

Integracija vjetro i solarnih izvora električne energije u EES BiH sa stanovišta regulacije



SADRŽAJ

1	Uvod.....	2
2	Balansiranje sistema u 2017	3
2.1	Odstupanje sistema.....	3
3	Kapaciteti za tercijarnu i sekundarnu regulaciju	4
3.1	Troškovi tercijarne i sekundarne regulacije, balansne energije i debalansa u 2017.....	5
3.1.1	Sekundarna regulacija	5
3.1.2	Tercijarna regulacija.....	6
3.1.3	Balansna energija	7
3.1.4	Debalans	7
4	Procjena potrebnog kapaciteta sekundarne regulacije	8
4.1	Procjena kapaciteta sekundarne regulacije	8
4.2	Udio VE i PV elektrana	9
4.3	Procjena troškova kapaciteta sekundarne regulacije	10
4.4	Procjena troškova dodatnih kapaciteta sekundarne i tercijarne rezerve	11
5	Problematika priključenja neupravljivih izvora na mrežu	13
6	Zaključci.....	15

1 UVOD

Po nalogu Državne regulatorne komisije za električnu energiju (DERK) NOSBiH je preuzeo aktivnosti na izradi analize koja će pokazati mogućnosti integracije neupravljivih izvora električne energije (vjetroelektrana i solarnih elektrana) sa stanovišta mogućnosti regulacije elektroenergetskog sistema. Ova analiza je dodatak Studiji „Procjena potrebne snage regulacione rezerve za integraciju VE u EES BiH“ koju je NOSBiH uradio u Julu 2017. godine, a koja je obuhvatila samo vjetroelektrane, kao jedan od neupravljivih izvora električne energije za kojim je u prethodnom periodu pokazano najveće interesovanje.

Međutim, uzimajući u obzir činjenicu da Bosna i Hercegovina raspolaže značajnim resursima energije sunčevog zračenja, kao i to da se u proteklom periodu aktuelizovalo interesovanje za investiranje u solarne kapacitete, neophodno je bilo izraditi analizu koja će dati odgovore o mogućnostima integracije solarnih elektrana i korelaciji rada sa vjetroelektranama, prije svega u pogledu korištenja zajedničke regulacione rezerve.

U uvodnom dijelu analize dat je pregled ostvarenih vrijednosti odstupanja sistema, konzuma, kao i potrebnih kapaciteta regulacione rezerve. Ovi podaci korišteni su i zbog komparacije sa podacima iz 2016.godine, kao indikator dobrog rada balansnog tržišta BiH, ali prvenstveno iz razloga jer se za analizu koristio probalistički model, zasnovan na istorijskim podacima, a u skladu sa ENTSO-E metodologijom. Kao i za studiju rađenu u julu 2017. godine, i za potrebe ove analize korišteni su satni podaci o planiranoj i ostvarenoj proizvodnji vjetroelektrana u Hrvatskoj (za 2017.god.), u kombinaciji sa satnim vrijednostima odstupanja regulacionog područja BiH. Za podatke o planiranoj i ostvarenoj proizvodnji solarnih elektrana korišteni su dostupni podaci sa „*ENTSO-E Transparency platform*“ iz sljedećih zemalja: Holandija, Bugarska, Njemačka, Španija, Portugal, Hrvatska i Slovenija.

Za prikaz korelacije rada vjetroelektrana i solarnih elektrana korišten je Pirsonov koeficijent (r), parametar koji se obično koristi za utvrđivanje postojanja povezanosti između dvije promjenljive, odnosno nizova podataka. Na osnovu statistike odstupanja (sistema BiH, VE i SE) određena je potrebna količina regulacione rezerve, a na osnovu tih varijabli urađena je procjena ukupnih troškova balansiranja. Troškovi balansiranja su analizirani na dva načina i to:

- kada se balansiranje odstupanja nastalih radom VE i SE vrši sekundarnom rezervom
- kada se balansiranje odstupanja nastalih radom VE i SE vrši kombinovano sekundarnom i tercijarnom rezervom.

U sklopu analize data je procjena udjela iznosa snage PV elektrana i VE, a na osnovu rezultata studije „Uticaj solarnih elektrana na elektroenergetski sistem BiH“ urađene 2014. godine.

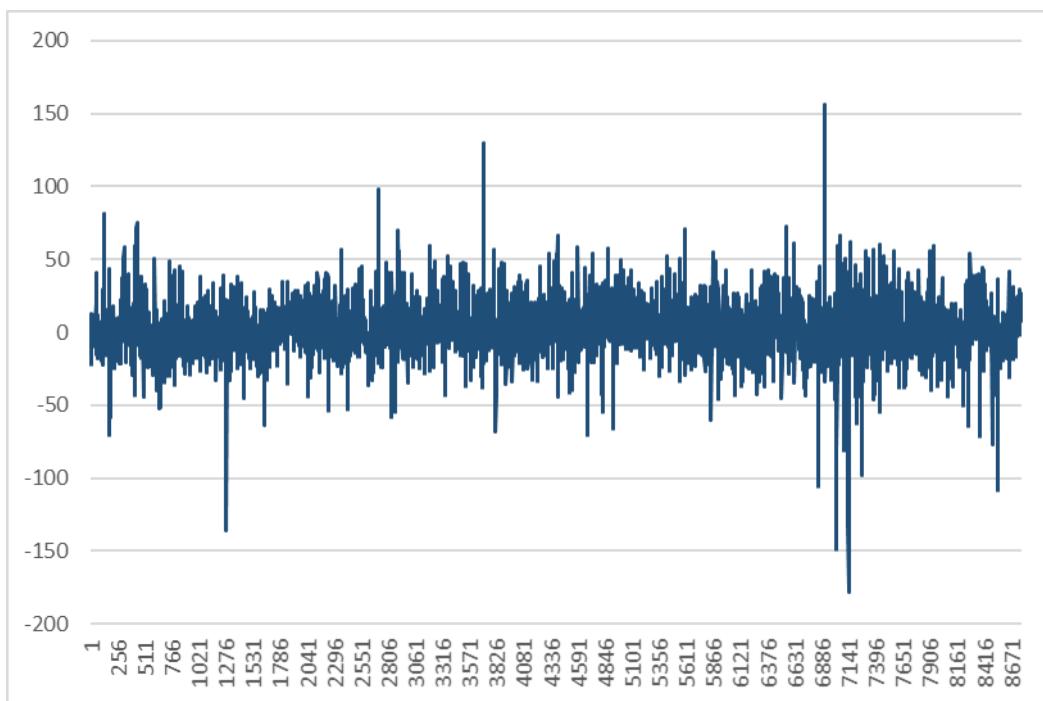
Na kraju analize je dat pregled potencijalnih lokacija vjetroelektrana sa prikazom njihovog planiranog priključenja, a sa ciljem da se ukaže i na problematiku nepostojanja prenosnih kapaciteta za integraciju svih planiranih proizvodnih objekata.

U zaključku analize dat je sažetak razmatranja iz prethodnih poglavlja, sa preporukama kako olakšati i omogućiti veći stepen integracije vjetroelektrana (VE) i solarnih (PV) elektrana i pri tim uslovima obezbijediti stabilan rad EES BiH.

2 BALANSIRANJE SISTEMA U 2017

2.1 Odstupanje sistema

Uvođenje balansnog tržišta u rad od 1.1.2016. godine imalo je za posljedicu smanjenje odstupanja regulacionog područja BiH, što se može vidjeti iz tabele 2.1. u kojoj su prikazani osnovni statistički podaci za 2016. i 2017. godinu. Takođe, primjenom balansnih mehanizama, došlo je do značajnog poboljšanja planiranja na vremenskom horizontu dan unaprijed od strane balansno odgovornih strana, što je dodatno uticalo na smanjenje odstupanja. Dijagram odstupanja za 2017. godinu prikazan je na slici 2.1.



Slika 2.1. Odstupanje EES BiH

Tabela 2.1 – Statistički podaci odstupanja za 2016. i 2017. godinu

(MW)	2016	2017
Maks. vrijednost	238,7	156,7
Min. Vrijednost	-313,5	-178,6
Srednja vrijednost (μ)	5,6	2,9
Standardna devijacija (σ)	21,8	14,6

U tabeli 2.2. je prikazana frekvencija odstupanja sa koracima od 10 MW za 2016 i 2017. godinu. Vrijednosti u tabeli samo potvrđuju činjenicu da je došlo do znatnog poboljšanja u smanjenju odstupanja. Tako na primjer, 91,5% odstupanja za 2016. godinu se nalazi u opsegu od ± 30 MW, odnosno 95,3% za 2017. godinu, dok za opseg od ± 20 MW iznose 85% i 89% za 2016. odnosno 2017. godinu.

Tabela 2.2 – Frekvencija ponavljanja odstupanja sistema

Opseg	Broj sati 2016	Broj sati 2017
-100	41	6
-90	2	1
-80	4	1
-70	1	4
-60	6	8
-50	13	13
-40	13	27
-30	46	63
-20	163	243
-10	622	709
0	2200	2415
10	3025	3298
20	1431	1144
30	549	473
40	283	219
50	149	89
60	79	33
70	57	6
80	32	4
90	28	1
100	17	3

3 KAPACITETI ZA TERCIJARNU I SEKUNDARNU REGULACIJU

Za terciarnu regulaciju obezbjeđuje se kapacitet nagore i nadole. Planirane vrijednosti tercijske rezerve se određuju na osnovu zajedničke raspodjele kapaciteta na nivou bloka SHB, dok se potrebni iznosi regulacione rezerve obezbjeđuju putem javnih nabavki.

U tabelama 3.1. i 3.2. prikazane su planirane i realizovane vrijednosti kapaciteta tercijske regulacije, nagore i nadole, za 2017.god. Iz tabela se vidi da realizovane vrijednosti tercijske rezerve nisu pratile planirane vrijednosti što je bio slučaj i u 2016.

Tabela 3.1. Vrijednosti mFRR nagore u 2017.

(MW)	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Plan	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196
Real.	170	194	193	194	196	195	190	187	156	167	169	140

Tabela 3.2. Vrijednosti mFRR nadole u 2017.

(MW)	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Plan	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
Real.	45	53	51	50	43	38	44	51	49	19	43	60

Kod određivanja kapaciteta za sekundarnu regulaciju koristi se deterministički pristup koji je definisan u Tržišnim pravilima. Kapaciteti za sekundarnu regulaciju se određuju za vršne i nevršne sate. U tabeli 3.3. prikazani su potrebni kapaciteti za sekundarnu regulaciju u vršnim i nevršnim satima

Tabela 3.3. Potrebni kapacitet za sekundarnu regulaciju u toku vršnog (06-24) i nevršnog opterećenja (00-06)

(MW)	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Vršno opt.	55	51	51	47	45	45	47	45	46	50	53	56
Nevršno opt.	35	32	33	30	29	30	30	30	30	31	33	36

U tabeli 3.4 je prikazan realizovani kapacitet sekundarne regulacije po koracima od 5 MW. Iz tabele se vidi da je za 23,28% vremena na nivou godine što je ekvivalentno 2039 sati, realizacija bila nula, dok je za 50,55% ukupnog vremena kapacitet bio ispod 35 MW.

Tabela 3.4.Broj sati realizovanog aFRR

Koraci aFRR (MW)	Broj sati	(%)
0	2039	23,28%
5	260	26,24%
10	333	30,05%
15	215	32,50%
20	342	36,40%
25	505	42,17%
30	370	46,39%
35	364	50,55%
40	794	59,61%
45	1011	71,15%
50	1468	87,91%
55	903	98,22%
60	156	100,00%

Za analizirani period (2017. godina) kada na mreži nije bilo instalisanih kapaciteta iz VE i SE, ovakvo stanje, nerealizovanog kapaciteta sekundarne regulacije, ne predstavlja veći problem za odstupanje EES. Za razliku od toga, za slučaj veće integracije neupravljivih izvora ovo može imati za rezultat nemogućnost adekvatnog balansiranja, a samim tim i povećanje odstupanja EES BiH.

3.1 Troškovi tercijarne i sekundarne regulacije, balansne energije i debalansa u 2017.

3.1.1 Sekundarna regulacija

U toku 2017. godine NOSBiH je raspolagao u prosjeku sa 4 MW kapaciteta sekundarne regulacije u periodu nevršnog opterećenja (00:00 – 06:00), odnosno sa 36 MW u periodu vršnog opterećenja (06:00–24:00), što čini 12,25%, odnosno 72,03% potrebne sekundarne regulacije. Trošak realizovanog kapaciteta sekundarne regulacije u 2017. godini iznosio je 9.946.693 KM.

Prosječna cijena kapaciteta sekundarne regulacije u periodu nevršnog opterećenja na godišnjem nivou po MW je bila 88.221,8 KM/MW (prosječna cijena u 2016. godini je bila niža i iznosila je 79.219,7 KM/MW).

Prosječna cijena kapaciteta sekundarne regulacije u periodu vršnog opterećenja na godišnjem nivou po MW je bila 267.800,3 KM/MW (prosječna cijena u 2016. godini je takođe bila niža i iznosila je 217.998,3 KM/MW).

U tabelama 3.5. i 3.6. su prikazane potrebne i realizovane prosječne vrijednosti kapaciteta sekundarne regulacije na mjesečnom i godišnjem nivou sa troškovima (cijene svedene na jedan (1) sat).¹

Tabela 3.5. Sekundarna rezerva - nevršno opterećenje

		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2017
Potrebni kapacitet	MW	35	32	33	30	29	30	30	30	30	31	33	36	31,59
Realizovani kapacitet	MW	6	3	12	1	2	2	0	1	0	0	0	21	4,13
Realizovani kapacitet	%	19%	8%	37%	4%	9%	7%	0%	3%	1%	0%	1%	58%	12,25%
Trošak kapaciteta	x1000 KM	48,6	17,5	87,9	8,3	18,1	17,3	0	7,3	1,5	0	1,5	156,5	364,5

Tabela 3.6. Sekundarna rezerva - vršno opterećenje

		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2017
Potrebni kapacitet	MW	55	51	51	47	45	45	47	45	46	50	53	56	49,25
Realizovani kapacitet	MW	44	42	45	37	31	35	34	34	35	18	27	47	35,78
Realizovani kapacitet	%	76%	82%	88%	81%	69%	76%	74%	75%	76%	37%	51%	82%	72%
Trošak kapaciteta	x1000 KM	992,3	908,6	1,007,5	838,9	700,3	783,8	763,2	771,5	751,7	411,8	586,5	1.065,9	9.582,2

3.1.2 Tercijarna regulacija

U toku 2017. godine NOSBiH je raspolagao u prosjeku sa 179 MW kapaciteta nagore, odnosno sa 45 MW nadole, što čini 91,35 %, i 68,81 % potrebnog kapaciteta nagore i nadole, respektivno. Trošak realizovanog kapaciteta u 2017. godini iznosio je 9.887.113 KM za nagore i 442.966 KM za nadole.

Prosječna cijena kapaciteta nagore na godišnjem nivou po MW je bila 55.220,5 KM/MW (prosječna cijena u 2016. godini je bila viša i iznosila je 77.511,2 KM/MW).

Prosječna cijena kapaciteta nadole na godišnjem nivou po MW je bila 9.754,5 KM/MW (prosječna cijena u 2016. godini je bila viša i iznosila je 13.499,6 KM/MW godišnje).

¹ Prikazane vrijednosti kapaciteta u tabelama su prosječne, što znači da je u pojedinim satima kapacitet FRR bio jednak nuli.

U sljedećim tabelama 3.7. i 3.8. su prikazane potrebne i realizovane prosječne vrijednosti kapaciteta tercijarne regulacije na mjesecnom i godišnjem nivou sa troškovima.

Tabela 3.7. Kapacitet nagore

		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2017
Potrebni kapacitet	<i>MW</i>	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196.00
Realizovan i kapacitet	<i>MW</i>	170	194	193	194	196	195	190	187	156	167	169	140	179.05
Realizovan i kapacitet	<i>%</i>	87%	99%	99%	99%	100%	99%	97%	95%	80%	85%	86%	71%	91.4%
Trošak kapaciteta	<i>x1000 KM</i>	746	849,5	767,5	746,4	753,8	962,6	1.072,4	1.058,2	714,5	782	780,6	653,5	9,887,1

Tabela 3.8. Kapacitet nadole

		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2017
Potrebni kapacitet	<i>MW</i>	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66.00
Realizovani kapacitet	<i>MW</i>	45	53	51	50	43	38	44	51	49	19	43	60	45.41
Realizovani kapacitet	<i>%</i>	68%	80%	77%	75%	65%	58%	66%	77%	75%	29%	66%	91%	68.8%
Trošak kapaciteta	<i>x1000KM</i>	37,4	40,9	40,8	41,8	43,1	31,9	35,9	40,4	37,7	13,2	31,8	47,9	443

3.1.3 Balansna energija

U toku 2017. godine angažovano je 49.431 MWh balansne energije nagore (injektovana električna energija u sistem) po prosječnoj cijeni od 157,42 KM/MWh.

Angažovana balansna energija nadole (preuzimanje električne energije iz sistema) u 2017. godini iznosila je 34.117 MWh. Prosječna cijena ove energije iznosila je 42,17 KM/MWh, uzimajući u obzir i električnu energiju sa negativnom cijenom.

3.1.4 Debalans

Prosječne cijene debalansa za 2017. godinu iznosile su 119,06 KM/MWh za ostvareni manjak i 44,97 KM/MWh za ostvareni višak električne energije. Cijene debalansa su se kretale u širokom opsegu od -500,00 KM/MWh do +475,55 KM/MWh.

4 PROCJENA POTREBNOG KAPACITETA SEKUNDARNE REGULACIJE

4.1 Procjena kapaciteta sekundarne regulacije

Za procjenu potrebnog iznosa kapaciteta za EES BiH razmatrana je 2017. godina. Za potrebe analize primjenjena je Pirsonova korelacija (r) koja je najčešće korišteni metod kod proračuna ovakve prirode. Pirsonov koeficijent korelacije može imati vrijednosti od -1 do +1. Korelacija je pozitivna ukoliko je vrijednost koeficijenta $0 < r < 1$, odnosno negativna za $-1 < r < 0$. za vrijednosti koeficijenta za $-0,2 < r < 0,2$ se može reći da je korelacija veoma slaba ili ako je veoma bliska nuli da ne postoji.

Na osnovu raspoloživih podataka preuzetih sa ENTSO-E platforme za transparentnost i proračuna Pirsonovog koeficijenta za nekoliko evropskih zemalja, prikazanih u sljedećoj tabeli, vidi se da između odstupanja VE i PV elektrana od planiranih vrijednosti proizvodnje ne postoji korelacija. Takođe, u tabeli je, kao informacija, prikazan instalisani kapacitet vjetroelektrana i PV elektrana, kao i standardna devijacija njihovog odstupanja.

Tabela 4.1. Proračun Pirsonovog koeficijenta

	PV inst.	StD PV	VE inst.	StD VE	r
Španija	6720	158	22834	135	-0,04316
Bugarska	1043	79	701	99	-0,01366
Holandija	2039	25	3479	325	-0,00736
Portugal	261	23	5028	205	-0,04455
Njemačka	41449	667	52698	1306	-0,02228
Belgija	2953	181	2622	277	0,04741
Hrvatska	20	2,6	540	37	-0,01743
Slovenija	275	12	0	0	

Za procjenu potrebnog iznosa kapaciteta za EES BiH u obzir su uzeti statistički pokazatelji ostvarenja odstupanja EES BiH, odstupanja proizvodnje vjetroelektrana u Hrvatskoj (instalisani kapacitet 540 MW) i PV elektrana u Sloveniji (instalisani kapacitet 275 MW) (tabela 4.2.). Zbrajanjem vrijednosti ovih odstupanja dolazi se do sljedećih statističkih podataka za ukupna odstupanja pri čemu treba imati u vidu da statistički podaci za sumu navedenih odstupanja nisu jednaki sumi statističkih podataka pojedinih odstupanja što se može i uočiti u tabeli 4.2.

Tabela 4.2. Statistika odstupanja EES BiH, VE i PV elektrana

(MW)	ACE BiH	VE HR	PV SLO	Suma odstupanja
Maks. vrijednost	213	209	64	213
Min. vrijednost	-207	-201	-62	-207
Srednja vrijednost (μ)	2,9	1,2	-1,5	2,5
Standardna devijacija (σ)	14,6	36,6	11,7	41

Množenjem vrijednosti standardne devijacije (σ) s koeficijentom (z) 1,96; 2,33 ili 2,57 za 95%, 98% ili 99% vjerovatnoće pokrivenosti odstupanja respektivno, dobiće se potreban iznos kapaciteta koji je i prikazan u sljedećoj tabeli.

Tabela 4.3. Procjena kapaciteta

Vjerovatnoća	95%	98%	99%
z	1,96	2,33	2,57
aFRR ($z^* \sigma$)	80	96	105

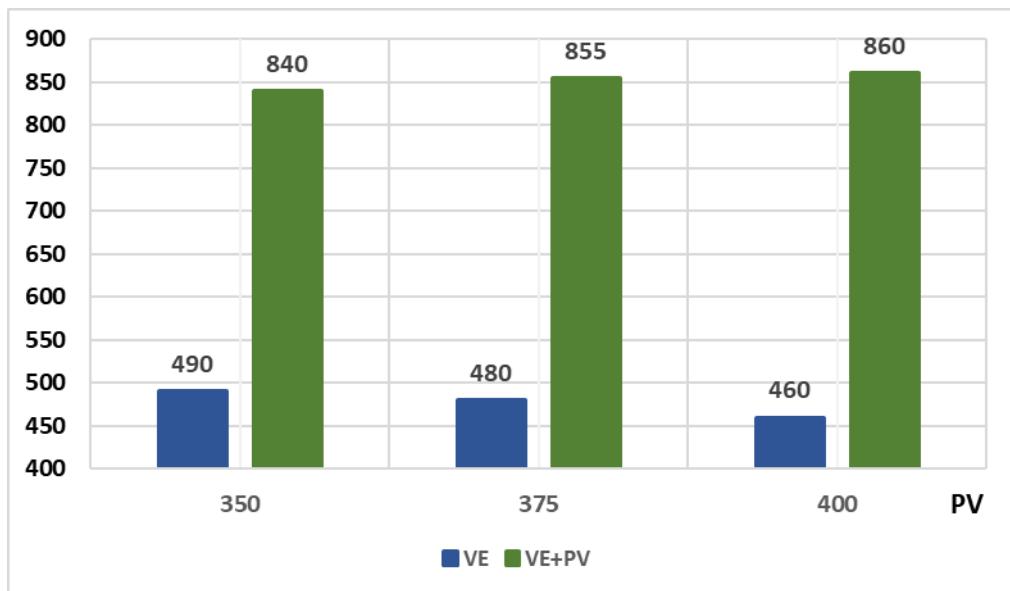
Iznos kapaciteta sekundarne regulacije za 540 MW VE i 275 MW za vjerovatnoću od 99% pokrivenosti odstupanja iznosi 105 MW, što je u odnosu na prethodne analize za približan kapacitet VE znatno manje. Na primjer, u analizi iz jula 2017, za iznos od 500 MW VE potreban kapacitet sekundarne regulacije za 99% pokrivenosti odstupanja je iznosio 152 MW. Na iznos ovih kapaciteta znatno utiče korelacija rada VE i PV, način planiranja proizvodnje, zatim geografska raspodjeljenost i naponski nivo priključenja PV elektrana. Veoma bitan faktor koji treba napomenuti pri procjeni kapaciteta jeste da Hrvatska već duži period stvara bazu podataka neophodnih za prognozu proizvodnje pri čemu je kvalitet same prognoze znatno poboljšan. Ovaj proces u BiH treba tek da počne i ukoliko integracija neupravljivih izvora bude značajna, posebnu pažnju treba posvetiti procesu planiranja, bez obzira na planove koje budu dostavljali proizvođači, odnosno balansno odgovorne strane. Kao primjer može se navesti da TSO-vi sa većim stepenom integracije obnovljivih izvora (VE i PV) imaju sopstvene centre za praćenje i planiranje rada proizvodnje iz ovakvih izvora, pri čemu rezultati rada centra premašuju očekivanja, što se može vidjeti i u tabeli 4.1. Takođe, na smanjenje procjenjenog iznosa potrebnog kapaciteta sekundarne regulacije u odnosu na prethodne analize, značajno je uticalo smanjenje odstupanja EES BiH, što je direktna posljedica uvođenja balansnog tržišta.

Mjesto priključenja i kapacitet PV elektrana može znatno uticati na iznose odstupanja. Priključenjem PV elektrana na nižem distributivnom naponskom nivou, efekat samoregulacije (poništavanje odstupanja između samih PV elektrana ili PV elektrana i lokalnog konzuma) uslijed geografske raspodjeljenosti dolazi do izražaja, dok priključenje PV elektrana većih instaliranih snaga direktno na prenosnu mrežu može uticati na povećanje odstupanja, a samim tim i do potrebe za većim iznosima regulacione rezerve.

4.2 Udio VE i PV elektrana

Kako je i navedeno u tački 4.1. udio kapaciteta VE i PV elektrana je izračunat na osnovu podataka o planiranoj i realizovanoj proizvodnji VE u Hrvatskoj i PV elektrana u Sloveniji, sa ukupnim instalanim kapacitetom od 540 MW i 275 MW respektivno (tabela 4.1.).

Na bazi tih rezultata, na slici 4.1. prikazana su tri moguća scenarija integracije VE i PV pri čemu je za sve scenarije raspodjele potreban iznos procjenjenog kapaciteta sekundarne regulacije isti.



Slika 4.1. Normalna kriva raspodjele odstupanja BiH i odstupanja proizvodnje VE

Ukoliko se kao polazna tačka (prema preporuci DERK) uzmu rezultati studije „Uticaj solarnih elektrana na elektroenergetski sistem BiH” gdje je maksimalno dozvoljena snaga integracije PV elektrana u EES BiH 400 MW, udio VE iznosi oko 460 MW, što je za 110 MW više u odnosu na trenutno odobrenu maksimalnu snagu prihvata iz VE.

Za ove vrijednosti instalisanih kapaciteta VE i PV (460 MW i 400 MW) je u nastavku izvršen proračun troškova balansiranja.

4.3 Procjena troškova kapaciteta sekundarne regulacije

Na osnovu dobijenih vrijednosti kapaciteta sekundarne regulacije iz tabele 4.3. izvršena je procjena godišnjih troškova kapaciteta sekundarne regulacije za scenario instalisane snage od 460 MW vjetroelektrana i instalisane snage 400 MW PV elektrana. Procjena je pravljena za različite vjerovatnoće pokrivenosti odstupanja (95%, 98% i 99%) prema prosječnim cijenama kapaciteta sekundarne regulacije po MW ostvarenim u 2017. godini za nevršne i vršne sate, što je pokazano u tabeli 4.4.

Tabela 4.4. Procjena godišnjih troškova kapaciteta sekundarne regulacije prema troškovima iz 2017. godine.

VE / PV (MW)	460/400
Sekundarna rezerva (95%)	80
God. troškovi kapaciteta nevršni sati (KM)	7,057,744.0
God. troškovi kapaciteta vršni sati (KM)	21,424,024.0
Ukupni god. troškovi (KM)	28,481,768.0
Sekundarna rezerva (98%)	96
God. troškovi kapaciteta nevršni sati (KM)	8,469,292.8
God. troškovi kapaciteta vršni sati (KM)	25,708,828.8
Ukupni god. troškovi (KM)	34,178,121.6
Sekundarna rezerva (99%)	105
God. troškovi kapaciteta nevršni sati (KM)	9,263,289.0
God. troškovi kapaciteta vršni sati (KM)	28,119,031.5
Ukupni god. troškovi (KM)	37,382,320.5

4.4 Procjena troškova dodatnih kapaciteta sekundarne i tercijarne rezerve

Poređenje procijenjenih troškova dodatnih kapaciteta za slučaj da se umjesto dodatne sekundarne rezerve za balansiranje neželjenih odstupanja koristi tercijarna rezerva dato je u sljedećoj tabeli. Potrebni kapacitet sekundarne regulacije u 2017. godini, kao i prethodnih godina je oko 50 MW, tako da je za balansiranje neželjenih odstupanja za navedene scenarije integrisanih VE i PV potrebno 30, 46 i 55 MW dodatne regulacione rezerve za vjerovatnoću pokrivenosti odstupanja 95%, 98% i 99%. Kada bi se dodatna sekundarna regulacija zamijenila sa tercijarnom regulacijom, troškovi balansiranja neželjenih odstupanja bi se smanjili za 8,7 miliona KM do 16 miliona KM u zavisnosti od vjerovatnoće pokrivenosti odstupanja.

Tabela 4.5. Procjena dodatnih godišnjih troškova kapaciteta sekundarne regulacije i dodatnih godišnjih troškova kapaciteta tercijarne regulacije prema troškovima iz 2017. godine.

Sek. rezerva VE/SE (MW)	460/400	Terc. rezerva VE/SE (MW)	460/400
Dodatna sek. rez. (95%) (MW)	30	Dodatna terc. rezerva (95%) MW	30
God. troškovi nevršni sati(95%) (KM)	2.646.654	Dodatna rez. nagore (95%) MW	1.656.615
God. troškovi vršni sati (95%) (KM)	8.034.009	Dodatna rez. nadole (95%) MW	292.635
Ukupni god. troškovi (95%) (KM)	10.680.663	Ukupni god. troškovi (95%) KM	1.949.250
Dodatna sek. rez. (98%) (MW)	46	Dodatna terc. rezerva (98%) MW	46
God. troškovi nevršni sati (98%) (KM)	4.058.203	Dodatna rez. nagore (98%) MW	2.540.143
God. troškovi vršni sati (98%) (KM)	12.318.814	Dodatna rez. nadole (98%) MW	448.707
Ukupni god. troškovi (98%) KM	16.377.017	Ukupni god. troškovi (98%) KM	2.988.850
Dodatna sek. rez. (99%) (MW)	55	Dodatna terc. rezerva (99%) MW	55
God. troškovi nevršni sati (99%) (KM)	4.852.199	Dodatna rez. nagore (99%) MW	3.037.127
God. troškovi vršni sati (99%) (KM)	14.729.016	Dodatna rez. nadole (99%) MW	536.497
Ukupni god. troškovi (99%) KM	19.581.215	Ukupni god. troškovi (99%) KM	3.573.625

5 PROBLEMATIKA PRIKLJUČENJA NEUPRAVLJIVIH IZVORA NA MREŽU

Najveći broj zahtjeva za priključenje VE na prenosnu mrežu nalazi se na području Livna, Posušja i Tomislavgrada. S obzirom na ukupan iznos snage za priključenje, kriterij sigurnosti prenosne mreže na ovom području se dovodi u pitanje. Ukoliko pojačanje prenosne mreže na ovom području ne bude pratiло stepen izgradnje VE, očigledno je da svi navedeni kapaciteti iz tabele 5.1. neće moći biti priključeni na prenosnu mrežu u skladu sa trenutno definisnim uslovima priključenja. Međutim, bilo kakvo proširenje prenosne mreže, bilo da se radi o izgradnji novih vodova ili pojačanju postojećih, zahtjeva određeni vremenski period. Uvažavajući činjenicu da sama izgradnja VE i PV traje kraće nego izgradnja dalekovoda i da je proces puštanja u rad ovih objekata relativno kratak, ovoj problematici se treba pristupiti veoma ozbiljno kako se sigurnost prenosne mreže u ovom području ne bi dovodila u pitanje.

U sljedećim tabelama dat je pregled revidovanih Elaborata za priključak VE na prenosnu mrežu kao i šematski prikaz priključenja VE na području Livna, Posušja i Tomislavgrada.

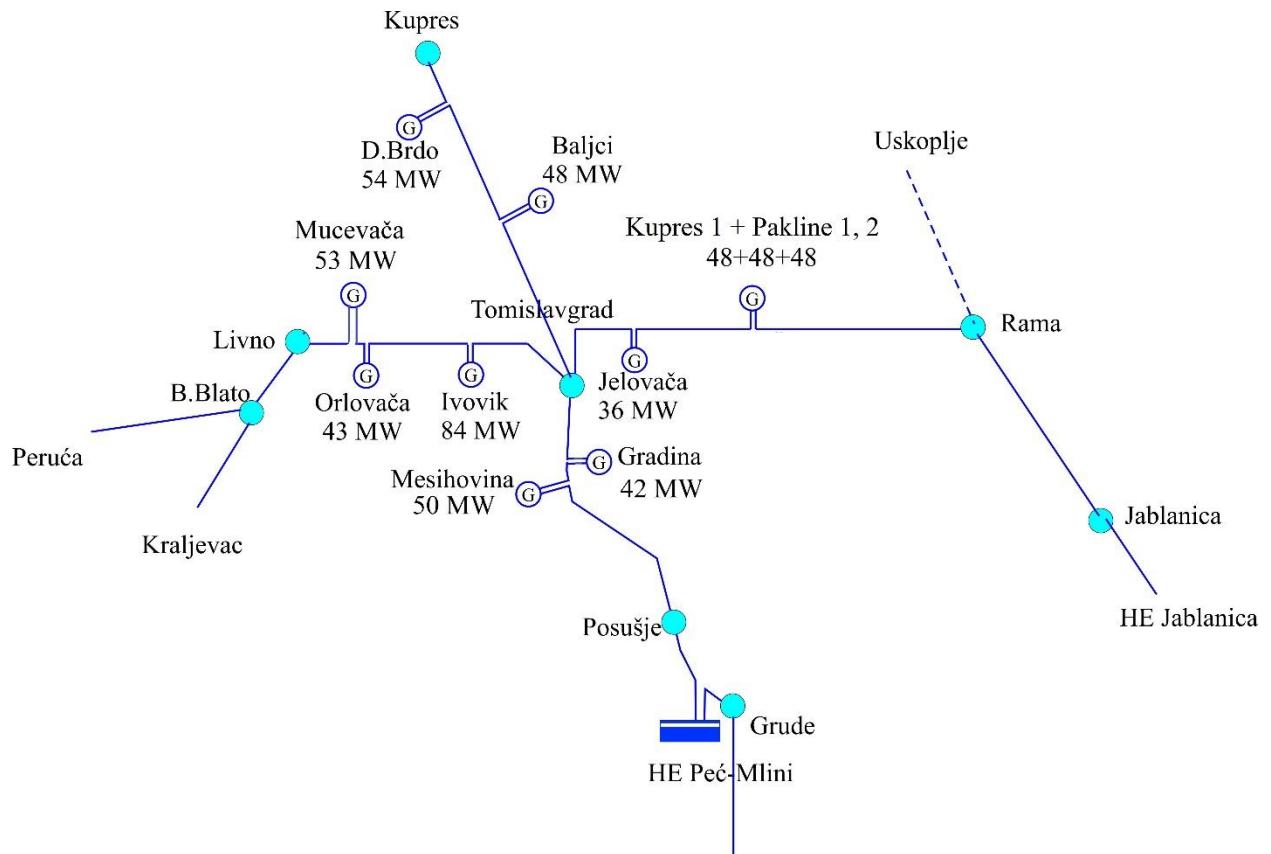
Tabela 5.1. Tabela revidovanih elaborata za priključak vjetroelektrana na prenosnu mrežu na području Tomislavgrada, Livna i Kupresa.

	Vjetroelektrana	Snaga (MW)	Priključak
1	Debelo Brdo	54	DV 110 kV Tomislavgrad - Kupres
2	Jelovača	36	DV 110 kV Tomislavgrad - Rama
3	Orlovača	42	DV 110 kV Tomislavgrad - Livno
4	Ivovik	84	DV 110 kV Tomislavgrad - Livno
5	Baljci	48	DV 110 kV Tomislavgrad - Kupres
6	Kupres 1	48	DV 110 kV Tomislavgrad – Rama
7	Pakline 1	48	DV 110 kV Tomislavgrad – Rama
8	Pakline 2	48	DV 110 kV Tomislavgrad – Rama
9	Mesihovina	50	DV 110 kV Tomislavgrad – Posušje
10	Gradina	42	DV 110 kV Tomislavgrad – G. Brišnik
11	Mucevača	53	DV 110 kV Tomislavgrad - Livno
Ukupno		553	

Tabela 5.2. Tabela revidovanih elaborata za priključak vjetroelektrana na drugim lokacijama

	Vjetroelektrana	Snaga (MW)	Priključak
1	Podveležje	48	DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 2
2	Trusina	51	DV 110 kV Bileća - Stolac
3	Podveležje 2 (E3)	48	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 9
4	Pločno	48	DV 110 kV HE Jablanica – Mostar 2
	Ukupno	195	

Ukupna planirana instalisana snaga 748 MW, od toga 687 u Federaciji BiH i 51 MW u Republici Srpskoj.



Slika 5.1. Grafički prikaz uklapanja VE na području Tomislavgrada, Livna i Kupresa

6 ZAKLJUČCI

1. Problemi u upravljanju i eksploataciji elektroenergetskog sistema pri integraciji neupravljivih izvora, VE i PV, sa stanovišta regulacije proizvodnje iz ovih izvora, su posljedica kvaliteta i kvantiteta pomoćnih usluga. Evidentno je da i dalje postoje problemi u obezbjeđivanju potrebnih rezervi kapaciteta regulacione rezerve, što može dovesti do problema prilikom balansiranja EES-a sa većim stepenom integracije VE i PV, posebno u noćnim satima za slučaj nižeg konzuma i veće proizvodnje VE. Takođe, ovaj problem može biti izražen i u vršnim satima, odnosno u dnevnom periodu kada je injektiranje energije proizvedene u PV elektranama maksimalno.
2. Procjena potrebnog kapaciteta sekundarne regulacije urađena je probabilističkim pristupom na osnovu satnih podataka ostvarenih odstupanja EES BiH za 2017. godinu, odstupanja proizvodnje vjetroelektrana u Hrvatskoj (instalisani kapacitet 540 MW) i PV elektrana u Sloveniji (instalisani kapacitet 275 MW), korištenjem Pirsonove korelacij (r) na raspoložive podatke planirane i ostvarene proizvodnje VE i PV preuzete sa ENTSO-E platforme za transparentnost. Dobijeni rezultati su pokazali da za odstupanja VE i PV elektrana ne postoji korelacija, te da potrebni kapaciteti sekundarne regulacije za 95%, 98% ili 99% vjerovatnoće pokrivenosti odstupanja iznose 80 MW, 96 MW i 105 MW.
3. Za iznos instalisanih kapaciteta PV elektrana od 400 MW (rezultati studije „Uticaj solarnih elektrana na elektroenergetski sistem BiH“) i pri istim kapacitetima sekundarne regulacije, udio VE iznosi oko 460 MW.
4. Za instalisane kapacitete VE i PV elektrana od 460 i 400 MW respektivno, procijenjeni godišnji troškovi kapaciteta sekundarne regulacije na osnovu ostvarenih troškova u 2017. godini iznose od 28,5 miliona KM za 95%, do 37,4 miliona KM za 99% vjerovatnoće pokrivenosti odstupanja.
5. U slučaju kombinovanog pristupa balansiranju (sekundarnom i tercijarnom regulacijom), za 50 MW kapaciteta sekundarne regulacije (prosjek prethodnih godina), dodatni kapaciteti tercijarne rezerve su 30 MW, 46 MW i 55 MW za 95%, 98% i 99% vjerovatnoće pokrivenosti odstupanja. Na taj način troškovi obezbjeđenja kapaciteta bi se smanjili za 8,7 miliona KM za 95% do 16 miliona KM za 99% vjerovatnoće pokrivenosti odstupanja.
6. Posebnu pažnju treba posvetiti planiranju proizvodnje PV i VE elektrana. Na osnovu iskustava evropskih TSO-a s većim stepenom integracije ovih izvora pokazalo se da centralno planiranje proizvodnje od strane operatora sistema prilikom vođenja sistema znatno utiče na smanjenje potrebnih kapaciteta sekundarne regulacije, a samim tim i troškove balansiranja. Ovakvo planiranje uzima u obzir ukupne instalisane kapacitete VE i PV elektrana i njihovu geografsku raspodjeljenost bez obzira što se samo planiranje radi i na nivou samih elektrana.
7. Pored problema koji se odnose na nedovoljne količine regulacione rezerve, sigurnost prenosnog sistema na području izgradnje VE može doći u pitanje ukoliko se na vrijeme ne preduzmu aktivnosti koje se odnose na pojačanje prenosne mreže, koje će pratiti dinamiku izgradnje i priključenja VE.
8. Važno je napomenuti da će integracija VE i PV dovesti do porasta troškova upravljanja EES BiH. Na osnovu analize je pokazano da se sa boljim planiranjem proizvodnje VE i PV elektrana mogu znatno smanjiti troškovi balansiranja, što zahtjeva i stalno poboljšanje pravila i procedura koje se odnose na planiranje, balansne mehanizme i upravljanje.