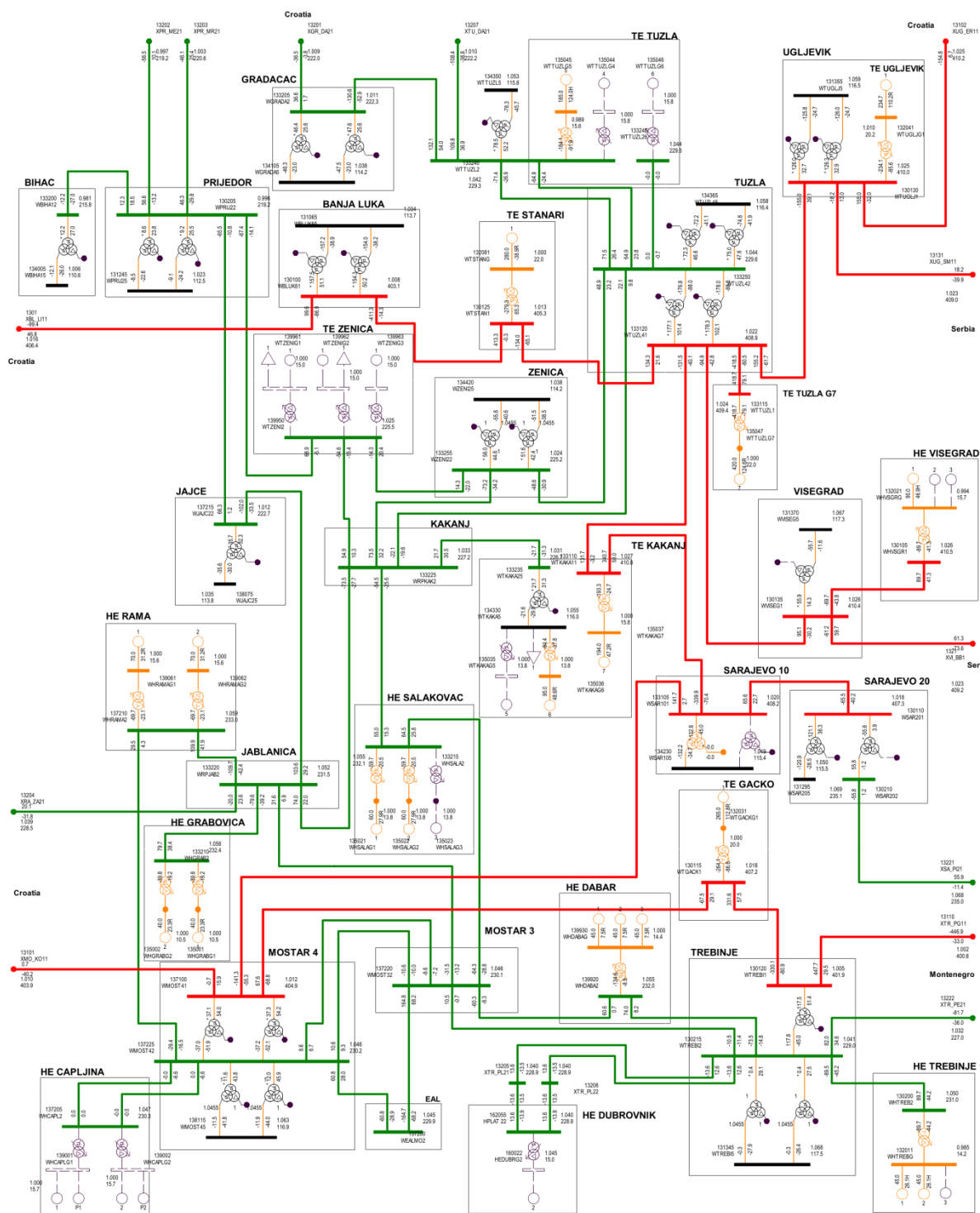




Slika B.4 – Tokovi snaga: Dnevni zimski maksimum 2015, bazni model



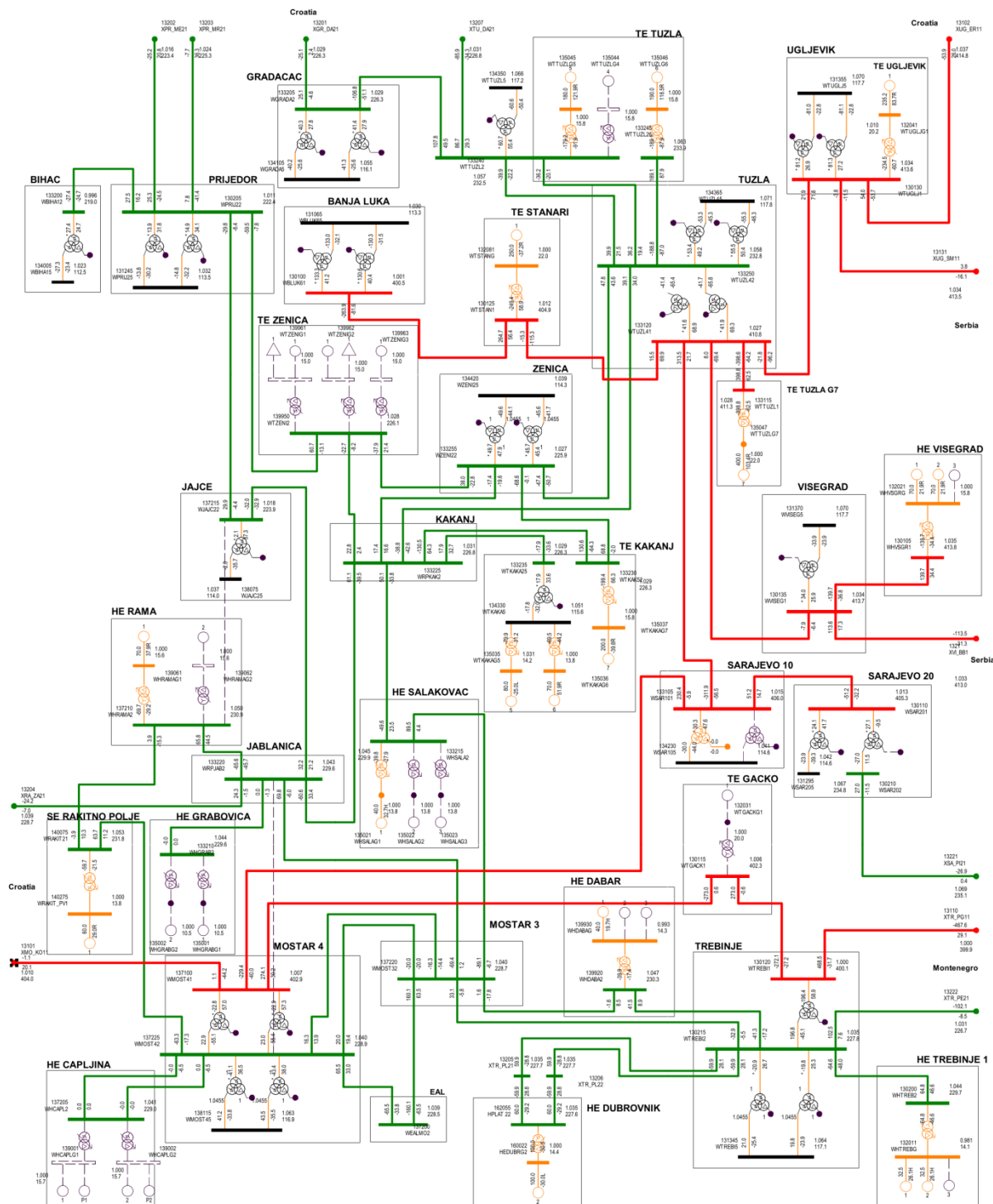
Slika B.5 – Tokovi snaga: Dnevni zimski maksimum 2020, bazni model



Slika B.6 – Tokovi snaga: Dnevni zimski maksimum 2025, bazni model

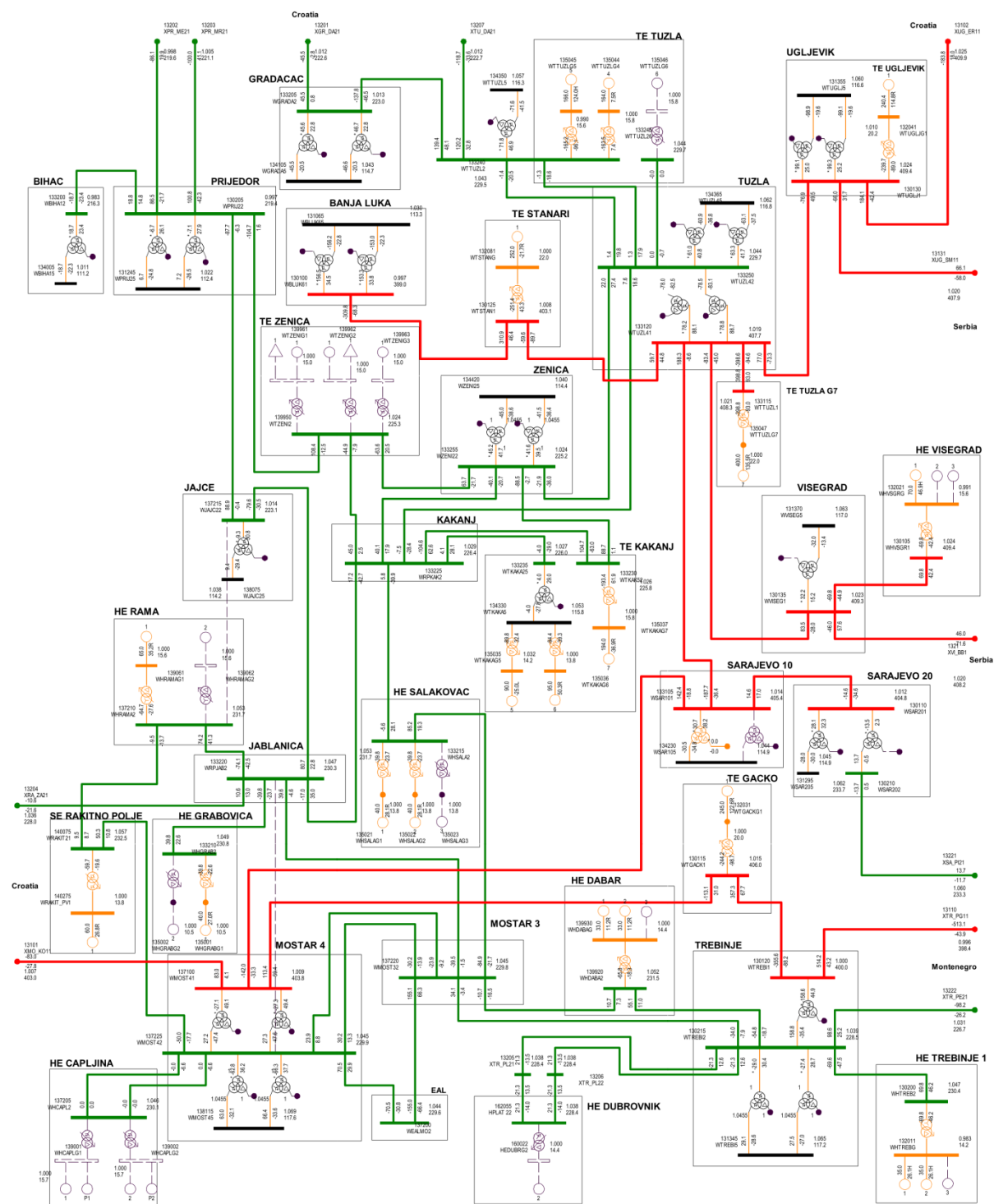
• PRILOG C

Dijagrami tokovi snaga za režime ljetnog i zimskog dnevnog maksimuma za kombinovani scenario



Slika C.1 – Tokovi snaga: Dnevni ljetni maksimum 2020, kombinovani scenario

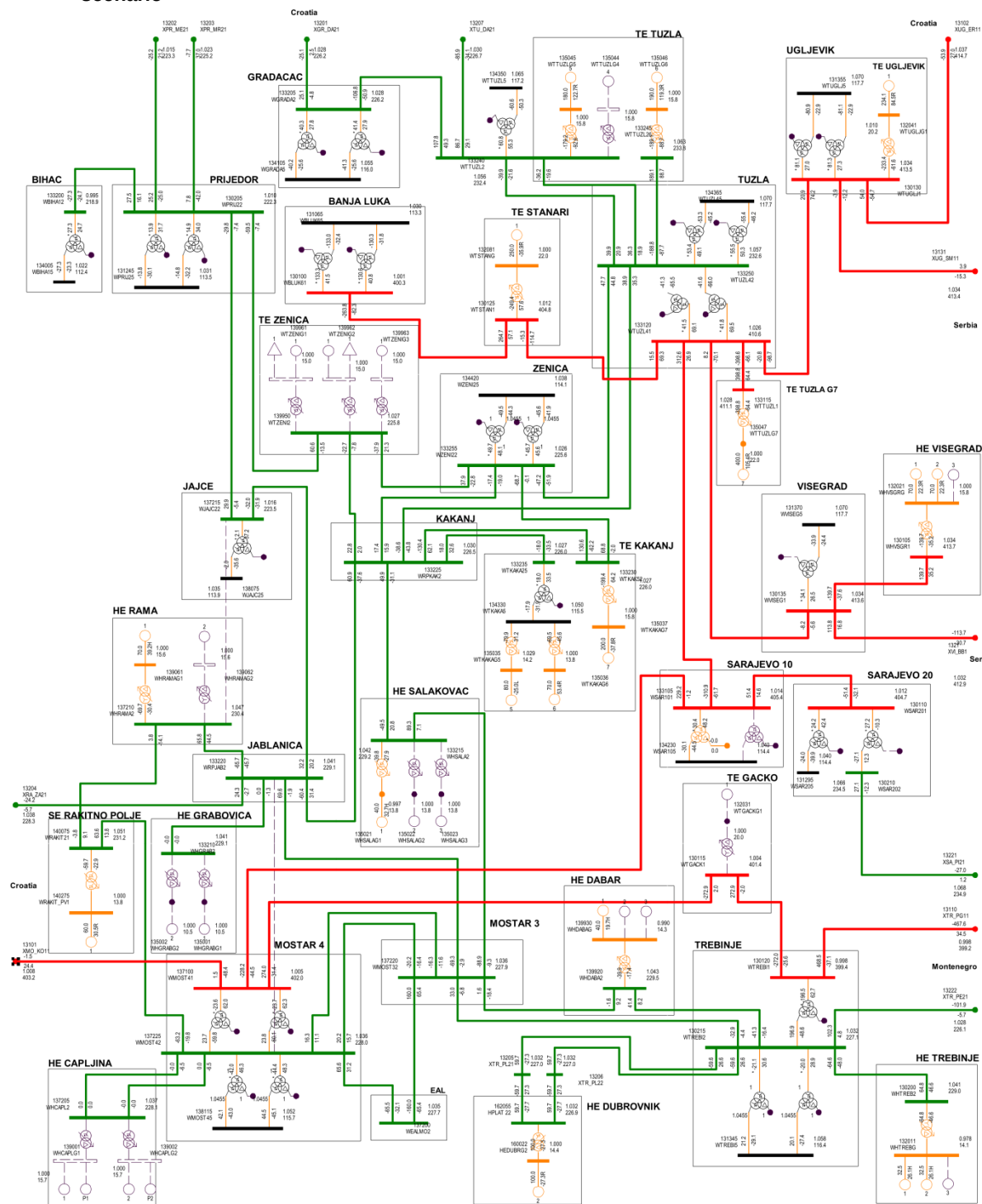




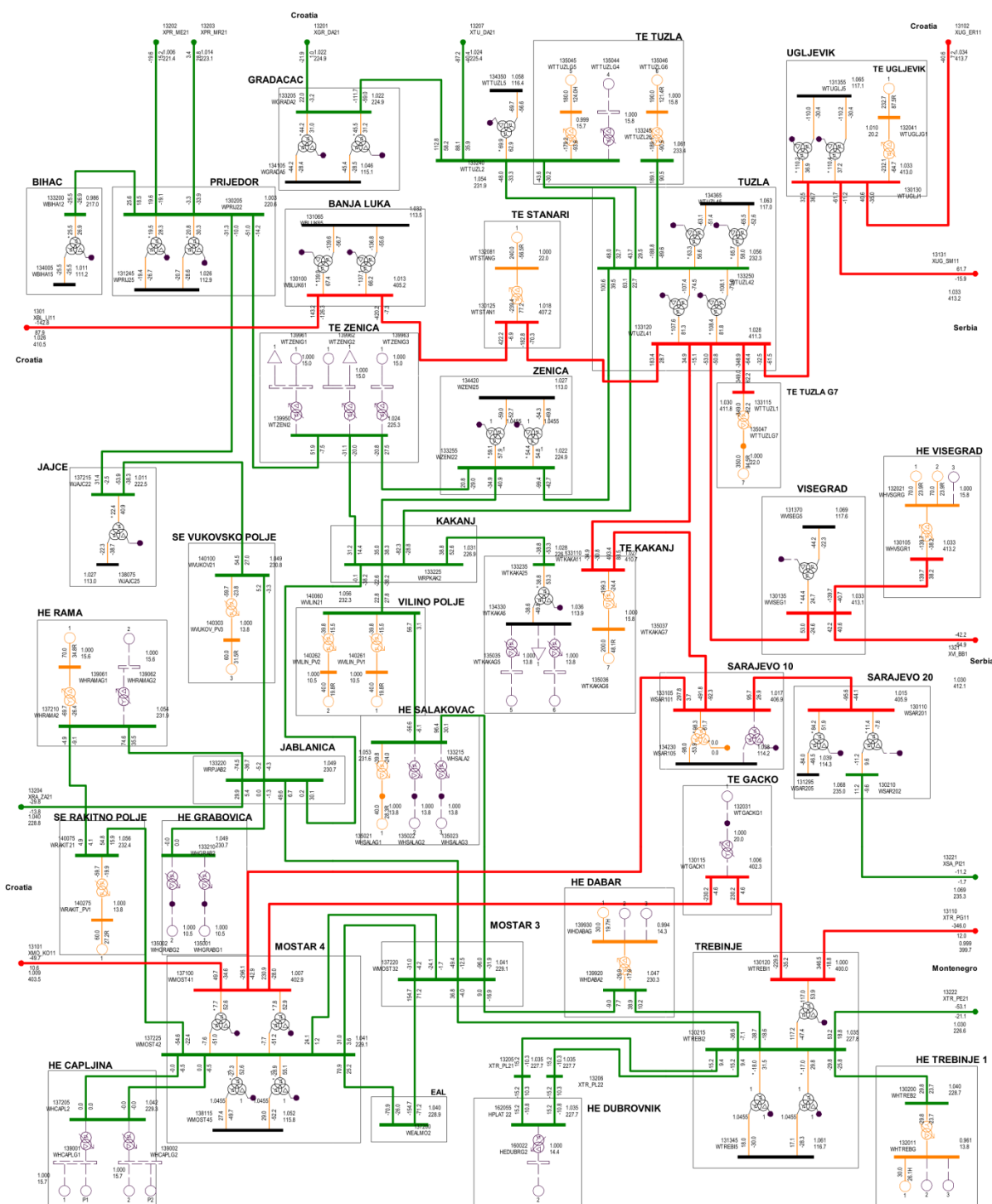
Slika C.3 – Tokovi snaga: Dnevni zimski maksimum 2020, kombinovani scenario



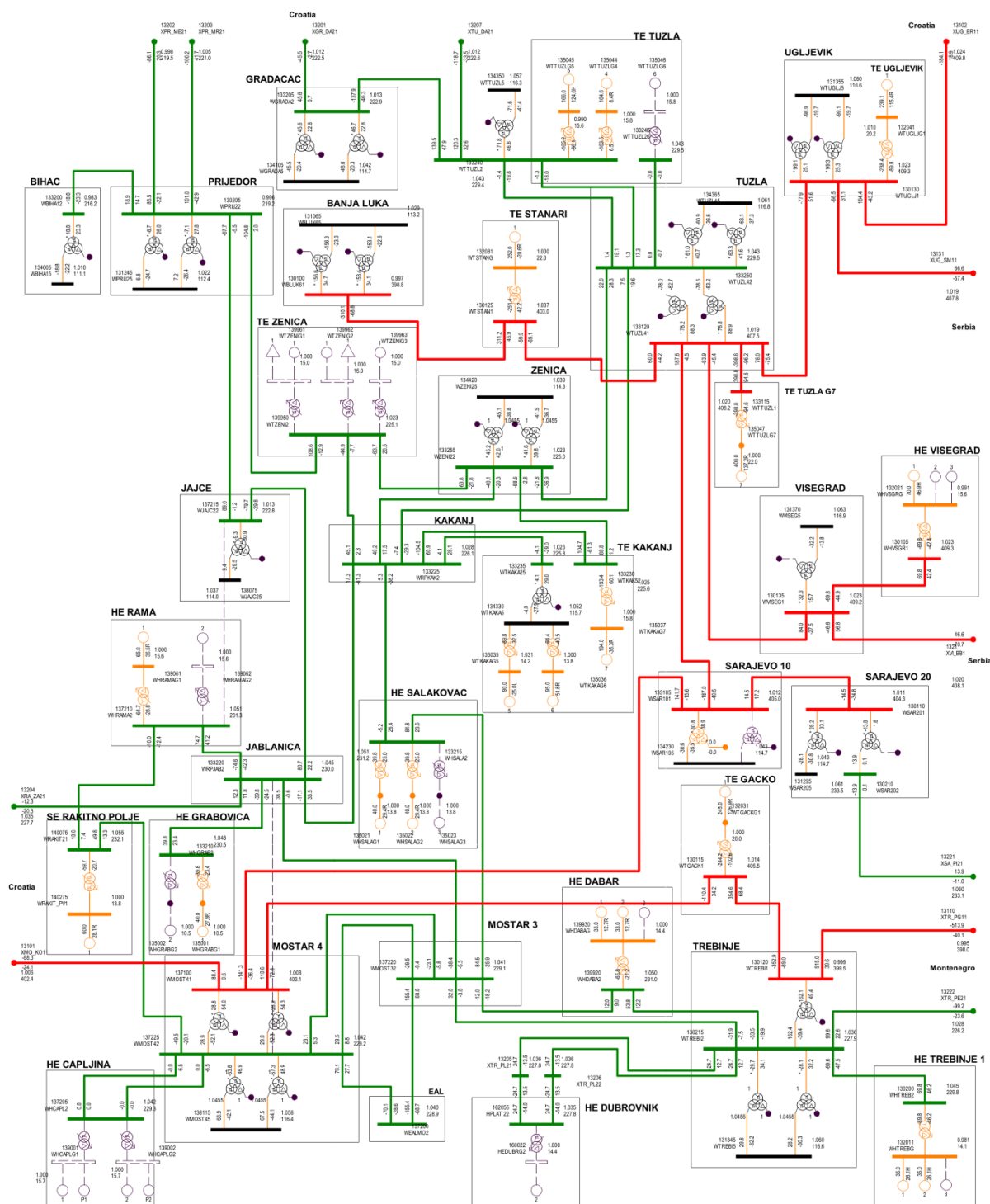
Dijagrami tokovi snaga za režime ljetnog i zimskog dnevnog maksimuma za fotonaponski scenario



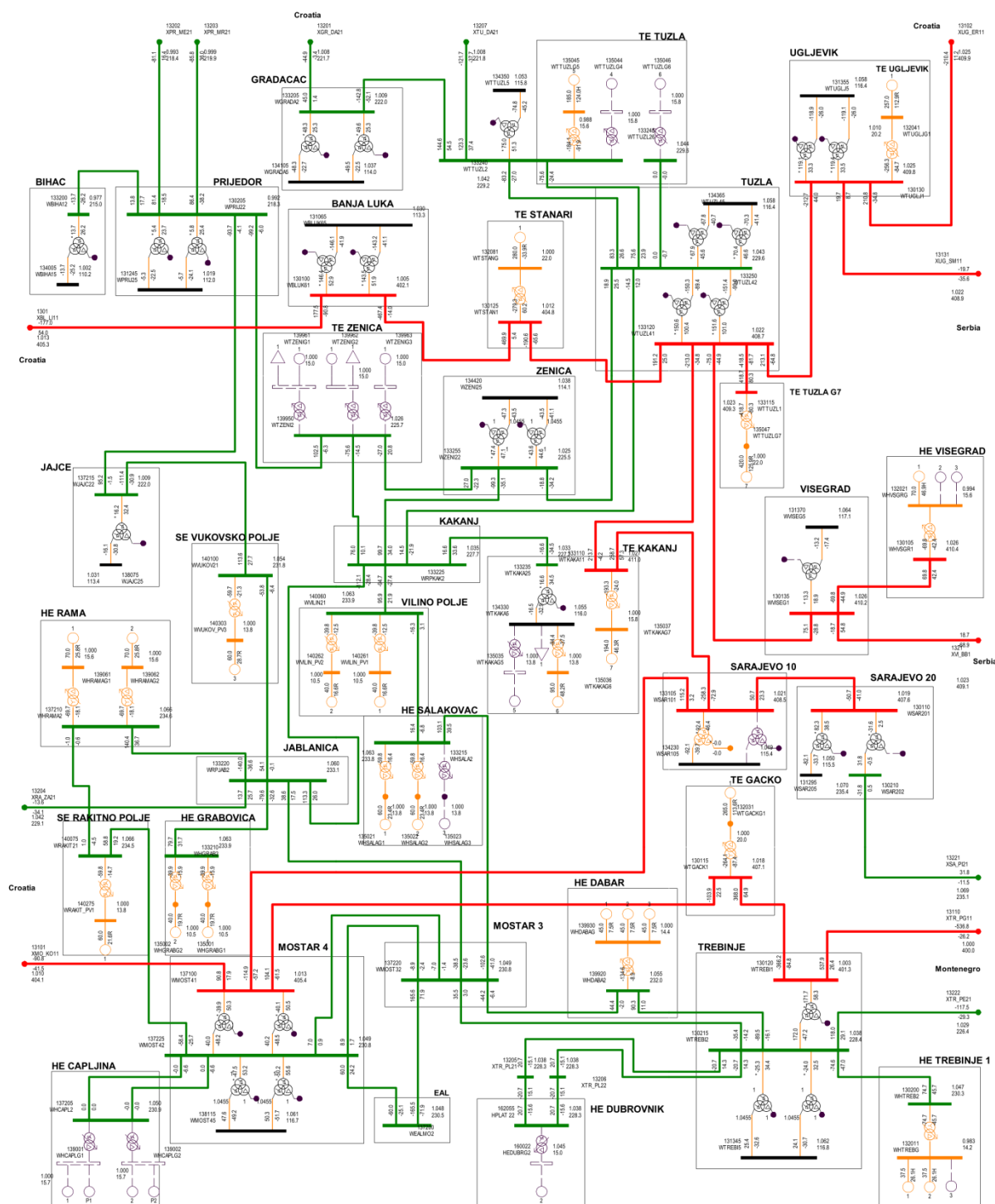
Slika C.5 – Tokovi snaga: Dnevni ljetni maksimum 2020, fotonaponski scenario



Slika C.6 – Tokovi snaga: Dnevni ljetni maksimum 2025, fotonaponski scenario



Slika C.7 – Tokovi snaga: Dnevni zimski maksimum 2020, fotonaponski scenario



Slika C.8 – Tokovi snaga: Dnevni zimski maksimum 2025, fotonapnski scenario

• PRILOG D

Tabele sa vrijednostima struja kratkih spojeva za 2020. i 2025. godinu za kombinovani (KSE + PV) i fotonaponski (PV) scenario u režimu zimskog dnevnog maksimuma sa svim konvencionalnim mašinama u pogonu

Tabela D.1 – Vrijednosti struja trolepolnih i jednopolnih kratkih spojeva u 2020. godini za Kombinovani scenario

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Trofazni k.s. (3ks)			Jednofazni k.s. (1ks)		
		Osnovni sc. [kA]	KSE +PV sc. [kA]	Δ (%)	Osnovni sc. [kA]	KSE +PV sc. [kA]	Δ (%)
Banja Luka 6	400	7.28	7.28	0.00	5.07	5.07	0.04
Gacko	400	11.86	11.87	0.13	5.70	5.70	0.02
HE Višegrad	400	13.61	13.59	-0.15	11.49	11.49	0.01
Mostar 4	400	15.99	16.02	0.17	7.99	7.99	0.01
RP Trebinje	400	11.61	11.63	0.15	5.41	5.42	0.06
Sarajevo 10	400	14.01	13.99	-0.11	7.64	7.65	0.07
Sarajevo 20	400	10.68	10.65	-0.26	5.53	5.53	0.01
Stanari	400	10.06	10.05	0.00	9.58	9.58	0.06
TE Kakanj	400	/	/	/	/	/	/
TE Tuzla 1	400	20.43	20.42	-0.02	18.09	18.11	0.12
Tuzla 4	400	23.31	23.30	-0.03	19.77	19.80	0.13
Uglevik	400	20.72	20.72	-0.02	17.50	17.51	0.07
Višegrad	400	14.45	14.43	-0.17	11.89	11.90	0.01
Bihać 1	220	4.50	4.50	-0.04	2.20	2.20	0.00
EAL	220	23.30	23.56	1.13	15.51	15.68	1.08
Gradačac	220	9.93	9.93	0.00	6.12	6.12	0.04
HE Čaplina	220	14.82	14.90	0.59	13.78	13.87	0.64
HE Dabar	220	8.75	8.78	0.31	8.08	8.11	0.32
HE Grabovica	220	11.71	11.72	0.10	9.36	9.40	0.46
HE Rama	220	12.37	12.36	-0.08	8.07	8.14	0.90
HE Salakovac	220	12.02	12.06	0.34	10.73	10.77	0.38
HE Trebinje	220	9.77	9.80	0.37	6.22	6.24	0.30
Jajce 2	220	7.40	7.40	0.07	3.68	3.68	0.14
Kakanj 2	220	16.18	16.19	0.10	11.68	11.70	0.16
Kakanj 5	220	18.79	18.81	0.10	16.82	16.85	0.20
Mostar 3	220	24.60	24.90	1.18	16.83	17.02	1.16
Mostar 4	220	25.03	25.35	1.26	16.74	16.94	1.20
Prijedor 2	220	12.12	12.12	-0.03	6.42	6.42	0.03
RP Jablanica	220	16.33	16.35	0.15	11.95	12.04	0.72

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Trofazni k.s. (3ks)			Jednofazni k.s. (1ks)		
		Osnovni sc. [kA]	KSE +PV sc. [kA]	Δ (%)	Osnovni sc. [kA]	KSE +PV sc. [kA]	Δ (%)
RP Kakanj	220	21.75	21.78	0.13	18.24	18.28	0.24
Sarajevo 20	220	8.65	8.55	-1.20	2.59	2.46	-4.86
TE Tuzla	220	24.52	24.52	0.02	20.91	20.95	0.18
TE Zenica	220	19.24	19.25	0.07	19.45	19.48	0.18
Trebinje	220	17.02	17.15	0.74	12.56	12.64	0.69
Tuzla 2	220	19.76	19.77	0.01	15.80	15.82	0.13
Tuzla 4	220	26.73	26.73	0.02	20.99	21.03	0.18
Višegrad	220	/	/	/	/	/	/
Zenica 2	220	20.80	20.82	0.10	17.85	17.88	0.21
B Blato	110	6.63	6.69	0.87	4.90	5.12	4.29
Bileća	110	6.52	7.33	12.42	4.21	5.35	26.96
Bugojno	110	9.73	9.82	0.86	6.65	6.92	4.03
Čapljina	110	9.83	10.34	5.12	6.71	7.25	8.02
Gacko	110	4.25	4.38	2.88	3.18	3.53	11.19
HE Jablanica	110	15.53	15.77	1.53	15.80	16.14	2.14
HE Ulog	110	4.22	4.55	7.88	2.55	2.96	16.17
Jajce	110	13.67	13.70	0.17	8.69	8.74	0.52
Kalesija	110	9.27	9.27	0.00	4.39	4.48	2.19
Kupres	110	6.97	7.03	0.90	5.09	5.54	8.69
Livno	110	6.29	6.37	1.35	4.87	5.26	8.15
Ljubuški	110	9.80	10.32	5.28	6.57	6.96	5.88
Mostar 1	110	16.98	18.10	6.56	14.86	16.23	9.27
Mostar 2	110	13.01	14.14	8.73	11.20	12.66	13.09
Mostar 4	110	19.93	21.16	6.14	13.82	15.85	14.63
Mostar 9	110	8.19	8.65	5.63	5.47	5.72	4.59
Nevesinje	110	5.44	6.60	21.34	3.50	5.33	52.51
Posušje	110	5.97	5.91	-0.88	5.17	5.31	2.69
Rama	110	8.83	8.97	1.65	6.09	6.28	3.10
Rogatica	110	6.67	6.50	-2.43	2.59	2.69	3.87
Sarajevo 4	110	20.33	20.29	-0.19	11.75	12.03	2.40
Široki Brijeg	110	9.00	8.32	-7.63	5.99	6.00	0.12
Sokolac	110	6.08	5.86	-3.60	2.94	3.22	9.55
Stolac	110	7.35	8.13	10.68	5.97	7.49	25.33
Tomislavgrad	110	8.34	8.98	7.72	7.37	9.20	24.86
Tuzla 4	110	22.07	22.08	0.01	7.52	7.82	4.03

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Trofazni k.s. (3ks)			Jednofazni k.s. (1ks)		
		Osnovni sc. [kA]	KSE +PV sc. [kA]	Δ (%)	Osnovni sc. [kA]	KSE +PV sc. [kA]	Δ (%)
Tuzla 5	110	15.61	15.61	0.00	6.29	6.63	5.45
Tuzla Centar	110	17.99	17.99	0.00	6.96	7.24	4.02
Višegrad	110	13.27	13.19	-0.63	2.93	3.02	3.21

Tabela D.2 – Vrijednosti struja trofaznih i jednofaznih krakih spojeva u 2020. godini za fotonaponski scenario

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Trofazni k.s. (3ks)			Jednofazni k.s. (1ks)		
		Osnovni sc. [kA]	PV sc. [kA]	Δ (%)	Osnovni sc. [kA]	PV sc. [kA]	Δ (%)
Banja Luka 6	400	7.28	7.27	-0.07	5.07	5.07	0.02
Gacko	400	11.86	11.81	-0.41	5.70	5.70	-0.08
HE Višegrad	400	13.61	13.59	-0.21	11.49	11.48	-0.01
Mostar 4	400	15.99	15.87	-0.80	7.99	7.98	-0.18
RP Trebinje	400	11.61	11.56	-0.42	5.41	5.41	-0.05
Sarajevo 10	400	14.01	13.92	-0.60	7.64	7.64	-0.03
Sarajevo 20	400	10.68	10.61	-0.66	5.53	5.52	-0.07
Stanari	400	10.06	10.05	-0.09	9.58	9.58	0.03
TE Kakanj	400	/	/	/	/	/	/
TE Tuzla 1	400	20.43	20.39	-0.18	18.09	18.10	0.06
Tuzla 4	400	23.31	23.26	-0.22	19.77	19.79	0.07
Ugilevik	400	20.72	20.70	-0.10	17.50	17.51	0.04
Višegrad	400	14.45	14.42	-0.23	11.89	11.89	-0.01
Bihać 1	220	4.50	4.50	-0.07	2.20	2.20	0.00
EAL	220	23.30	23.13	-0.72	15.51	15.60	0.58
Gradačac	220	9.93	9.93	-0.03	6.12	6.12	0.04
HE Čaplina	220	14.82	14.76	-0.38	13.78	13.82	0.27
HE Dabar	220	8.75	8.73	-0.24	8.08	8.09	0.11
HE Grabovica	220	11.71	11.68	-0.28	9.36	9.39	0.34
HE Rama	220	12.37	12.31	-0.51	8.07	8.13	0.79
HE Salakovac	220	12.02	11.99	-0.23	10.73	10.75	0.17
HE Trebinje	220	9.77	9.73	-0.41	6.22	6.22	0.07
Jajce 2	220	7.40	7.38	-0.17	3.68	3.68	0.09
Kakanj 2	220	16.18	16.15	-0.15	11.68	11.70	0.10
Kakanj 5	220	18.79	18.76	-0.15	16.82	16.84	0.11
Mostar 3	220	24.60	24.42	-0.75	16.83	16.93	0.62
Mostar 4	220	25.03	24.83	-0.80	16.74	16.85	0.65
Prijedor 2	220	12.12	12.11	-0.11	6.42	6.42	0.01
RP Jablanica	220	16.33	16.26	-0.41	11.95	12.02	0.56
RP Kakanj	220	21.75	21.71	-0.19	18.24	18.26	0.14
Sarajevo 20	220	8.65	8.54	-1.33	2.59	2.46	-4.88
TE Tuzla	220	24.52	24.49	-0.09	20.91	20.94	0.14
TE Zenica	220	19.24	19.21	-0.13	19.45	19.47	0.10

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Trofazni k.s. (3ks)			Jednofazni k.s. (1ks)		
		Osnovni sc. [kA]	PV sc. [kA]	Δ (%)	Osnovni sc. [kA]	PV sc. [kA]	Δ (%)
Trebinje	220	17.02	16.88	-0.82	12.56	12.58	0.16
Tuzla 2	220	19.76	19.75	-0.08	15.80	15.81	0.10
Tuzla 4	220	26.73	26.70	-0.11	20.99	21.02	0.14
Višegrad	220	/	/	/	/	/	/
Zenica 2	220	20.80	20.77	-0.17	17.85	17.87	0.12
B Blato	110	6.63	6.49	-2.18	4.90	5.04	2.82
Bileća	110	6.52	6.39	-2.13	4.21	4.30	2.10
Bugojno	110	9.73	9.54	-2.04	6.65	6.83	2.63
Čapljina	110	9.83	9.62	-2.21	6.71	6.77	0.91
Gacko	110	4.25	3.89	-8.58	3.18	3.07	-3.55
HE Jablanica	110	15.53	15.36	-1.10	15.80	15.95	0.94
HE Ulog	110	4.22	4.10	-2.83	2.55	2.59	1.65
Jajce	110	13.67	13.62	-0.37	8.69	8.72	0.33
Kalesija	110	9.27	9.27	-0.01	4.39	4.48	2.18
Kupres	110	6.97	6.74	-3.33	5.09	5.41	6.28
Livno	110	6.29	6.08	-3.37	4.87	5.13	5.38
Ljubuški	110	9.80	9.75	-0.57	6.57	6.63	0.85
Mostar 1	110	16.98	16.65	-1.97	14.86	15.25	2.66
Mostar 2	110	13.01	12.76	-1.92	11.20	11.68	4.31
Mostar 4	110	19.93	19.60	-1.68	13.82	14.14	2.28
Mostar 9	110	8.19	8.19	0.01	5.47	5.53	0.98
Nevesinje	110	5.44	5.37	-1.36	3.50	3.76	7.38
Posušje	110	5.97	5.63	-5.66	5.17	5.19	0.36
Rama	110	8.83	8.67	-1.80	6.09	6.16	1.16
Rogatica	110	6.67	6.50	-2.47	2.59	2.69	3.87
Sarajevo 4	110	20.33	20.21	-0.60	11.75	12.02	2.30
Široki Brijeg	110	9.00	7.89	-12.4	5.99	5.41	-9.60
Sokolac	110	6.08	5.86	-3.66	2.94	3.22	9.54
Stolac	110	7.35	6.97	-5.08	5.97	6.19	3.55
Tomislavgrad	110	8.34	7.81	-6.29	7.37	7.74	5.12
Tuzla 4	110	22.07	22.06	-0.05	7.52	7.82	4.02
Tuzla 5	110	15.61	15.61	-0.03	6.29	6.63	5.44
Tuzla Centar	110	17.99	17.98	-0.04	6.96	7.24	4.01
Višegrad	110	13.27	13.18	-0.68	2.93	3.02	3.21

Tabela D.3 – Vrijednosti struja trofaznih i jednofaznih krakih spojeva u 2025. godini za Kombinovani scenario

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Trofazni k.s. (3ks)			Jednofazni k.s. (1ks)		
		Osnovni sc. [kA]	KSE +PV sc. [kA]	Δ (%)	Osnovni sc. [kA]	KSE +PV sc. [kA]	Δ (%)
Banja Luka 6	400	10.82	10.77	-0.45	7.58	7.57	-0.14
Gacko	400	11.92	11.92	-0.01	6.02	6.03	0.10
HE Višegrad	400	13.67	13.65	-0.14	11.63	11.64	0.02
Mostar 4	400	16.10	16.11	0.05	8.65	8.67	0.23
RP Trebinje	400	11.72	11.71	-0.14	5.77	5.77	0.05
Sarajevo 10	400	14.51	14.53	0.12	9.85	9.88	0.28
Sarajevo 20	400	10.92	10.93	0.10	6.60	6.61	0.21
Stanari	400	12.17	12.14	-0.20	11.36	11.35	-0.05
TE Kakanj	400	15.05	15.06	0.06	13.54	13.57	0.23
TE Tuzla 1	400	21.23	21.22	-0.05	19.16	19.18	0.11
Tuzla 4	400	24.40	24.39	-0.05	21.35	21.38	0.13
Uglevik	400	21.01	21.00	-0.03	17.79	17.80	0.07
Višegrad	400	14.51	14.49	-0.15	12.07	12.07	0.02
Bihać 1	220	4.51	4.49	-0.44	2.20	2.18	-0.98
EAL	220	23.22	23.31	0.36	15.45	15.60	0.96
Gradačac	220	9.79	9.79	-0.03	6.08	6.09	0.04
HE Čaplina	220	14.80	14.83	0.24	13.77	13.84	0.54
HE Dabar	220	8.74	8.76	0.19	8.08	8.10	0.29
HE Grabovica	220	11.59	11.37	-1.94	9.26	9.22	-0.42
HE Rama	220	12.26	12.04	-1.80	7.99	8.01	0.31
HE Salakovac	220	11.89	11.58	-2.61	10.62	10.53	-0.85
HE Trebinje	220	9.76	9.79	0.30	6.21	6.23	0.29
Jajce 2	220	7.43	6.47	-12.8	3.68	3.02	-17.7
Kakanj 2	220	14.45	14.34	-0.82	9.70	9.64	-0.58
Kakanj 5	220	/	0.00	/	/	/	/
Mostar 3	220	24.51	24.60	0.35	16.75	16.93	1.02
Mostar 4	220	24.96	25.09	0.50	16.68	16.86	1.09
Prijedor 2	220	12.17	11.99	-1.48	6.42	6.23	-2.88
RP Jablanica	220	16.08	15.63	-2.80	11.75	11.69	-0.48
RP Kakanj	220	18.61	18.39	-1.18	13.78	13.66	-0.88
Sarajevo 20	220	8.72	8.72	0.00	2.60	2.60	0.03
TE Tuzla	220	22.78	22.77	-0.09	19.97	20.00	0.14
TE Zenica	220	17.77	17.69	-0.41	17.76	17.74	-0.11

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Trofazni k.s. (3ks)			Jednofazni k.s. (1ks)		
		Osnovni sc. [kA]	KSE +PV sc. [kA]	Δ (%)	Osnovni sc. [kA]	KSE +PV sc. [kA]	Δ (%)
Trebinje	220	16.99	17.09	0.61	12.52	12.60	0.67
Tuzla 2	220	18.95	18.94	-0.07	15.39	15.41	0.10
Tuzla 4	220	25.19	25.17	-0.10	20.22	20.24	0.14
Višegrad	220	/	0.00	/	/	/	/
Zenica 2	220	17.99	17.91	-0.44	14.72	14.70	-0.14
B Blato	110	6.63	6.69	0.88	4.90	5.12	4.30
Bileća	110	6.53	7.34	12.42	4.21	5.35	26.94
Bugojno	110	9.73	9.78	0.57	6.66	6.92	3.92
Čapljina	110	10.83	11.39	5.16	7.35	7.97	8.49
Gacko	110	4.26	4.38	2.85	3.18	3.54	11.17
HE Jablanica	110	15.50	15.74	1.53	15.80	16.14	2.15
HE Ulog	110	4.23	4.56	7.85	2.55	2.96	16.15
Jajce	110	14.11	13.77	-2.43	8.88	8.83	-0.55
Kalesija	110	9.38	9.38	-0.01	5.01	5.06	0.99
Kupres	110	6.96	7.02	0.78	5.09	5.54	8.64
Livno	110	6.29	6.37	1.35	4.86	5.26	8.16
Ljubuški	110	9.87	10.37	5.05	6.60	7.00	6.01
Mostar 1	110	17.09	18.18	6.41	14.92	16.30	9.27
Mostar 2	110	13.09	14.22	8.68	11.24	12.70	13.00
Mostar 4	110	20.39	21.75	6.68	14.54	16.67	14.62
Mostar 9	110	13.15	13.92	5.82	9.07	9.77	7.73
Nevesinje	110	5.45	6.61	21.28	3.50	5.34	52.46
Posušje	110	5.96	5.91	-0.88	5.16	5.30	2.70
Rama	110	8.82	8.96	1.61	6.09	6.28	3.09
Rogatica	110	6.71	6.55	-2.42	3.00	3.07	2.56
Sarajevo 4	110	20.25	20.22	-0.14	12.44	12.63	1.60
Široki Brijeg	110	9.01	8.32	-7.67	6.03	6.01	-0.34
Sokolac	110	6.10	5.88	-3.62	3.20	3.43	7.26
Stolac	110	7.48	8.25	10.24	6.06	7.56	24.83
Tomislavgrad	110	8.33	8.97	7.70	7.36	9.19	24.86
Tuzla 4	110	21.84	21.83	-0.03	11.98	12.19	1.76
Tuzla 5	110	15.56	15.56	-0.02	8.86	9.14	3.15
Tuzla Centar	110	17.87	17.87	-0.03	10.71	10.90	1.81
Višegrad	110	13.52	13.43	-0.62	3.85	3.92	1.83

Tabela D.4 – Vrijednosti struja trofaznih i jednofaznih krakih spojeva u 2025. godini za fotonaponski scenario

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Trofazni k.s. (3ks)			Jednofazni k.s. (1ks)		
		Osnovni sc. [kA]	PV sc. [kA]	Δ (%)	Osnovni sc. [kA]	PV sc. [kA]	Δ (%)
Banja Luka 6	400	10.82	10.76	-0.54	7.58	7.56	-0.16
Gacko	400	11.92	11.86	-0.56	6.02	6.02	-0.01
HE Višegrad	400	13.67	13.64	-0.19	11.63	11.64	0.01
Mostar 4	400	16.10	15.95	-0.95	8.65	8.65	0.03
RP Trebinje	400	11.72	11.64	-0.71	5.77	5.76	-0.06
Sarajevo 10	400	14.51	14.46	-0.37	9.85	9.87	0.15
Sarajevo 20	400	10.92	10.89	-0.30	6.60	6.60	0.12
Stanari	400	12.17	12.13	-0.29	11.36	11.35	-0.07
TE Kakanj	400	15.05	15.01	-0.24	13.54	13.55	0.13
TE Tuzla 1	400	21.23	21.19	-0.18	19.16	19.17	0.07
Tuzla 4	400	24.40	24.35	-0.21	21.35	21.37	0.08
Uglevik	400	21.01	20.99	-0.10	17.79	17.80	0.05
Višegrad	400	14.51	14.48	-0.20	12.07	12.07	0.01
Bihać 1	220	4.51	4.48	-0.47	2.20	2.18	-0.98
EAL	220	23.22	22.85	-1.58	15.45	15.52	0.43
Gradačac	220	9.79	9.79	-0.07	6.08	6.09	0.03
HE Čaplina	220	14.80	14.68	-0.79	13.77	13.79	0.17
HE Dabar	220	8.74	8.71	-0.39	8.08	8.09	0.07
HE Grabovica	220	11.59	11.32	-2.35	9.26	9.21	-0.54
HE Rama	220	12.26	11.98	-2.26	7.99	8.00	0.20
HE Salakovac	220	11.89	11.51	-3.20	10.62	10.51	-1.06
HE Trebinje	220	9.76	9.71	-0.50	6.21	6.21	0.05
Jajce 2	220	7.43	6.46	-13.0	3.68	3.02	-17.8
Kakanj 2	220	14.45	14.30	-1.10	9.70	9.64	-0.65
Kakanj 5	220	/	0.00	/	/	/	/
Mostar 3	220	24.51	24.10	-1.68	16.75	16.83	0.46
Mostar 4	220	24.96	24.55	-1.65	16.68	16.76	0.51
Prijedor 2	220	12.17	11.98	-1.56	6.42	6.23	-2.89
RP Jablanica	220	16.08	15.54	-3.38	11.75	11.67	-0.64
RP Kakanj	220	18.61	18.33	-1.53	13.78	13.65	-0.98
Sarajevo 20	220	8.72	8.71	-0.12	2.60	2.60	0.01
TE Tuzla	220	22.78	22.74	-0.20	19.97	19.99	0.11
TE Zenica	220	17.77	17.65	-0.64	17.76	17.72	-0.19

Ime čvora	Naponski nivo [kV]	Trofazni k.s. (3ks)			Jednofazni k.s. (1ks)		
		Osnovni sc. [kA]	PV sc. [kA]	Δ (%)	Osnovni sc. [kA]	PV sc. [kA]	Δ (%)
Trebinje	220	16.99	16.82	-0.98	12.52	12.53	0.13
Tuzla 2	220	18.95	18.92	-0.17	15.39	15.40	0.07
Tuzla 4	220	25.19	25.13	-0.24	20.22	20.24	0.09
Višegrad	220	/	/	/	/	/	/
Zenica 2	220	17.99	17.86	-0.73	14.72	14.68	-0.22
B Blato	110	6.63	6.48	-2.19	4.90	5.04	2.83
Bileća	110	6.53	6.40	-2.05	4.21	4.30	2.08
Bugojno	110	9.73	9.50	-2.32	6.66	6.82	2.52
Čapljina	110	10.83	10.60	-2.10	7.35	7.43	1.09
Gacko	110	4.26	3.89	-8.55	3.18	3.07	-3.56
HE Jablanica	110	15.50	15.34	-1.08	15.80	15.95	0.96
HE Ulog	110	4.23	4.11	-2.80	2.55	2.59	1.64
Jajce	110	14.11	13.69	-2.96	8.88	8.81	-0.73
Kalesija	110	9.38	9.38	-0.02	5.01	5.06	0.99
Kupres	110	6.96	6.72	-3.46	5.09	5.41	6.23
Livno	110	6.29	6.07	-3.38	4.86	5.13	5.39
Ljubuški	110	9.87	9.80	-0.69	6.60	6.66	0.91
Mostar 1	110	17.09	16.74	-2.00	14.92	15.31	2.64
Mostar 2	110	13.09	12.85	-1.80	11.24	11.72	4.28
Mostar 4	110	20.39	20.02	-1.81	14.54	14.90	2.43
Mostar 9	110	13.15	13.04	-0.89	9.07	9.21	1.59
Nevesinje	110	5.45	5.38	-1.31	3.50	3.76	7.37
Posušje	110	5.96	5.62	-5.67	5.16	5.18	0.38
Rama	110	8.82	8.66	-1.85	6.09	6.16	1.16
Rogatica	110	6.71	6.55	-2.46	3.00	3.07	2.56
Sarajevo 4	110	20.25	20.13	-0.56	12.44	12.62	1.49
Široki Brijeg	110	9.01	7.88	-12.5	6.03	5.43	-9.84
Sokolac	110	6.10	5.88	-3.69	3.20	3.43	7.24
Stolac	110	7.48	7.09	-5.18	6.06	6.26	3.36
Tomislavgrad	110	8.33	7.80	-6.32	7.36	7.74	5.12
Tuzla 4	110	21.84	21.82	-0.09	11.98	12.18	1.74
Tuzla 5	110	15.56	15.55	-0.06	8.86	9.14	3.14
Tuzla Centar	110	17.87	17.86	-0.07	10.71	10.90	1.80
Višegrad	110	13.52	13.43	-0.66	3.85	3.92	1.82

- **PRILOG E – PROJEKTNI ZADATAK Uticađ solarnih elektrana na elektroenergetski sistem BiH**

12.1 Pregled postojećih solarnih tehnologija, njihove mogućnosti i potencijal u Bosni i Hercegovini

Ukratko će biti predstavljene i opisane razvijene solarne tehnologije. Njihove primjene će biti ocijenjene, pregledane i prikazane u Početnom izvještaju tako da na pogodan način pokažu ekonomičnost u meteorološkim uslovima koji vladaju u BiH.

Takođe ćemo identifikovati mogućnosti svake od tehnologija u vidu instalisane snage, uzimajući u obzir trenutnu cijenu, kao i buduće trendove. Na ovaj način ćemo pokazati koja solarna tehnologija je najprikladnija za korištenje u BiH, u zavisnosti od predložene instalisane snage i specifičnosti lokacije.

12.2 Identifikacija pogodnih lokacija za pozicioniranje solarnih elektrana i povezivanje na mrežu

Glavni elementi na osnovu kojih je izvršena selekcija lokacija za solarne elektrane uključuju:

- Globalnu mapu iradijacije (mapa zračenja) BiH
- GIS mapa BiH (Google Earth)
- Već dostupne podatke o solarnom zračenju na mikro-lokacijama u BiH
- Mapu prenosne mreže BiH za odabrana područja

U slučaju da nije dostupna mapa iradijacije BiH, koristiće se svi dostupni podaci iz različitih izvora i to kombinovani tako da omoguće što je tačnije moguće ulazne podatke sunčevog zračenja. Naša odgovornost će biti prikupljanje svih potrebnih podataka iz pouzdanih izvora, uz podršku inženjera NOS BiH-a.

Parsons Brinckerhoff će provjeriti adekvatnost izabranih lokacija za izgradnju solarnih elektrana kao i izabrana tehnička rešenja. Parsons Brinckerhoff će takođe procijeniti infrastrukturne i logističke zahtjeve, kao što su lokalizacija, pristup, transportne veze, mogućnosti i zahtjevi za priključak na mrežu imajući u vidu zahtjeve za priključenje kao i buduće planirano proširenje prenosne mreže.

Na osnovu raspoloživih metereoloških podataka, posebno o solarnoj iradijaciji na identifikovanoj lokaciji, Parsons Brinckerhoff će verifikovati da li je ta lokacija pogodna. Izbor lokacije za izgradnju solarne elektrane će biti izvršen kao sublimacija sakupljenih podataka o iradijaciji i postojećih GIS podataka. Globalna mapa iradijacije (prosječno godišnje zračenje za BiH) će biti preklopljena sa podacima za mikro-lokacije koje su skupljene iz različitih izvora.

Ovi podaci će se potom preklopiti sa GIS mapom BiH koja će sadržati osnovne informacije o poljoprivrednim, stambenim i komercijalno-rezidencijalnim zonama, kao i o elementima elektroenergetskog sistema.

Za bolji uvid u geografske pozicije objekata NOS BiH-a, u okviru postojeće GIS mape BiH napraviće se skica prenosnog sistema za odabrana područja, a sve u cilju da bi se dobio pogodniji alat za pozicioniranje solarnih potencijala i biranje prihvatljivog načina povezivanja na mrežu.

12.3 Definisanje scenarija kratkoročnog, srednjoročnog i dugoročnog trajanja za buduće solarne elektrane (2015-2025) i modele sistema

Definisanje scenarija kratkoročnog, srednjoročnog i dugoročnog trajanja za buduće solarne elektrane će biti urađeno za period do 2025. godine, u smislu odgovarajućih tehnologija i raspoloživog kapaciteta.

Buduća planirana proizvodnja solarne energije za period do 2025, u vidu odgovarajućih tehnologija, približnih kapaciteta (u odnosu na lokacije) i priključenja na elektroenergetski sistem BiH će biti identifikovana za sljedeće godine:

- 2015 godina – kratkoročni scenario razvoja koji uključuje postojeće i buduće solarne izvore koji su odobreni i/ili su u izgradnji. Ovaj slučaj služi za analizu postojećeg stanja elektroenergetskog sistema BiH.
- 2020 godina – srednjoročni scenario razvoja koji obuhvata lokacije sa manjom i srednjom količinom snage (najveća iradijacija + najmanje naseljen i iskorišćen teren). Mješavina PV i KSE će se koristiti za identifikovane lokacije.
- 2025 godina – dugoročni scenario razvoja koji obuhvata sve lokacije iz kratkoročnog scenarija i nove KSE (nezavisne i proširene već postojeće), kao i manje isplative i distribuirane lokacije sa PV elektranama.

Parsons Brinckerhoff će uzeti u obzir sve predložene solarne elektrane date u Indikativnom planu proizvodnje, ili u nekom drugom relevantnom dokumentu dobijenom od NOS BiH-a. Definisanje solarnih scenarija će biti određeno i usaglašeno u bliskoj saradnji sa inženjerima NOS BiH-a na početku izrade studije.

Uzimajući u obzir naročitosti i karakteristike različitih solarnih tehnologija, kao i meteorološke prilike koje vladaju u BiH, sljedeći solarni scenariji će biti definisani:

- Proizvodnja iz KSE elektrana u Hercegovini (agregirana proizvodnja) i od PV postrojenja u srednjoj i sjevernoj Bosni (distribuirana proizvodnja);
- Kombinovana proizvodnja iz KSE elektrana i PV elektrana u Hercegovini (agregirana proizvodnja) i od PV elektrana u srednjoj i sjevernoj Bosni (agregirana proizvodnja);
- Distribuirana proizvodnja iz PV elektrana na cijeloj teritoriji BiH.

12.4 Elektroenergetske studije

Za sve ciljne godine, tri operativna režima sistema će biti analizirana u cilju dobijanja punog uvida u performanse elektroenergetskog sistema BiH.

- Zimski režim sa maksimalnim opterećenjem – maksimalno opterećenje kombinovano sa prosječnom iradijacijom i svim elementima sistema u pogonu.
- Ljetni režim sa minimalnim opterećenjem – minimalno opterećenje kombinovano sa prosječnom iradijacijom i smanjenim brojem elemenata sistema u pogonu.
- Ljetni režim sa maksimalnim opterećenjem – maksimalno opterećenje kombinovano sa maksimalnom iradijacijom i smanjenim brojem elemenata sistema u pogonu.

Maksimalna i minimalna opterećenja se odnose na periode tokom dana kada je moguća proizvodnja iz solarnih elektrana.

Nakon odabira tačaka priključenja za sve identifikovane lokacije, pravila za priključenje svih novih izvora će se primjeniti za svaku lokaciju pojedinačno. Zahtjevi Mrežnog kodeksa za prenosnu i distributivnu mrežu će biti provjereni za sva planirana

priključenja solarnih elektrana u zavisnosti od naponskog nivoa tačke priključenja. Daće se prijedlozi za dopunu i izmjenu Mrežnog kodeksa u vezi priključenja solarnih elektrana, a kako bi se ispoštovale direktive EU i rad u ENTSO-E sistemu.

Elektroenergetske studije će biti izvršene sa ciljem da se identifikuju tačke priključenja kao i da se provjeri saglasnost sa Mrežnim kodeksom BiH. Ove studije se sastoje od sljedećeg:

- Analiza tokova snaga s provjerom radnog opsega naponsko/reaktivne karakteristike
- Analiza sigurnosti N-1 i N-1-1 (N-1 sa održavanjem) za pružanje sigurnog snabdijevanja
- Proračun kapaciteta priključenja za izabrane čvorove u prenosnoj mreži
- Proračun kratkog spoja za provjeru dimenzioniranja struje opreme i nivoa struje kvara na mjestu priključka (PCC - tačka priključenja)
- Analiza tranzijentne stabilnosti (dinamičke studije) koja će biti izvršena za režime sa solarnim elektranama u pogonu, simulacijom trolnih kratkih spojeva sa trajanjem kao što je definisano u NOS BiH Mrežnom kodeksu
- Poređenje rada vjetroelektrana i solarnih elektrana u cilju analize performansi elektroenergetskog sistema BiH u periodu rada sa velikim procjntom obnovljivih izvora energije.

Za scenario kratkoročnog razvoja (2015. godina) biće izvršen smanjen obim studija, što podrazumijeva analizu trenutnog stanja EES BiH i identifikovanje potencijalnih ograničenja, čvorova slabe mreže ili probleme stabilnosti prije prelaska na srednjoročne i dugoročne scenarije razvoja. Ovaj scenario može se promatrati kao scenario "postojećeg stanja", tako da nema potrebe za kompletnim setom studija sistema. Za režime srednjoročnog (2020. godina) i dugoročnog razvoja (2025. godina), potpun skup predloženih studija će biti izvršen.

Sve predložene SE instalirane snage veće od 25 MW, će biti modelirane i priključene na prenosnu mrežu u razvijenim reprezentativnim slučajevima EES BiH za ciljne godine. Potrebno je primjetiti da pojedinačno modelovanje manjih elektrana od 25 MW na prenosnu mrežu ne bilo svrsishodno s obzirom da će one po snazi više odgovoraju priključenju na distributivni sistem. Shodno tome, te druge identifikovane SE sa snagama manjim od 25MW će biti agregirane na čvorovima prenosne mreže, sa ukupnom snagom umanjenom za procjenjene gubitke distributivnog sistema.

12.4.1

Studije tokova snaga

Studijama tokova snaga će se izvršiti procjena stanja sistema za slučajeve minimalnog i maksimalnog opterećenja u cilju provjere naponskih prilika, termalnog opterećenja, faktora snage, prenosnih odnosa transformatora itd. Cilj je vidjeti da li nove solarne elektrane uvode preopterećenja na vodovima/transformatorima u prenosnoj mreži, kao i da li dolazi do pojave ekstremnih vrijednosti napona koji su izvan granice definisane Mrežnim kodeksom.

Regulacija napona novih solarnih elektrana će biti provjerena za širok spektar operativnih stanja. Izvršićemo proračune da bi potvrdili da nove SE mogu da ispune

kriterijume vezane za regulisanje napona i proizvodnju/apsorpciju reaktivne snage (definisani Mrežnim kodeksom).

Opterećenja svih elemenata mreže će biti upoređena sa termičkim opterećenjem.

12.4.2 Analiza sigurnosti

Analiza sigurnosti je proširenje analiza tokova snaga gdje će biti analizirani N-1 i N-1-1 (N-1 sa remontom) ispadi u odnosu na priključenje novih SE. Ograničenja havarijskih režima za preopterećenja grana i prekoračenja napona će se primjenjivati kao što je definisano u Mrežnom kodeksu NOS BiH. Rezultati analize sigurnosti će biti prezentovani u tabelarnoj formi.

12.4.3 Proračun kapaciteta priključenja

Proračun kapaciteta priključenja će se izvršiti kao aplikacija obje prethodne analize u kombinaciji, kako bi se utvrdilo kolika je maksimalna dodatna snaga koja se može injektirati u određeni čvor u prenosnoj mreži bez ugrožavanja sigurnosti elektroenergetskog sistema (kršenje ograničenja definisanih u Mrežnom kodeksu).

Princip proračuna će biti u skladu sa poznatim metodom izračuna kapaciteta prekograničnog transfera u ENTSO-E interkonekciji, osim što će se primjenjivati na nivou čvora sa fiktivnim injektiranjem snage. Proračun kapaciteta priključenja će se izvršiti na odabranoj grupi čvorova (400 kV, 220 kV i 110 kV) sa planiranim injektiranjem snage solarnih elektrana u prenosnu mrežu BiH.

Vrijednosti kapaciteta priključenja treba obračunavati po pojedinačnim čvorovima po principu prve prijave ("first come first served").

12.4.4 Proračun kratkih spojeva

Proračuni kratkih spojeva će biti izvršeni za model sistem sa i bez predloženih solarnih elektrana da bi se utvrdila promjena u nivou kratkog spoja koju izaziva priključenje ovih elektrana. Rezultati će biti prikazani u tabelarnoj formi u izvještaju.

Proračuni kratkih spojeva će uključivati tropolne kratke spojeve i jednopolne kratke spojeve u odabranim čvorovima prenosne mreže za sve prisutne naponske nivoe. Proračuni kratkog spoja će se izvršiti u skladu sa IEC 60909 standardom sa vremenom razdvajanja kontakta prekidača kao što je definisano Mrežnim kodeksom. Izračunate struje kvara će biti upoređene sa dozvoljenim strujama prekidača (za sve naponske nivoe) koji se standardno koristi u BiH.

12.4.5 Dinamičke analize

Dinamička analiza će se izvršiti u skladu sa zahtjevima Mrežnog kodeksa s ciljem da se procjeni stabilnost elektroenergetskog sistema za karakteristične poremećaje u svim definisanim režimima.

Dinamički model NOS BiH mreže modela PV postrojenja će biti zasnovan samo na standardnim PSS/E modelima dinamičke biblioteke:

- Kao uvod, verifikacija kontrole napona će se izvoditi na jednoj PV SE samo radi provjere regulacije napona energetskog pretvarača (VSC). Tehnologija CSP će biti modelirana kao konvencionalna TE, tako da će se primjenjivati standardne procedure za verifikaciju pobude i turbinskog regulatora.
- Simulacije tropskih kratkih spojeva će biti izvedene na odabranim čvorovima u prenosnoj mreži (400 kV , 220 kV i 110 kV) sa trajanjem kvara kao što je definisano u NOS BiH Mrežnom kodeksu
- Procjena potrebne sekundarne rezerve će se obavljati kroz simulacije poremećaja debalansa snage u cilju provjere sposobnosti elektroenergetskog sistema da nadoknadi neželjena odstupanja uzrokovanih radom većeg broja PV SE.

U slučaju da se detektuju problemi u prenosnoj mreži BiH u bilo kojoj fazi analize sistema (u ustaljenom stanju ili u toku dinamičke analize), predložiće se mjere za rešenje ovih problema. Ovo se odnosi na regulaciju napona, kao i na gubitak sinhronizma konvencionalnih jedinica.

12.5 Poređenje saglasnosti Mrežnog kodeksa NOS BiH-a sa tarifnim pravilima Državne Regulatorne Agencije (DERK) u vezi sa solarnom energijom

Paralelno sa izradom studije, Parsons Brinckerhoff će razmotriti tehničke smjernice u NOS BiH Mrežnom kodeksu za priključenje solarnih PV postrojenja ili STE na prenosnu mrežu BiH. U zavisnosti od dobijenih rezultata studije, bit će predložene korekcije zahtjeva Mrežnog kodeksa, kao i implementacije novih zahtjeva.

Parsons Brinckerhoff će izvršiti poređenje saglasnosti Mrežnog kodeksa NOS BiH-a sa tarifnim pravilima Državne Regulatorne Agencije (DERK) u vezi sa solarnom energijom.

12.6 Prenos znanja i radionica

Predviđeno je da inženjeri NOS BiH rade zajedno sa inženjerima Parsons Brinckerhoffa u toku izrade projekta. Na početku izrade Elaborata biće ocijenjeno trenutno znanje NOS BiH inženjera vezano za solarne elektrane kako bi osigurali da su sve smjernice pružene na odgovarajućem nivou. Uzimajući u obzir količinu posla, predviđeno je da inženjeri NOS BiH-a daju aktivan i stvaran doprinos izradi projekta u fazi prikupljanja podataka kao i u fazi studija elektroenergetskih sistema.

Parsons Brinckerhoff će obezbijediti radionicu u trajanju od jedne nedjelje za do četiri inženjera NOS BiH-a. Tokom te nedjelje provedene sa PB timom u Srbiji, inženjeri Parsons Brinckerhoffa će pružiti specijalizovan i prilagođen trening koji se tiče internacionalne prakse pri planiranju elektroenergetskih sistema u vezi sa priključenjem solarnih elektrana kao i potrebne studije.

Ovaj trening će se sastojati od sljedećih tema:

- Analiza elektroenergetskih sistema
- Planiranje elektroenergetskih sistema

- Modelovanje solarnih elektrana u PSS/E
- Analiza tranzijentne stabilnosti
- Zahtjevi Mrežnog kodeksa
- Eksploatacija i regulacija elektroenergetskih sistema

Tačan program za radionicu će biti definisan i usaglašen sa NOS BiH-om u toku izrade projekta a u skladu sa zahtjevima klijenata.