

ECA

ECONOMIC
CONSULTING
ASSOCIATES



**Projekt podrške direktnom
finansiranju održivih nergetskih
sistema zapadnog Balkana: Jačanje
institucionalnih kapaciteta**

**Projekt br 11:
Bosna i Hercegovina:
Analiza integracije vjetroelektrana u
elektroenergetski sistem i tržišna
pravila**

**Zadatak 3: Potrebna pojačanja
mreže i planiranje investicija**

**Konačni izvještaj
Decembar 2011**

**Za NOS BiH i EBRD
Finansirano od strane EBRD-a**

Economic Consulting Associates Limited
41 Lonsdale Road, London NW6 6RA, UK
tel: +44 20 7604 4545, fax: +44 20 7604 4547
<http://www.eca-uk.com>

Sadržaj

1	Uvod	1
2	Kritični elementi prenosnog sistema uzimajući u obzir integraciju vjetroelektrana	3
2.1	Područje Mostara	3
2.2	Područje Gruda i Posušja	5
2.3	Područje Livna	7
2.4	Područje Bugojna i Kupresa	10
2.5	Područje Novog Travnika i Zenice	13
3	Dodatne investicije u prenosnoj mreži	16
3.1	Dodatne investicije za scenario A integracije vjetroelektrana (150 MW)	16
3.2	Dodatne investicije za podscenario A1 integracije vjetroelektrana (200 MW)	16
3.3	Dodatne investicije za scenario B integracije vjetroelektrana (300 MW)	17
3.4	Dodatne investicije za scenario C integracije vjetroelektrana (600 MW)	18
3.5	Dodatne investicije za scenarije D1 i D2 integracije vjetroelektrana (900 MW)	18
3.6	Rekapitulacija dodatnih investicija za integraciju vjetroelektrana	20
3.7	Socijalna politika i zaštita okoliša	21
4	Procjena dodatnih troškova prenosa	22
4.1	Jedinične cijene	22
4.2	Dodatni troškovi investicija u scenariju A integracije vjetroelektrana	23
4.3	Dodatni troškovi investicija u podscenariju A1 integracije vjetroelektrana	23
4.4	Dodatni troškovi investicija u scenariju B integracije vjetroelektrana	24
4.5	Dodatni troškovi investicija u scenariju C integracije vjetroelektrana	24
4.6	Dodatni troškovi investicija u scenariju D1 integracije vjetroelektrana	25
4.7	Dodatni troškovi investicija u scenariju D2 integracije vjetroelektrana	26

4.8	Rekapitulacija dodatnih troškova investicija uzrokovanih integracijom vjetroelektrana	27
5	Dodatni zahtjevi za P/f i Q/U regulaciju izazvani integracijom vjetroelektrana	29
5.1	P/f regulacija	29
5.2	Q/U regulacija	30
6	Dodatni troškovi proizvodnje	32
6.1	Uticaj vjetra na konvencionalnu proizvodnju	32
6.1.1	Model dispečiranja proizvodnje	32
6.1.2	Pretpostavke u osnovnom scenariju	34
6.1.3	Rezultati za osnovni scenario	39
6.1.4	Uticaj proizvodnje iz vjetroelektrana – pregled	41
6.1.5	Uticaj energije vjetra na troškove proizvodnje – Scenario A	43
6.1.6	Uticaj energije vjetra na troškove proizvodnje – Scenario B	45
6.1.7	Uticaj energije vjetra na troškove proizvodnje – Scenario C	47
6.1.8	Uticaj energije vjetra na troškove proizvodnje – Scenario D1	49
6.1.9	Uticaj energije vjetra na troškove proizvodnje - rekапитулација	50
6.2	Obezbeđenje rezerve	53
6.2.1	Određivanje vrijednosti rezerve	53
6.2.2	Procjena rezerve	57
6.2.3	Troškovi obezbjeđenja rezerve	58
6.2.4	Ključne lekcije o troškovima rezerve	63
7	Sažetak, zaključci i ključne preporuke	64
7.1	Kritična područja za integraciju vjetroelektrana	64
7.2	Integracija 150 MW iz vjetroelektrana (Scenario A)	64
7.3	Integracija 200 MW iz vjetroelektrana (podscenario A1)	65
7.4	Integracija 300 MW iz vjetroelektrana (Scenario B)	65
7.5	Integracija 600 MW iz vjetroelektrana (Scenario C)	65
7.6	Integracija 900 MW iz vjetroelektrana (Scenario D1)	66
7.7	Integracija 900 MW iz vjetroelektrana (Scenario D2)	66
7.8	Dodatni zahtjevi za P/f regulaciju	67
7.9	Dodatni zahtjevi za Q/U regulaciju	67
7.10	Uticaj integracije vjetroelektrana na proizvodnju iz koncencionalnih izvora	68

7.11	Uticaj proizvodnje VE na troškove rezerve	68
8	Literatura	69

Tabele

Tabela 1 Osnovni parametri DV 110 kV Mostar 4 - Široki Brijeg	3
Tabela 2 Osnovni parametri DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6	4
Tabela 3 Osnovni parametri kritičnih vodova u području Gruda i Posušja	6
Tabela 4 Osnovni parametri kritičnih vodova u području Livna	8
Tabela 5 Osnovni parametri kritičnih vodova u području Bugojna i Kupresa	11
Tabela 6 Osnovni parametri kritičnih vodova u području N. Travnika i Zenice	14
Tabela 7 Dodatne investicije u prenosnu mrežu	20
Tabela 8 Jedinične cijene korištene za proračun troškova	22
Tabela 9 Dodatne investicije u prenosni sistem za scenario A	23
Tabela 10 Dodatne investicije u prenosni sistem za scenario B	24
Tabela 11 Dodatne investicije u prenosni sistem za scenario C	25
Tabela 12 Dodatne investicije u prenosni sistem za scenario D1	25
Tabela 13 Dodatne investicije u prenosni sistem za scenario D2	26
Tabela 14 Dodatne investicije u prenosni sistem za scenarije integracije vjetroelektrana	28
Tabela 15 Porast potrošnje u BiH – osnovni scenario	34
Tabela 16 Osnovne karakteristike konvencionalnih elektrana	37
Tabela 17 Rekapitulacija rezultata - osnovni scenario	41
Tabela 18 Uticaj energije vjetra na konvencionalnu proizvodnju - Scenario A	44
Tabela 19 Uticaj energije vjetra na konvencionalnu proizvodnju - Scenario B	45
Tabela 20 Uticaj energije vjetra na konvencionalnu proizvodnju - Scenario C	47
Tabela 21 Uticaj energije vjetra na konvencionalnu proizvodnju - Scenario D1	49

Tabela 22 Rekapitulacija neto troškova potrošača zbog uvođenja VE	52
Tabela 23 Maksimalna potrebna dodatna rezerva	58
Tabela 24 Neto trošak rezerve za potrošača, ako se sva energija vjetra tretira kao energija preljeva	59
Tabela 25 Neto troškovi rezerve za potrošače koristeći hibridni model sa rezervom u HE zbog neraspoloživosti energije vjetra	60
Tabela 26 Neto troškovi rezerve za potrošače koristeći hibridni model sa rezervom u TE zbog neraspoloživosti energije vjetra	62

Slike

Slika 1 Kritični vodovi u području Mostara	4
Slika 2 Kritični vodovi u području Gruda i Posušja	5
Slika 3 Kritični vodovi u području Livna	8
Slika 4 Kritični vodovi u području Bugojna i Kupresa	12
Slika 5 Kritični vodovi u području N. Travnika i Zenice	13
Slika 6 Dodatne investicije u prenosni sistem za scenarije integracije vjetroelektrana	27
Slika 7 Kriva trajanja opterećenja za BiH, 2010	35
Slika 8 Proizvodnja hidroelektrana i izvozi iz BiH u 2010.	36
Slika 9 Razvoj dispečiranja – osnovni scenario	39
Slika 10 Modelovano dispečiranje – osnovni scenario, 2020	40
Slika 11 Modelovano dispečiranje – Scenario D1, 2020.	42
Slika 12 Uticaj dispečiranja energije vjetra na konvencionalnu proizvodnju – svi scenariji	43
Slika 13 Učešće vjetroelektrana u ukupnom instalisanom kapacitetu – svi scenariji	51
Slika 14 Uticaj energije vjetra na GWh iz konvencionalnih izvora	51
Slika 15 Uticaj energije vjetra na godišnje prihode konvencionalnih izvora	52
Slika 16 Modelovane tržišne cijene i troškovi, 2020. osnovni scenario	55

Slika 17 Modelovane cijene na veliko i troškovi, 2020 scenario C 56

Slika 18 Poređenje metodologija za određivanje rezerve 63

1 Uvod

Ovaj Izvještaj 3 predstavlja dio serije od tri izvještaja u okviru projekta koji ima za cilj da ispita potencijal za razvoj proizvodnje električne energije iz energije vjetra u Bosni i Hercegovini (BiH). Izvještaji su originalno pisani na engleskom jeziku, pa se u slučaju nekih nejasnoća nastalih u prijevodu čitaoci upućuju na originalnu, englesku verziju. Ovaj izvještaj se fokusira na mrežu i planiranje investicija i pokriva tri ključne oblasti:

- Dodatna pojačanja mreže za različite instalirane snage vjetroelektrana u prenosnom sistemu BiH;
- Procjena troškova investicija potrebnih za prihvrat energije iz vjetroelektrana u prenosni sistem BiH;
- Dodatni zahtjevi (P/f i Q/U regulacija).

Zadatak 2 je identificirao zagušenja u prenosnom sistemu koja se trebaju otkloniti kako bi se povećao kapacitet mreže za prijem električne energije iz vjetroelektrana.

U ovom izvještaju dat je prioritet pojačanjima u mreži koja kratkoročno i srednjeročno (do 2020) omogućavaju sigurno preuzimanje cijelokupne energije proizvedene u vjetroelektranama u BiH, te su procijenjeni njihovi troškovi¹. Ovo je urađeno na osnovu pet prethodno dogovorenih scenarija (označenih sa A, B, C, D1 i D2), uz jedan podscenarij označen s A1 koji predstavlja dodatnu izgradnju VE snage 50 MW na širem području Trebinja. Procjena troškova je urađena u skladu sa trenutnim jediničnim cijenama visokonaponske opreme u BiH procijenjenim od strane Elektroprijenos BiH.

U skladu sa Projektnim zadatkom ostala poglavlja izvještaja pokrivaju sljedeće:

- Poglavlje 2 daje pregled kritičnih prenosnih elemenata na osnovu rezultata iz Izvještaja 2 i daje komentare o nezvanično planiranim investicijama u srednjeročnom periodu i njihovom doprinosu za integraciju energije iz vjetroelektrana
- Poglavlje 3 identificuje dodatne investicije potrebne za razvoj prenosnog sistema u različitim scenarijima integracije VE
- Poglavlje 4 pruža procjenu troškova za pojačanja u mreži koja proizilaze iz integracije VE
- Poglavlje 5 identificuje dodatne zahtjeve za P/f i Q/U regulaciju

¹ Proračun troškova je urađen uz pretpostavku da je feed – in tarifa primjenjena na sve projekte vjetroelektrana, budući da trenutno nema ograničenja za vjetroelektrane vezanih uz feed – in tarifu.

- Poglavlje 6 prezentira rezultate analize uticaja integracije VE na konvencionalnu proizvodnju i procjenu očekivanih troškova obezbjeđenja rezerve zbog integracije VE
- Poglavlje 7 sumira osnovne zaključke izvještaja.

Razmatranja vezana za socijalne aspekte i zaštitu okoliša te moguća ograničenja su uključena u predloženi plan investicija i ona oslikavaju zahtjeve postavljene u Bank's Environmental and Social Policy (2008).

2 Kritični elementi prenosnog sistema uzimajući u obzir integraciju vjetroelektrana

U poglavlju 6 Izvještaja 2 identificirana su zagušenja u prenosnom sistemu BiH za različite scenarije integracije vjetroelektrana. Zagušenja u mreži su locirana u jugozapadnom dijelu zemlje, pri čemu su se ona proširivala ka centralnom dijelu zemlje sa povećanjem instalisane snage vjetroelektrana.

Zagušenja u mreži su izazvana, prije svega, velikom koncentracijom vjetroelektrana na relativno malom području.

Moguće je identifikovati pet kritičnih područja u mreži, te će u nastavku biti identifikovana zagušenja za svako pojedinačno područje.

2.1 Područje Mostara

Kritični vod za integraciju vjetroelektrana u svim scenarijima, u postojećoj konfiguraciji prenosnog sistema, je DV 110 kV Mostar 4 - Široki Brijeg. Na ovaj dalekovod je planirano priključenje VE Velika Vlajina (vidjeti Slika 1).

Osnovi parametri ovog dalekovoda su dati u Tabela 1.

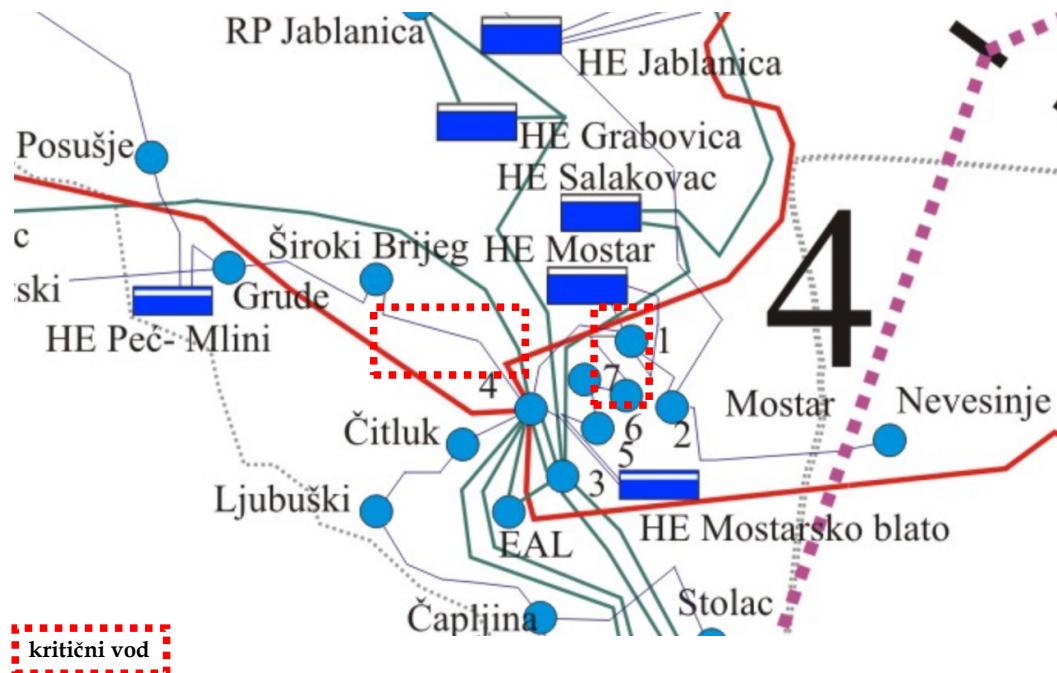
Tabela 1 Osnovni parametri DV 110 kV Mostar 4 - Široki Brijeg

Prenosni vod i napon:	DV 110 kV Mostar 4 - Široki Brijeg
Dužina (km)*	a) 16,8 b) 16,8
Čvor 1	TS Mostar 4
Čvor 2	TS Široki Brijeg
Godina puštanja/rekonstrukcija	1955/88/99
Stubovi	Beton, Čelik
Vodiči	Cu 95 mm ² , Al-Fe 240/40 mm ²
Zaštitno uže	Fe 50 mm ² , OPGW
Vlasnik	Elektroprijenos BiH
Prenosni kapacitet (MVA)	72
Dozvoljena trajna struja	380 A (Ljeto) / 380 A (Zima)
Duzvoljena kratkotrajna struja	-
Ograničenje u prenosu (A)	380 A (~68 MW); Razlog: presjek vodiča

* Dužina voda : a) dužina unutar prenosnog sistema BiH b) ukupna dužina

Kritični vod sadrži dionice sa vodičima Cu 95 mm² koje značajno smanjuju njegov prenosni kapacitet. Ovi vodiči zajedno sa betonskim stubovima se nalaze na dionici koja je duga 10,8 km. Elektroprijenos BiH razmatra zamijenu kritičnih vodiča sa standardnim (Al-Fe 240/40 mm²), a betonskih stubova sa čeličnim.

Slika 1 Kritični vodovi u području Mostara



Kritični vod za integraciju vjetroelektrana u svim scenarijima, u budućoj konfiguraciji prenosnog sistema, je DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6 (vidjeti Slika 1). Osnovni parametri ovog dalekovoda su dati u Tabela 2.

Tabela 2 Osnovni parametri DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6

Prenosni vod i napon:	DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6
Dužina (km)*	a) 4,3 b) 4,3
Čvor 1	TS Mostar 1
Čvor 2	TS Mostar 6
Godina puštanja/rekonstrukcija	1955/79/95
Stubovi	Beton, Čelik
Vodiči	Al-Fe 240/40 mm ² , Al-Fe 150/25 mm ²
Zaštitno uže	OPGW
Vlasnik	Elektroprivjenos BiH
Prenosni kapacitet (MVA)	89
Dozvoljena trajna struja	470 A (Ljeto) / 470 A (Zima)
Duzvoljena kratkotrajna struja	700 A
Ograničenje u prenosu (A)	470 A (~85 MW); Razlog: presjek vodiča

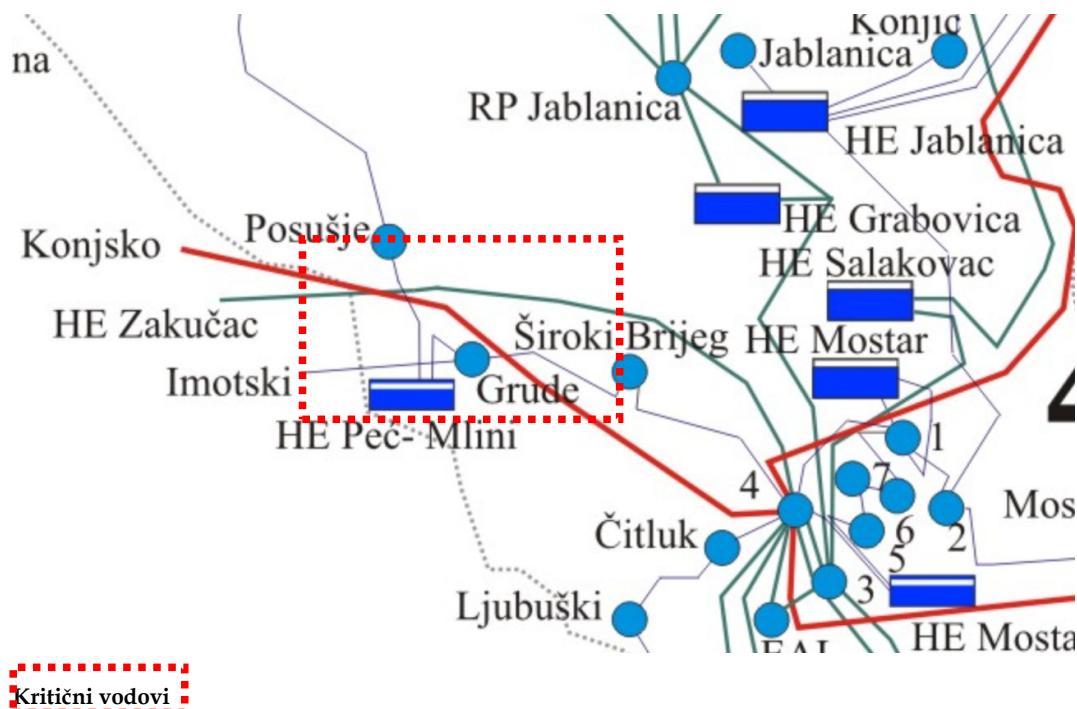
* Dužina voda : a) dužina unutar prenosnog sistema BiH b) ukupna dužina

Kritični dalekovod je izgrađen prije više od 50 godina i sadrži dionice sa vodičima malog presjeka postavljenima na betonske stubove. Elektroprijenos BiH razmatra zamijenu kritičnih vodiča standardnim (Al-Fe 240/40 mm²).

2.2 Područje Gruda i Posušja

Kritični vodovi u ovom području su DV 110 kV Grude – Široki Brijeg, Grude – Imotski, Grude – HE Peć Mlini i Posušje – HE Peć Mlini, ustvari svi 110 kV dalekovodi vezani na TS Grude i HE Peć Mlini. Sva četiri dalekovoda su kritični u scenariju B izgradnje vjetroelektrana (ukupna instalisana snaga 300 MW – vidjeti Sliku 2).

Slika 2 Kritični vodovi u području Gruda i Posušja



Dalje, u ovom području nedostaje prenosna 110 kV infrastruktura kako bi se priključili neki veliki planirani projekti vjetroelektrana, npr. VE Poklečani.

Osnovi parametri kritičnih vodova u razmatranom području su prikazani u Tabeli 3.

Vodovi Grude – Široki Brijeg i Grude – Imotski su kritični uglavnom zbog njihovog smanjenog prenosnog kapaciteta, dok su vodovi oko HE Peć Mlini kritični zbog topologije mreže. Ova dva kritična dalekovoda se sastoje od vodiča standardnog presjeka (Al-Fe 240/40 mm²), ali još uvijek nemaju odgovarajući prenosni kapacitet za integraciju vjetroelektrana u scenariju B. Elektroprijenos BiH razmatra zamijenu

kritičnih vodiča standardnim (Al-Fe 240/40 mm²), a betonskih stubova čeličnim (Grude – Široki Brijeg, Grude – Imotski).

Tabela 3 Osnovni parametri kritičnih vodova u području Gruda i Posušja

Prenosni vod i napon:	DV 110 kV Grude – Široki Brijeg	
<i>Dužina (km)*</i>	a) 15,5	b) 15,5
<i>Čvor 1</i>	TS Grude	
<i>Čvor 2</i>	TS Široki Brijeg	
<i>Godina puštanja/rekonstrukcija</i>	1955	
<i>Stubovi</i>	Beton, čelik	
<i>Vodiči</i>	Cu 95 mm ² , Al-Fe 240/40 mm ²	
<i>Zaštitno uže</i>	OPGW	
<i>Vlasnik</i>	Elektroprijenos BiH	
<i>Prenosni kapacitet (MVA)</i>	89	
<i>Dozvoljena trajna struja</i>	380 A (Ljeto) / 380 A (Zima)	
<i>Duzvoljena kratkotrajna struja</i>	-	
<i>Ograničenje u prenosu (A)</i>	380 A (~68 MW); Razlog: presjek vodiča	

* Dužina voda : a) dužina unutar prenosnog sistema BiH b) ukupna dužina

Prenosni vod i napon:	DV 110 kV Grude – Imotski	
<i>Dužina (km)*</i>	a) 12,9	b) 20,85
<i>Čvor 1</i>	TS Grude	
<i>Čvor 2</i>	TS Imotski (Hrvatska)	
<i>Godina puštanja/rekonstrukcija</i>	1951/82	
<i>Stubovi</i>	Beton, čelik	
<i>Vodiči</i>	Cu 95 mm ² , Al-Fe 240/40 mm ²	
<i>Zaštitno uže</i>	Fe 50 mm ²	
<i>Vlasnik</i>	Elektroprijenos BiH / HEP	
<i>Prenosni kapacitet (MVA)</i>	89	
<i>Dozvoljena trajna struja</i>	380 A (Ljeto) / 380 A (Zima)	
<i>Duzvoljena kratkotrajna struja</i>	-	
<i>Ograničenje u prenosu (A)</i>	380 A (~68 MW); Razlog: presjek vodiča	

* Dužina voda : a) dužina unutar prenosnog sistema BiH b) ukupna dužina

Prenosni vod i napon:	DV 110 kV Grude – HE Peć Mlini	
Dužina (km)*	a) 10,2	b) 10,2
Čvor 1	TS Grude	
Čvor 2	HE Peć Mlini	
Godina puštanja/rekonstrukcija	1982/2004	
Stubovi	Čelik	
Vodiči	Al-Fe 240/40 mm ²	
Zaštitno uže	OPGW	
Vlasnik	Elektroprivreda BiH	
Prenosni kapacitet (MVA)	123	
Dozvoljena trajna struja	645 A (Ljeto) / 645 A (Zima)	
Duzvoljena kratkotrajna struja	950 A	
Ograničenje u prenosu (A)	645 A (~117 MW); Razlog: presjek vodiča	

* Dužina voda : a) dužina unutar prenosnog sistema BiH b) ukupna dužina

Prenosni vod i napon:	DV 110 kV Posušje – HE Peć Mlini	
Dužina (km)*	a) 21,0	b) 21,0
Čvor 1	TS Posušje	
Čvor 2	HE Peć Mlini	
Godina puštanja/rekonstrukcija	2004	
Stubovi	Čelik	
Vodiči	Al-Fe 240/40 mm ²	
Zaštitno uže	OPGW, Iron 50 mm ²	
Vlasnik	Elektroprivreda BiH	
Prenosni kapacitet (MVA)	123	
Dozvoljena trajna struja	645 A (Ljeto) / 645 A (Zima)	
Duzvoljena kratkotrajna struja	950 A	
Ograničenje u prenosu (A)	645 A (~117 MW); Razlog: presjek vodiča	

* Dužina voda : a) dužina unutar prenosnog sistema BiH b) ukupna dužina

2.3 Područje Livna

Kritični vodovi u ovom području su DV 110 kV Livno – Buško Blato i Livno – Tomislavgrad za scenario B integracije vjetroelektrana, te Buško Blato – Kraljevac i Buško Blato – Peruća za više scenarije integracije vjetroelektrana (scenariji C i D), ustvari svi 110 kV vodovi vezani na TS Livno i TS Buško Blato. Osnovi parametri kritičnih dalekovoda u razmatranom području su prikazani u tabeli 4 i na slici 3.

Planirano je da se priključenje na mrežu VE Borova Glava izvrši na DV 110 kV Livno – Tomislavgrad.

Slika 3 Kritični vodovi u području Livna

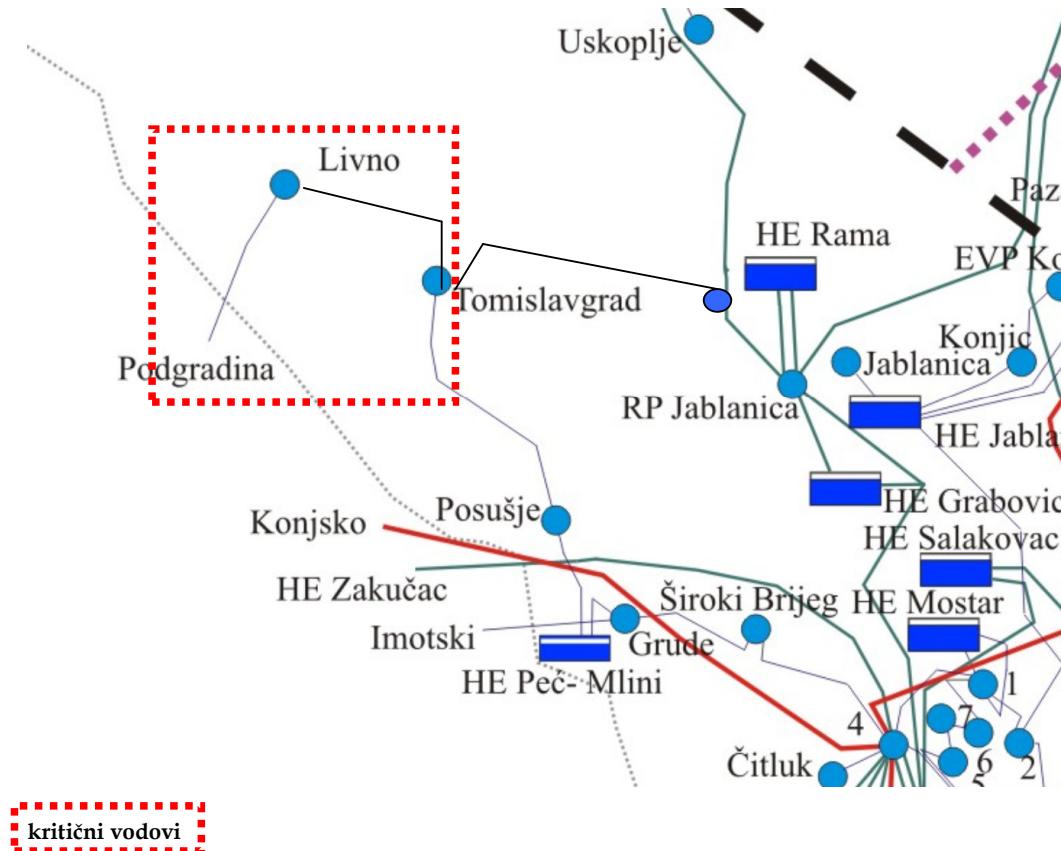


Tabela 4 Osnovni parametri kritičnih vodova u području Livna

Prenosni vod i napon:	DV 110 kV Livno – Tomislavgrad
Dužina (km)*	a) 27,0 b) 27,0
Čvor 1	TS Livno
Čvor 2	TS Tomislavgrad
Godina puštanja/rekonstrukcija	2000/2011
Stubovi	Čelik
Vodiči	Al-Fe 240/40 mm ²
Zaštitno uže	OPGW
Vlasnik	Elektroprijenos BiH
Prenosni kapacitet (MVA)	123
Dozvoljena trajna struja	645 A (Ljeto) / 645 A (Zima)
Duzvoljena kratkotrajna struja	950 A
Ograničenje u prenosu (A)	645 A (~117 MW); Razlog: presjek vodiča

* Dužina voda : a) dužina unutar prenosnog sistema BiH b) ukupna dužina

Prenosni vod i napon:	DV 110 kV Livno – Buško Blato
Dužina (km)*	a) 12,39 b) 12,40
Čvor 1	TS Livno
Čvor 2	TS Buško Blato
Godina puštanja/rekonstrukcija	1980
Stubovi	Čelik
Vodiči	Al-Fe 240/40 mm ²
Zaštitno uže	Fe 50 mm ²
Vlasnik	HEP
Prenosni kapacitet (MVA)	123
Dozvoljena trajna struja	645 A (Ljeto) / 645 A (Zima)
Duzvoljena kratkotrajna struja	950 A
Ograničenje u prenosu (A)	645 A (~117 MW); Razlog: presjek vodiča

* Dužina voda : a) dužina unutar prenosnog sistema BiH b) ukupna dužina

Prenosni vod i napon:	DV 110 kV Buško Blato – Kraljevac
Dužina (km)*	a) 23,6 b) 36,4
Čvor 1	TS Buško Blato
Čvor 2	TS Kraljevac (Hrvatska)
Godina puštanja/rekonstrukcija	1982
Stubovi	Čelik
Vodiči	Al-Fe 240/40 mm ²
Zaštitno uže	Fe 50 mm ²
Vlasnik	HEP
Prenosni kapacitet (MVA)	120
Dozvoljena trajna struja	605 A (Ljeto) / 605 A (Zima)
Duzvoljena kratkotrajna struja	605 A
Ograničenje u prenosu (A)	605 A (~115 MW); Razlog: presjek vodiča

* Dužina voda : a) dužina unutar prenosnog sistema BiH b) ukupna dužina

Prenosni vod i napon:	DV 110 kV Buško Blato – Peruća
Dužina (km)*	a) 13,2 b) 35,3
Čvor 1	TS Buško Blato
Čvor 2	TS Peruća (Hrvatska)
Godina puštanja/rekonstrukcija	1969/72
Stubovi	Čelik
Vodiči	Al-Fe 150/25 mm ²
Zaštitno uže	Fe 50 mm ²
Vlasnik	HEP
Prenosni kapacitet (MVA)	90
Dozvoljena trajna struja	470 A (Ljeto) / 470 A (Zima)
Duzvoljena kratkotrajna struja	470 A
Ograničenje u prenosu (A)	470 A (~85 MW); Razlog: presjek vodiča

* Dužina voda : a) dužina unutar prenosnog sistema BiH b) ukupna dužina

Svi kritični dalekovodi su opremljeni vodičima standardnog, osim DV 110 kV Buško Blato – Peruća koji je opremljen vodičima Al-Fe 150/25 mm². 110 kV dalekovodi oko TS Buško Blato su u vlasništvu Hrvatske elektroprivrede (HEP).

2.4 Područje Bugojna i Kupresa

110 kV vodovi locirani na širem području Bugojna, Kupresa, Jajca i D. Vakufa postaju kritični u scenariju C integracije vjetroelektrana nakon izgradnje novih DV 110 kV Tomislavgrad – Kupres i Rama – Uskoplje čime se omogućava prenos energije proizvedene u vjetroelektranama u pravcu centralne Bosne i Hercegovine (vidjeti sliku 4).

Kritični 110 kV dalekovodi su Bugojno – D. Vakuf, D. Vakuf – Jajce 2, Tomislavgrad – Kupres (još nije izgrađen) i Bugojno – Kupres.

Osnovni parametri kritičnih vodova u razmatranom području su dati u Tabeli 5.

Novi DV 110 kV Tomislavgrad – Kupres će biti opremljen sa vodičima Al-Fe 240/40 mm² sa prenosnim kapacitetom od 123 MVA. U bliskoj budućnosti bi trebalo biti izgrađeno još oko 20 km ovog dalekovoda (8 km već izgrađeno).

Dalekovodi Bugojno – D. Vakuf i D. Vakuf – Jajce 2 su opremljeni sa vodičima malog presjeka. Dionice dalekovoda sa neodgovarajućim presjekom vodiča su dužine 21,2 km za D. Vakuf – Jajce 2 i 5,7 km za Bugojno – D. Vakuf.

Elektroprijenos BiH razmatra zamijenu kritičnih vodiča na dalekovodima Bugojno – D. Vakuf i D. Vakuf – Jajce 2 sa standardnim vodičima (Al-Fe 240/40 mm²).

Tabela 5 Osnovni parametri kritičnih vodova u području Bugojna i Kupresa

Prenosni vod i napon:	DV 110 kV Bugojno – D. Vakuf
Dužina (km)*	a) 8,6 b) 8,6
Čvor 1	TS Bugojno
Čvor 2	TS Donji Vakuf
Godina puštanja/rekonstrukcija	1965/85/96
Stubovi	Čelik
Vodiči	Al-Fe 240/40 mm ² , Al-Fe 120/20 mm ²
Zaštitno uže	Fe 35 mm ² i 50 mm ²
Vlasnik	Elektroprijenos BiH
Prenosni kapacitet (MVA)	73
Dozvoljena trajna struja	385 A (Ljeto) / 385 A (Zima)
Duzvoljena kratkotrajna struja	-
Ograničenje u prenosu (A)	385 A (~62 MW); Razlog: presjek vodiča

* Dužina voda : a) dužina unutar prenosnog sistema BiH b) ukupna dužina

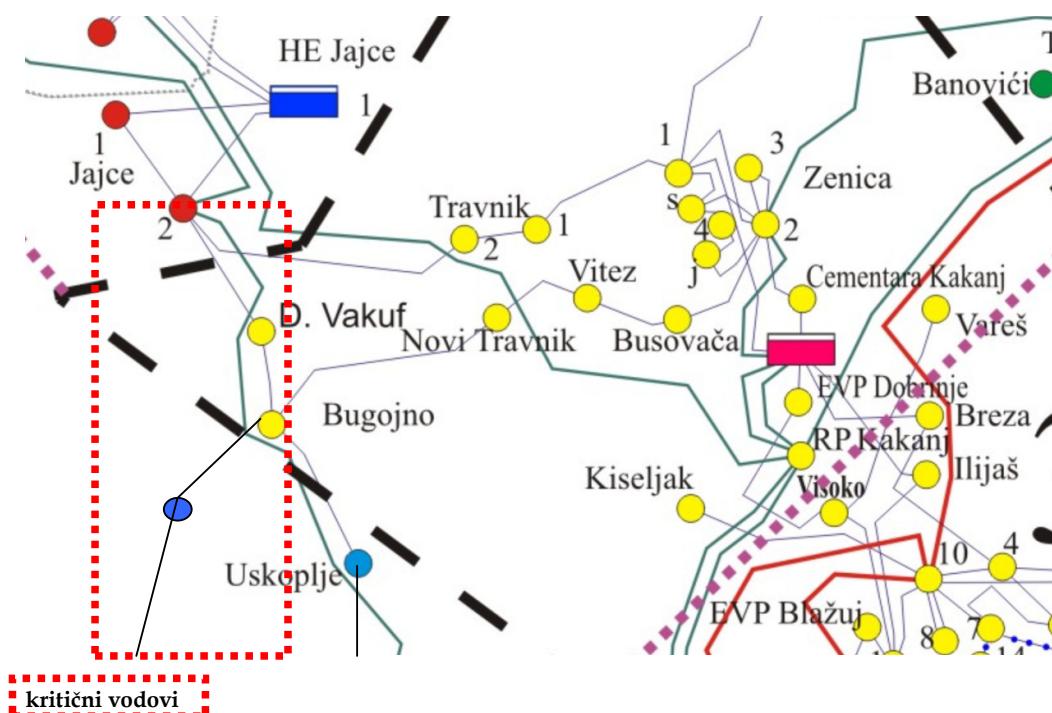
Prenosni vod i napon:	DV 110 kV D. Vakuf – Jajce 2
Dužina (km)*	a) 26,7 b) 26,7
Čvor 1	TS Donji Vakuf
Čvor 2	TS Jajce 2
Godina puštanja/rekonstrukcija	1965/85
Stubovi	Čelik
Vodiči	Al-Fe 240/40 mm ² , Al-Fe 120/20 mm ²
Zaštitno uže	Fe 35 mm ² and 50 mm ²
Vlasnik	Elektroprijenos BiH
Prenosni kapacitet (MVA)	73
Dozvoljena trajna struja	385 A (Ljeto) / 385 A (Zima)
Duzvoljena kratkotrajna struja	-
Ograničenje u prenosu (A)	385 A (~62 MW); Razlog: presjek vodiča

* Dužina voda : a) dužina unutar prenosnog sistema BiH b) ukupna dužina

Prenosni vod i napon:	DV 110 kV Bugojno - Kupres
Dužina (km)*	a) 15,9 b) 15,9
Čvor 1	TS Bugojno
Čvor 2	TS Kupres
Godina puštanja/rekonstrukcija	1985
Stubovi	Čelik
Vodiči	Al-Fe 240/40 mm ²
Zaštitno uže	EALMG 95 mm ²
Vlasnik	Elektroprijenos BiH
Prenosni kapacitet (MVA)	123
Dozvoljena trajna struja	645 A (Ljeto) / 645 A (Zima)
Duzvoljena kratkotrajna struja	950 A
Ograničenje u prenosu (A)	645 A (~117 MW); Razlog: presjek vodiča

* Dužina voda : a) dužina unutar prenosnog sistema BiH b) ukupna dužina

Slika 4 Kritični vodovi u području Bugojna i Kupresa



2.5 Područje Novog Travnika i Zenice

110 kV vodovi locirani u širem području Novog Travnika i Zenice postaju kritični u scenarijima D1 i D2 integracije (ukupna instalisana snaga 900 MW) nakon izgradnje novih DV 110 kV Tomislavgrad – Kupres, Bugojno – Kupres i Rama – Uskoplje čime se omogućava prenos energije proizvedene u vjetroelektranama u pravcu centralne Bosne i Hercegovine (vidjeti Sliku 5).

Kritični 110 kV dalekovodi su Bugojno – N. Travnik, N. Travnik – Vitez, Zenica – Busovača i Busovača – Vitez. Koristeći ovaj prenosni put (dalekovode) energija proizvedena u vjetroelektranama u Hercegovini odlazi u veliki potrošački centar Zenicu (pri kom manje integracije energije iz vjetroelektrana ovaj prenosni put nije u opasnosti zato što se energija proizvedena u vjetroelektranama troši u Hercegovini i širem području Bugojna). Osnovni parametri kritičnih vodova u razmatranom području su dati u Tabeli 6.

Svi kritični vodovi su opremljeni vodičima standardnog presjeka sa odgovarajućim prenosnim kapacitetom u normalnim uslovima, ali očito neodgovarajućim prenosnim kapacitetom za integraciju energije iz velikih vjetroelektrana.

Slika 5 Kritični vodovi u području N. Travnika i Zenice

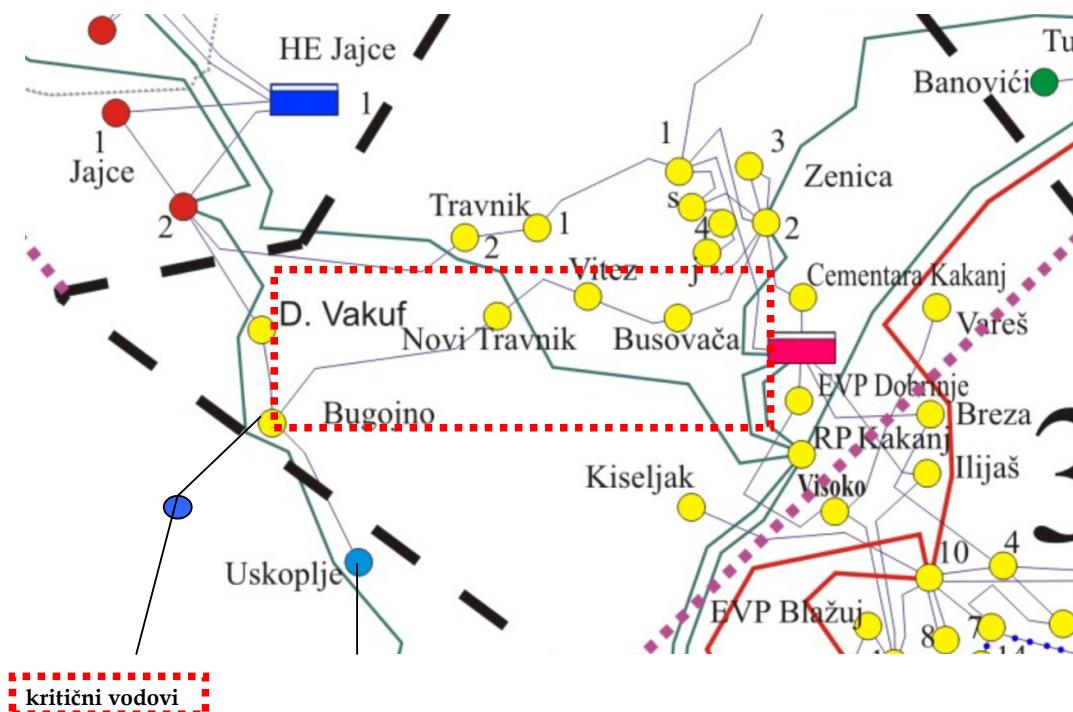


Tabela 6 Osnovni parametri kritičnih vodova u području N. Travnika i Zenice

Prenosni vod i napon:	DV 110 kV Bugojno - N. Travnik
Dužina (km)*	a) 25,03 b) 25,03
Čvor 1	TS Bugojno
Čvor 2	TS Novi Travnik
Godina puštanja/rekonstrukcija	1980
Stubovi	Čelik
Vodiči	Al-Fe 240/40 mm ²
Zaštitno uže	OPGW
Vlasnik	Elektroprijenos BiH
Prenosni kapacitet (MVA)	123
Dozvoljena trajna struja	645 A (Ljeto) / 645 A (Zima)
Duzvoljena kratkotrajna struja	950 A
Ograničenje u prenosu (A)	645 A (~117 MW); Razlog: presjek vodiča

* Dužina voda : a) dužina unutar prenosnog sistema BiH b) ukupna dužina

Prenosni vod i napon:	DV 110 kV N. Travnik - Vitez
Dužina (km)*	a) 8,83 b) 8,83
Čvor 1	TS Novi Travnik
Čvor 2	TS Vitez
Godina puštanja/rekonstrukcija	1980
Stubovi	Čelik
Vodiči	Al-Fe 240/40 mm ²
Zaštitno uže	OPGW
Vlasnik	Elektroprijenos BiH
Prenosni kapacitet (MVA)	123
Dozvoljena trajna struja	645 A (Ljeto) / 645 A (Zima)
Duzvoljena kratkotrajna struja	950 A
Ograničenje u prenosu (A)	645 A (~117 MW); Razlog: presjek vodiča

* Dužina voda : a) dužina unutar prenosnog sistema BiH b) ukupna dužina

Prenosni vod i napon:	DV 110 kV Zenica 2 - Busovača	
Dužina (km)*	a) 11,1	b) 11,1
Čvor 1	TS Zenica 2	
Čvor 2	TS Busovača	
Godina puštanja/rekonstrukcija	1978	
Stubovi	Čelik	
Vodiči	Al-Fe 240/40 mm ²	
Zaštitno uže	OPGW	
Vlasnik	Elektroprivjenos BiH	
Prenosni kapacitet (MVA)	73	
Dozvoljena trajna struja	385 A (Ljeto) / 385 A (Zima)	
Duzvoljena kratkotrajna struja	950 A	
Ograničenje u prenosu (A)	385 A (~62 MW); Razlog: strujni transformatori u TS Zenica 2 i/ili TS Busovača	

* Dužina voda : a) dužina unutar prenosnog sistema BiH b) ukupna dužina

Prenosni vod i napon:	DV 110 kV Busovača - Vitez	
Dužina (km)*	a) 10,6	b) 10,6
Čvor 1	TS Busovača	
Čvor 2	TS Vitez	
Godina puštanja/rekonstrukcija	1980/82	
Stubovi	Čelik	
Vodiči	Al-Fe 240/40 mm ²	
Zaštitno uže	OPGW	
Vlasnik	Elektroprivjenos BiH	
Prenosni kapacitet (MVA)	123	
Dozvoljena trajna struja	645 A (Ljeto) / 645 A (Zima)	
Duzvoljena kratkotrajna struja	950 A	
Ograničenje u prenosu (A)	645 A (~117 MW); Razlog: presjek vodiča	

* Dužina voda : a) dužina unutar prenosnog sistema BiH b) ukupna dužina

3 Dodatne investicije u prenosnoj mreži

Kako je rečeno i u Izvještaju 2, potrebno je imati na umu da se predmetni proračuni provode u cilju detektiranja uskih grla u cijeloj mreži. U tom smislu je korišteni verificirani model elektroenergetske mreže uključujući i mjesta priključka pojedinih VE, sukladno kriterijima navedenim u Tasku 1. Pri tom ni NOS BiH, niti autori ne preferiraju, niti vrednuju nijedan projekt ili lokaciju. Stoga se u ovoj studiji ne razmatraju detaljnije problemi priključka pojedinih VE, nego sveukupni očekivani utjecaj VE na mrežu i detektiranje potencijalnih uskih grla u mreži.

3.1 Dodatne investicije za scenario A integracije vjetroelektrana (150 MW)

Vjetroelektrane u Scenariju A su smještene u Regijama 2, 3 i 4 prema izvještaju Zadatka 1. Za integraciju ovih vjetroelektrana u prenosni sistem predlažemo dvije investicije u pojačanja mreže:

- Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 4 – Široki Brijeg kako bi se povećao njegov prenosni kapacitet do standardne vrijednosti (123 MVA), zamjenom Cu 95 mm² vodiča i betonskih stubova (ugradnja Al-Fe 240/40 mm² vodiča i čeličnih stubova u dužini od 10,8 km)
- Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6 kako bi se povećao njegov prenosni kapacitet do standardne vrijednosti (123 MVA), zamjenom Al-Fe 150/25 mm² vodiča i betonskih stubova (ugradnja Al-Fe 240/40 mm² vodiča i čeličnih stubova na čitavom dalekovodu).

Ove dvije investicije omogućavaju potpunu integraciju vjetroelektrana instalisanе snage 150 MW u prenosni sistem.

Postojeća i buduća topologija prenosne mreže, uključujući DV 110 kV Mostar 4 – Široki Brijeg i Mostar 1 – Mostar 6 sa prenosnim kapacitetom od 123 MVA, su provjerene u scenaru A izgradnje vjetroelektrana i one u potpunosti zadovoljavaju kriterije planiranja propisane Mrežnim kodeksom (nema dodatnih preopterećenja, ispada, niti loših naponskih prilika izazvanih integracijom vjetroelektrana).

3.2 Dodatne investicije za podscenario A1 integracije vjetroelektrana (200 MW)

Za integraciju VE snage 50 MW na širem području Trebinja nužno je izgraditi planirani vod 110 kV Nevesinje – Gacko, posebno ukoliko će se priključak takve VE izvesti uvodom/izvodom tog voda.

3.3 Dodatne investicije za scenario B integracije vjetroelektrana (300 MW)

Dodatne vjetroelektrane u Scenariju B su smještene u regijama 1, 2 i 3 (Zadatak 1). Za integraciju ovih vjetroelektrana trebalo bi realizovati sljedeće dodatne investicije:

- Izgradnja novog DV 2x110 kV Poklečani – Posušje (Al-Fe 240/40 mm², 15,1 km) uz proširenje TS Posušje (dva dalekovodna polja 110 kV)
- Izgradnja novog DV 2x110 kV Poklečani – Tomislavgrad/Rama (Al-Fe 240/40 mm², 31,6 km), odnosno uvođenje postojećeg DV 110 kV Tomislavgrad – Rama u VE Poklečani
- Proširenje TS Jablanica za jedno dalekovodno polje 110 kV i puštanje u pogon DV 110 kV Rama – Jablanica pod 110 kV naponom
- Zavšetak izgradnje DV 110 kV Tomislavgrad – Kupres (20 km)

Ove investicije omogućavaju potpunu integraciju vjetroelektrana instalisane snage 300 MW u postojeći prenosni sistem.

Kada je u pitanju budući prenosni sistem javić će se dodatni kritični slučajevi zbog integracije vjetroelektrana u kojima će doći do preopterećenja kritičnog voda DV 110 kV HE Peć Mlini – Grude (nakon ispada DV 110 kV Livno – Buško Blato ili DV 110 kV Livno – Borova Glava) tako da bi trebalo poduzeti dodatne investicije:

- Proširenje TS Rama i TS Uskoplje za po jedno dalekovodno polje 110 kV i izgradnja novog DV 110 kV Rama – Uskoplje.

Postojeća i buduća topologija prenosne mreže, uključujući prethodno navedene investicije, su provjerene u scenariju B izgradnje vjetroelektrana, te možemo zaključiti da nova topologija mreže zadovoljava kriterije planiranja propisane Mrežnim kodeksom (nema dodatnih preopterećenja, ispada, niti loših naponskih prilika izazvanih integracijom vjetroelektrana).

U određenim pogonskim režimima DV 110 kV HE Peć Mlini – Grude još uvijek može biti visoko opterećen. Izgradnjom nove TS 220/110 kV Posušje 2 ili Poklečani² bi se rasteretili kritični dijelovi 110 kV mreže oko Gruda i Posušje tako da se ova investicija može primjeniti čak i za ovaj scenario izgradnje vjetroelektrana. Njena izgradnja se definitivno predlaže u scenariju C (600 MW) izgradnje vjetroelektrana, što je objašnjeno narednom podoglavlju.

² TS 220/110 kV Posušje 2 je planirana od strane JP EP HZHB, ali izgradnja TS 220/110 kV na lokaciji VE Poklečani može biti bolje rješenje. Tačna lokacija bi trebala biti predmet daljih analiza i diskusija.

3.4 Dodatne investicije za scenario C integracije vjetroelektrana (600 MW)

Dodatne vjetroelektrane u scenariju C su locirane u regijama 2 i 3. Za integraciju ovih vjetroelektrana trebalo bi realizovati sljedeće dodatne investicije:

- Izgradnja nove TS 220/110 kV Poklečani ili Posušje 2 (1x150 MVA)
- Izgradnja novog DV 110 kV HE Peć Mlini – Grude 2 ili Grude – Posušje (31 km)
- Izgradnja novog DV 110 kV Livno – VE Borova Glava 2.

Nova TS 220/110 kV oko Posušja i Poklečana preusmjerava energiju iz vjetroelektrana prema 220 kV mreži čime se rastrećuju ugroženi dijelovi 110 kV mreže. Zato je nova TS 220/110 kV apsolutno neophodna za integraciju 600 MW iz vjetroelektrana. DV 110 kV Peć Mlini – Grude ostaje preopterećen u određenim slučajevima (na primjer nakon ispada DV 110 kV Livno – Borova Glava), te bi ova linija trebala biti pojačana izgradnjom novog DV 110 kV između Gruda i HE Peć Mlini ili Posušja. U 2020. godini prenosni put 110 kV između VE Borova Glava i TS Livno može biti ugrožen, te se predlaže izgradnja novog dalekovoda 110 kV između VE Borova Glava i Livna.

Buduća topologija prenosne mreže, uključujući prethodno navedene investicije, je provjerena u scenariju C izgradnje vjetroelektrana, te možemo zaključiti da topologija mreže sa novom TS 220/110 kV Poklečani ili Posušje 2 zadovoljava kriterije planiranja propisane Mrežnim kodeksom (nema dodatnih preopterećenja, ispada, niti loših naponskih prilika izazvanih integracijom vjetroelektrana).

3.5 Dodatne investicije za scenarije D1 i D2 integracije vjetroelektrana (900 MW)

Dodatne vjetroelektrane u Scenariju D1 su uglavnom locirane u regijama 1, 2 i 3. Za integraciju ovih vjetroelektrana trebalo bi realizovati sljedeće dodatne investicije:

- Izgradnja TS (RP 110 kV) Glamoč
- Proširenje TS Livno za jedno dalekovodno polje 110 kV i puštanje u pogon DV 110 kV Livno – Glamoč po 110 kV naponu, zajedno sa rekonstrukcijom ovog voda (povećanje prenosnog kapaciteta zamjenom vodiča Al-Fe 150/25 mm²)
- Proširenje TS Kupres za dva dalekovodna polja 110 kV i izgradnja DV 2x110 kV Slovinj – Kupres (uz novi vod 110 kV Slovinj – Glamoč)
- Proširenje TS Kupres za dva dodatna dalekovodna polja 110 kV i TS Bugojno za dva dalekovodna polja 110 kV i izgradnja novog DV 2x110 kV Bugojno – Kupres (sistem 2 i 3)

- Rekonstrukcija DV 110 kV Bugojno – D. Vakuf kako bi se povećao njegov prenosni kapacitet na standardnu vrijednost (123 MVA), zamjenom vodiča Al-Fe 120/20 mm² (ugradnja vodiča Al-Fe 240/40 mm² u dužini od 5,7 km)
- Rekonstrukcija DV 110 kV Jajce 2 – D. Vakuf kako bi se povećao njegov prenosni kapacitet na standardnu vrijednost (123 MVA), zamjenom vodiča Al-Fe 120/20 mm² (ugradnja vodiča Al-Fe 240/40 mm² u dužini od 21,2 km)
- Proširenje TS Livno i TS Buško Blato sa po jednim dalekovodnim poljem 110 kV i izgradnja novog DV 110 kV Livno – Buško Blato 2
- Pojačanje 110 kV mreže u Mostaru³ (izgradnja novog DV 2x110 kV Mostar 9 – Mostar 4/Mostar 5 i uvođenje DV 110 kV Mostar 2 – Čapljina u TS Mostar 9).

Imajući na umu da u analiziranom scenariju vjetroelektrane oko TS Kupres imaju značajnu instalisanu snagu (VE Glamoč – Slovinj i VE Kupres) provedene su nove analize sa novom TS 220/110 kV Kupres, ali je zaključeno da ovo rješenje ne bi uklonilo zagruženja u 110 kV mreži tako da se svakako moraju realizovati prethodno navedene investicije.

Nova TS 220/110 kV Kupres može biti neophodna do kraja 2020. godine kada se mogu javiti novi slučajevi koji mogu ugroziti rekonstruisane DV 110 kV Bugojno – D. Vakuf i DV 110 kV D. Vakuf – Jajce 2. U ovom slučaju takođe može biti neophodan novi DV 220 kV TS Kupres – Jajce 2.

U scenariju D2 uključene su dodatne vjetroelektrane u svih pet razmatranih regija. Za integraciju ovih vjetroelektrana trebalo bi realizovati sljedeće dodatne investicije:

- Proširenje TS Buško Blato za jedno dalekovodno polje 110 kV i izgradnja novog DV 110 kV VE Orlovača – Buško Blato 2
- Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 2 – Jablanica (dionica od VE Pločno do TS Jablanica) kako bi se povećao njegov prenosni kapacitet na standardnu vrijednost (123 MVA), zamjenom vodiča Al-Fe 150/25 mm² (ugradnja vodiča Al-Fe 240/40 mm²)
- Pojačanje 110 kV mreže u Mostaru (izgradnja novog DV 2x110 kV Mostar 9 – Mostar 4/Mostar 5 i uvođenje DV 110 kV Mostar 2 – Čapljina u TS Mostar 9)

Ovaj scenario zahtijeva bolje razumijevanje 110 kV mreže u Mostaru zato što svi dalekovodi u gradu mogu biti ugroženi. Novi dvostruki dalekovod od TS Mostar 9 (Buna) do TS Mostar 4 i TS Mostar 5, i uvođenje postojećeg DV 110 kV Mostar 2 – Čapljina u TS Mostar 9 može riješiti ovaj problem.

³ Sljedeći dalekovodi 110 kV u Mostaru mogu biti ugroženi: Mostar 1 – Mostar 4, Mostar 1 – Mostar 6, Mostar 5 – Mostar 7, Mostar 6 – Mostar 7, Mostar 1 – Mostar 2.

3.6 Rekapitulacija dodatnih investicija za integraciju vjetroelektrana

Rekapitulacija dodatnih investicija preporučenih za svaki scenario razvoja prenosnog sistema za integraciju vjetroelektrana je data u Tabeli 7.

Tabela 7 Dodatne investicije u prenosnu mrežu

Projekat/investicija	Scenario				
	A	B	C	D1	D2
DV 110 kV Mostar 4 - Široki Brijeg rekonstrukcija	+	+	+	+	+
DV 110 kV Mostar 1 - Mostar 6 rekonstrukcija	+	+	+	+	+
DV 2x110 kV Poklečani - Posušje	-	+	+	+	+
DV 2x110 kV Poklečani - Tomislavgrad/Rama	-	+	+	+	+
Proširenje TS Jablanica za jedno DV polje 110 kV i puštanje Rama - Jablanica u pogon po 110 kV naponu	-	+	+	+	+
DVL 110 kV Tomislavgrad - Kupres	-	+	+	+	+
DV 110 kV Rama - Uskoplje	-	+	+	+	+
TS 220/110 kV Poklečani ili Posušje 2 (1x150 MVA)	-	-	+	+	+
DV 110 kV Grude - Posušje	-	-	+	+	+
DV 110 kV Livno - VE Borova Glava 2	-	-	+	+	+
TS 110/x kV Glamoč	-	-	-	+	-
Proširenje TS Livno i puštanje Livno - Glamoč u pogon po 110 kV naponu, zajedno sa rekonstrukcijom ovog dalekovoda	-	-	-	+	-
DV 2x110 kV Slovinj - Kupres	-	-	-	+	-
DV 2x110 kV Bugojno - Kupres	-	-	-	+	-
DV 110 kV Bugojno - D. Vakuf rekonstrukcija	-	-	-	+	-
DV 110 kV Jajce 2 - D. Vakuf rekonstrukcija	-	-	-	+	-
DV 110 kV Livno - B. Blato 2	-	-	-	+	-
TS 220/110 kV Kupres (2x150 MVA)	-	-	-	+	-
DV 2x110 kV Mostar 9 - Mostar 4/Mostar 5 sa uvođenjem Mostar 2 - Čapljina u Mostar 9	-	-	-	- (+)	+
DV 110 kV VE Orlovača - Buško Blato 2	-	-	-	-	+
DV 110 kV Mostar 2 - Jablanica rekonstrukcija	-	-	-	-	+

+ preporučeno za scenario

- nije neophodno za scenario

- (+) nije neophodno, ali veoma dobrodošlo

3.7 Socijalna politika i zaštita okoliša

Analizirali smo specifičnosti ovih investicionih planova i potvrdili smo da su u skladu sa EBRD Environmental and Social Policy (2Z008).

4 Procjena dodatnih troškova prenosa

4.1 Jedinične cijene

Jedinične cijene visokonaponske opreme prikazane u Tabeli 8 su korištene za procjenu troškova pojačanja u mreži za integraciju vjetroelektrana u prenosni sistem BiH. Jednične cijene se baziraju na izvještaju napravljenom od strane Elektroprijenosa BiH u svrhu priprema za izradu dugoročnog plana razvoja.

Tabela 8 Jedinične cijene korištene za proračun troškova

Prenosni objekat	Troškovi	
	KM/km(jedinični)	€/km(jedinični)
<i>Dalekovodi (novi)</i>		
Jednosistemski DV 400 kV(Al-Fe 490/65 mm ²)	531.000	271.472
Dvosistemski DV 400 kV (Al-Fe 490/65 mm ²)	780.000	398.773
Jednosistemski DV 220 kV(Al-Fe 360/60 mm ²)	266.000	135.992
Dvosistemski DV 220 kV (Al-Fe 360/60 mm ²)	390.000	199.387
Jednosistemski DV 110 kV (Al-Fe 240/40 mm ²) - Tip 1	135.000	69.018
Jednosistemski DV 110 kV (Al-Fe 240/40 mm ²) - Tip 2	155.000	79.243
Jednosistemski DV 110 kV (Al-Fe 240/40 mm ²) - Tip 3	175.000	89.468
Dvosistemski DV 110 kV (Al-Fe 240/40 mm ²) - Tip 1	205.000	104.806
Dvosistemski DV 110 kV (Al-Fe 240/40 mm ²) - Tip 2	230.000	117.587
Dvosistemski DV 110 kV (Al-Fe 240/40 mm ²) - Tip 3	265.000	135.481
<i>Dalekovodi (rekonstrukcija i povećanje prenosnog kapaciteta)</i>		
Jednosistemski DV 110 kV (Al-Fe 240/40 mm ²) - Tip 1	110.000	56.237
Jednosistemski DV 110 kV (Al-Fe 240/40 mm ²) - Tip 2	125.000	63.906
Jednosistemski DV 110 kV (Al-Fe 240/40 mm ²) - Tip 3	135.000	69.018
<i>Polja i transformatori</i>		
DV polje 220 kV	798.612	408.288
Trafo polje 220 kV	720.589	368.399
Spojno polje 220 kV	493.605	252.354

Mjerno polje 220 kV	85.127	43.521
DV polje 110 kV	380.783	194.674
Trafo polje 110 kV	365.381	186.800
Mjerno polje 110 kV	64.265	32.855
Transformator 220/110 kV, 150 MVA	3.209.948	1.641.078

Tip 1 – trasa pristupačna

Tip 2 – trasa teško pristupačna

Tip 3 – urbano područje

Troškovi priključka pojedinačnih vjetroelektrana, uključujući internu srednjенапонску мрежу, трансформацију x/110 kV на локацији ветроелектране и прикључне водове до постојећих 110 kV далековода (трансформаторских станица) нису укључени у прорачун додатних трошкова инвестиција.

4.2 Dodatni troškovi investicija u scenariju A integracije vjetroelektrana

Tabela 9 prikazuje procijenjene troškove инвестиција за интеграцију ветроелектрана у преносну мрежу за scenario A. Трошкови су израчунати на основу наших приједлога за инвестиције како је то истакнуто у претходним поглављима и сумирено у Табела 7, при чему су јединичне цijene презентиране у Табела 8.

Tabela 9 Dodatne investicije u prenosni sistem za scenario A

Projekat / investicija	Jedinica ili dužina u km	Cijena (€)
DV 110 kV Mostar 4 - Široki Brijeg rekonstrukcija	10,80	690.184
DV 110 kV Mostar 1 - Mostar 6 rekonstrukcija	4,30	296.779
Ukupni dodatni troškovi (scenario A)		986.963

Укупни трошкови инвестиције интеграције ветроелектрана у scenario A се процјенују на око 1 милион €. Потребне инвестиције сastoје се од реконструкције два 110 kV далековода.

4.3 Dodatni troškovi investicija u podscenariju A1 integracije vjetroelektrana

- Pored трошкова инвестиција у scenario A наведених у Табели 9, за интеграцију ветроелектрана у подскенарију A1 (200 MW) потребно је изградити и 110 kV вод Nevesinje – Gacko. Dodatni трошкови процјенују се на око 7 милијуна KM (3,6 милијуна €).

4.4 Dodatni troškovi investicija u scenariju B integracije vjetroelektrana

Procijenjeni dodatni troškovi investicija za pojačanja mreže u scenariju B bazirani na našim preporukama su dati u tabeli 10.

Tabela 10 Dodatne investicije u prenosni sistem za scenario B

Projekat / investicija	Jedinica ili dužina u km	Cijena (€)
DV 110 kV Mostar 4 - Široki Brijeg rekonstrukcija	10,80	690.184
DV 110 kV Mostar 1 - Mostar 6 rekonstrukcija	4,30	296.779
DV 2x110 kV Poklečani - Posušje	15,10	2.164.911
DV 2x110 kV Poklečani - Tomislavgrad/Rama	31,60	3.715.746
Proširenje TS Jablanica za jedno DV polje 110 kV i puštanje Rama - Jablanica u pogon po 110 kV naponu	1	194.674
DV 110 kV Tomislavgrad - Kupres	20,00	1.584.867
DV 110 kV Rama - Uskoplje	25,00	2.370.433
Ukupni dodatni troškovi (scenario B)		11.017.594

Ukupni troškovi investicija za integraciju vjetroelektrana u scenariju B se procjenjuju na oko 11.000.000 €. Troškovi se sastoje od rekonstrukcije dva dalekovoda, izgradnje četiri nova dalekovoda i proširenja nekoliko postojećih TS (Posušje, Jablanica, Uskoplje).

4.5 Dodatni troškovi investicija u scenariju C integracije vjetroelektrana

Procijenjeni dodatni troškovi investicija za pojačanja mreže u scenariju C bazirani na našim preporukama su dati u tabeli 11.

Tabela 11 Dodatne investicije u prenosni sistem za scenario C

Projekat / investicija	Jedinica ili dužina u km	Cijena (€)
DV 110 kV Mostar 4 - Široki Brijeg rekonstrukcija	10,80	690.184
DV 110 kV Mostar 1 - Mostar 6 rekonstrukcija	4,30	296.779
DV 2x110 kV Poklečani - Posušje	15,10	2.164.911
DV 2x110 kV Poklečani - Tomislavgrad/Rama	31,60	3.715.746
Proširenje TS Jablanica za jedno DV polje 110 kV i puštanje Rama - Jablanica u pogon po 110 kV naponu	1	194.674
DV 110 kV Tomislavgrad - Kupres	20,00	1.584.867
DV 110 kV Rama - Uskoplje	25,00	2.370.433
TS 220/110 kV Poklečani ili Posušje 2 (1x150 MVA)	-	6.818.358
DV 110 kV Grude - Posušje	31,00	2.845.893
DV 110 kV Livno - VE Borova Glava 2	15,00	1.577.999
Ukupni dodatni troškovi (scenario C)		22.259.844

Ukupni troškovi investicija integracije vjetroelektrana u scenaruju C se procjenju na oko 22.000.000 €. Dodatnim troškovima vezanim uz prethodne scenarije izgradnje vjetroelektrana su dodati troškovi izgradnje jedne TS 220/110 kV i dva nova 110 kV dalekovoda.

4.6 Dodatni troškovi investicija u scenaruju D1 integracije vjetroelektrana

Procijenjeni dodatni troškovi investicija za pojačanja mreže u scenaruju D1 bazirani na našim preporukama su dati u Tabeli 12.

Tabela 12 Dodatne investicije u prenosni sistem za scenario D1

Projekat / investicija	Jedinica ili dužina u km	Cijena (€)
DV 110 kV Mostar 4 - Široki Brijeg rekonstrukcija	10,80	690.184
DV 110 kV Mostar 1 - Mostar 6 rekonstrukcija	4,30	296.779
DV 2x110 kV Poklečani - Posušje	15,10	2.164.911
DV 2x110 kV Poklečani - Tomislavgrad/Rama	31,60	3.715.746
Proširenje TS Jablanica za jedno DV polje 110 kV i puštanje Rama - Jablanica u pogon po 110 kV naponu	1	194.674
DV 110 kV Tomislavgrad - Kupres	20,00	1.584.867
DV 110 kV Rama - Uskoplje	25,00	2.370.433
TS 220/110 kV Poklečani ili Posušje 2 (1x150 MVA)	-	6.818.358
DV 110 kV Grude - Posušje	31,00	2.845.893
DV 110 kV Livno - VE Borova Glava 2	15,00	1.577.999

Projekat / investicija	Jedinica ili dužina u km	Cijena (€)
TS 110/x kV Glamoč (polje 110 kV)	3	817.632
Proširenje TS Livno i puštanje Livno – Glamoč u pogon po 110 kV naponu, zajedno sa njegovom rekonstrukcijom	33,20	1.128.212
DV 2x110 kV Slovinj – Kupres	25,00	3.329.021
DV 2x110 kV Bugojno – Kupres	15,90	2.648.329
DV 110 kV Bugojno – D. Vakuf rekonstrukcija	5,70	364.264
DV 110 kV Jajce 2 – D. Vakuf rekonstrukcija	22,60	1.444.274
DV 110 kV Livno – B. Blato 2	12,40	1.181.782
TS 220/110 kV Kupres (2x150 MVA)	-	7.753.006
DV 2x110 kV Mostar 9 – Mostar 4/Mostar 5 uz uvođenje DV Mostar 2 – Čapljina u Mostar 9	20,00	2.876.567
Ukupni dodatni troškovi (scenario D1)		43.802.931

Ukupni troškovi investicija integracije vjetroelektrana u scenariju D1 se procjenju na oko 44.000.000 €. Dodatnim troškovima vezanim uz prethodne scenarije izgradnje vjetroelektrana su dodati troškovi izgradnje jedne dodatne TS 220/110 kV, izgradnje četiri nova 110 kV dalekovoda, rekonstrukcije tri 110 kV dalekovoda i proširenja nekoliko postojećih i novih TS.

4.7 Dodatni troškovi investicija u scenariju D2 integracije vjetroelektrana

Procijenjeni dodatni troškovi investicija za pojačanja mreže u scenariju D2 bazirani na našim preporukama su dati u Tabeli 13.

Tabela 13 Dodatne investicije u prenosni sistem za scenario D2

Projekat / investicija	Jedinica ili dužina u km	Cijena (€)
DV 110 kV Mostar 4 – Široki Brijeg rekonstrukcija	10,80	690.184
DV 110 kV Mostar 1 – Mostar 6 rekonstrukcija	4,30	296.779
DV 2x110 kV Poklečani – Posušje	15,10	2.164.911
DV 2x110 kV Poklečani – Tomislavgrad/Rama	31,60	3.715.746
Proširenje TS Jablanica za jedno DV polje 110 kV i puštanje Rama – Jablanica u pogon po 110 kV naponu	1	194.674
DV 110 kV Tomislavgrad – Kupres	20,00	1.584.868
DV 110 kV Rama – Uskoplje	25,00	2.370.433
TS 220/110 kV Poklečani ili Posusje 2 (1x150 MVA)	-	6.818.358
DV 110 kV Grude – Posušje	31,00	2.845.893
DV 110 kV Livno – VE Borova Glava 2	15,00	1.577.999

Projekat / investicija	Jedinica ili dužina u km	Cijena (€)
DV 2x110 kV Mostar 9 – Mostar 4/Mostar 5 uz uvođenje DV Mostar 2 – Čapljina u Mostar 9	20,00	2.876.567
DV 110 kV VE Orlovača – Buško Blato 2	10,00	987.108
DV 110 kV Mostar 2 - Jablanica rekonstrukcija	41,50	2.652.096
Ukupni dodatni troškovi (scenario D2)		28.775.616

Ukupni troškovi investicija integracije vjetroelektrana u scenaru D2 se procjenju na oko 29.000.000 €. Dodatnim troškovima vezanim uz prethodne scenarije izgradnje vjetroelektrana su dodati troškovi izgradnje tri nova 110 kV dalekovoda.

4.8 Rekapitulacija dodatnih troškova investicija uzrokovanih integracijom vjetroelektrana

Rekapitulacija dodatnih troškova investicija potrebnih za razvoj prenosnog sistema za uspješnu integraciju vjetroelektrana je data na Slika 6 i u Tabeli 14.

Slika 6 Dodatne investicije u prenosni sistem za scenarije integracije vjetroelektrana

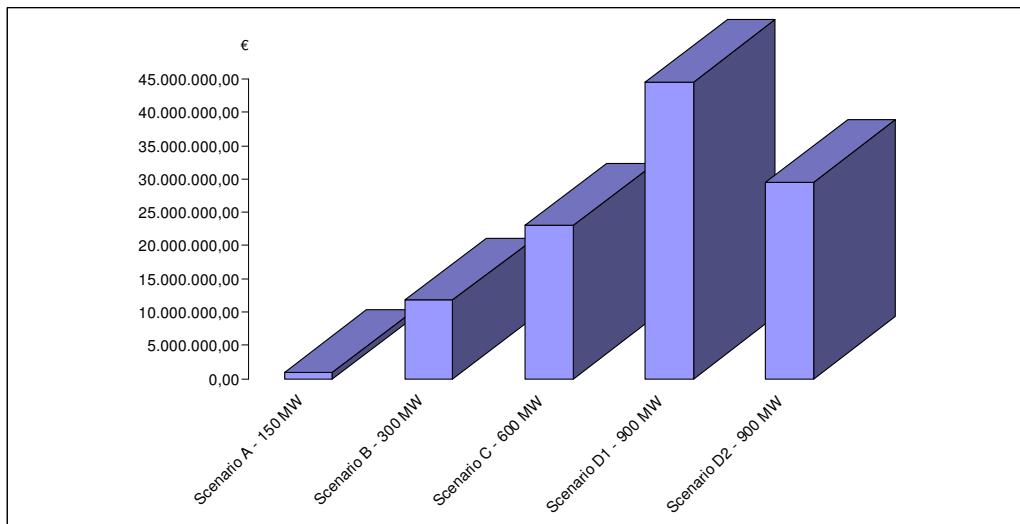


Tabela 14 Dodatne investicije u prenosni sistem za scenarije integracije vjetroelektrana

Scenario	Costs (€)
Scenario A (150 MW)	986.963
Scenario B (300 MW)	11.017.594
Scenario C (600 MW)	22.259.844
Scenario D1 (900 MW)	43.802.931
Scenario D2 (900 MW)	28.775.616

Studija energetskog sektora u BiH⁴ je procijenila ukupne troškove razvoja prenosnog sistema do 2020. godine na 279 miliona €. Dodatni troškovi razvoja prenosnog sistema zbog integracije vjetroelektrana su procijenjeni kako slijedi (kao procenat ukupnih troškova razvoja):

- 0.35% - za integraciju 150 MW u scenariju A izgradnje vjetroelektrana
- 4.21% - za integraciju 300 MW u scenariju B izgradnje vjetroelektrana
- 8.24% - za integraciju 600 MW u scenariju C izgradnje vjetroelektrana
- 15.97% - za integraciju 900 MW u scenariju D1 izgradnje vjetroelektrana
- 10.58% - za integraciju 900 MW u scenariju D2 izgradnje vjetroelektrana.

Opcija priključka pojedinačnih vjetroelektrana na 220 kV ili 400 kV mrežu nije razmatrana radi raspona predviđenih instaliranih snaga vjetroelektrana (18 MW – 145 MW) pri kojim troškovi priključka na mreže tih naponskih nivoa nisu ekonomski povoljne opcije (veliki udio troškova priključka u ukupnoj investiciji). Stoga je kao realna analizirana opcija gdje se VE priključuju na mrežu 110 kV, a po potrebi se zatim formiraju nova čvorista prema mreži 220 kV preko kojih se zbirna proizvodnja VE prenosi prema toj naponskoj razini. Općenito se može zaključiti da potreba i lokacija eventualno novih TS 220/110 kV ili TS 400/110 kV radi plasmana proizvodnje VE ovisi o koncentraciji VE na nekom području i njihovoj ukupnoj snazi, te blizini 220 kV i 400 kV vodova, pa će u slučaju drugačijeg rasporeda izgradnje VE i ovakve investicije eventualno postati realne.

⁴ Studija energetskog sektora u BiH, Energetski institut Hrvoje Požar, Soluziona, Ekonomski institut Banja Luka, Rudarski institut Tuzla, 2008

5 Dodatni zahtjevi za P/f i Q/U regulaciju izazvani integracijom vjetroelektrana

5.1 P/f regulacija

U ovom i narednom podpoglavlju ćemo sagledati operativne faktore koje NOS BiH mora razmotriti u svakodnevnom upravljanju tokovima snaga kad je proizvedena snaga iz vjetroelektrana značajna; ovo poglavlje se bazira na tehnikama upravljanja akivnom snagom, dok poglavlje 5.2 razmatra zahtjeve za reaktivnom snagom. I jedno i drugo će izazvati dodatne finansijske posljedice za NOS i/ili investitore vjetroelektrana.

Kako se integracija vjetroelektrana u prenosni sistem povećava, pojava velikih i brzih promjena u proizvodnji energije vjetra postaje značajan problem u upravljanju mrežom. NOS mora osigurati da postoji dovoljno kapaciteta u konvencionalnim izvorima kako bi se kompenzovale promjene u proizvodnji energije vjetra. Neočekivane promjene u proizvodnji energije vjetra mogu stvoriti dodatne probleme za pomoćne usluge.

Upravljanje aktivnom snagom pretpostavlja da se proizvodnja iz vjetroelektrana prilagođava ovisno o frekvenciji prenosnog sistema. Potrošnja električne energije se značajno mijenja tokom dana, te je neophodno da se potrošnja izjednačava sa odgovarajućom proizvodnjom, frekvencija održava unutar dozvoljenih granica za normalan pogon i ograniče neodgovarajući tokovi snaga na interkonekcijama sa susjednim sistemima. Prema tome, korektno funkcionisanje regulacije frekvencije je izuzetno značajno za normalan rad sistema.

Elektroenergetski sistem BiH je relativno mali sa ograničenim brojem konvencionalnih elektrana, ali sa značajnim učešćem proizvodnje iz hidroelektrana u ukupnoj proizvodnji. Ovo znači da bi mogućnosti regulacije snage i frekvencije postojećih hidroelektrana mogle biti značajne i pogodne za obezbjeđenje regulacije novim vjetroelektranama.

Generalno, hidroelektrane imaju veoma brz odziv u sekundarnoj regulaciji, dok je odziv termoelektrana u sekundarnoj regulaciji mnogo sporiji, posebno termoelektrana na ugalj kao što su TE u BiH (Ugljevik, Gacko, Tuzla, Kakanj).

U BiH trenutno postoji pet hidroelektrana koje mogu obezbijediti sekundarnu P/f regulaciju (Jablanica, Trebinje, Višegrad, Rama, Bočac) i šest hidroelektrana koje mogu obezbijediti tercijernu P/f regulaciju (Čapljina, Grabovica, Salakovac, Višegrad, Bočac, Trebinje)⁵. Zbog različitih razloga NOS ne može obezbijediti ukupnu rezervu iz ovih hidroelektrana što vodi ka nezadovoljavajućem debalansu u elektroenergetskom sistemu BiH i velikim odstupanjima u prekograničnim tokovima snaga u odnosu na planirane vrijednosti.

⁵ Odluka o određivanju tarifa za pomoćne usluge, DERK, 2010

Ova činjenica može ograničiti buduće planove integracije vjetroelektrana u elektroenergetski sistem BiH budući da su one dodatni izvor mogućeg debalansa. Od najveće je važnosti da kompanije koje se bave proizvodnjom električne energije u BiH obezbijede sekundarnu i tercijarnu rezervu NOS-u BiH, kao što je navedeno u odluci DERK-a.

Pri operacionim uslovima koji su tipični za posljednjih deset godina (uključujući fluktuacije snage i utvrđeni nivo razmjene snage unutar ENTSO-E koji zahtijeva minimalno odstupanje snage od +/-20 MW u poređenju sa planiranim i ugovorenim razmjenama) postojeći nivo sekundarne P/f regulacije može biti dovoljan da se pokrije greška u prognozi opterećenja, ali nije dovoljan za integraciju velikih vjetroelektrana.

Potretna sekundarna i tercijerna P/f rezerva, za različite scenarije integracije vjetroelektrana, je procijenjena u Zadatku 1 ovog Projekta.

Procijenjeno je da dodatne hidro jedinice trebaju biti uključene u sekundarnu P/f regulaciju uključujući HE Jajce 2, HE Mostar, HE Peć Mlini, HE Mostarsko Blato, HE Grabovica, HE Salakovac itd. NOS BiH je iznio mišljenje da sekundarna i tercijerna P/f rezerva u BiH neće ograničiti integraciju vjetroelektrana, ali kompanije koje se bave proizvodnjom električne energije moraju obezbijediti takve pomoćne usluge. Ovo bi moglo zahtijevati buduća poboljšanja tarifnog sistema za pomoćne usluge zato što bi oni koji pružaju ove usluge trebali pokriti svoje troškove za obezbjeđenje ovog tipa pomoćnih usluga.

Godišnja promjenjivost sekundarne P/f rezerve, posebno očekivane niske vrijednosti za vrijeme ljetnih mjeseci, ostaje ključni problem za integraciju vjetroelektrana. NOS mora riješiti ovaj problem na način da ovaj tip pomoćne usluge nabavi u regionu. Ako ne, može biti potrebna izgradnja najmanje jedne plinske elektrane sa kombinovanim ciklusom da bi se obezbijedila ova usluga u slučaju neraspoloživosti hidroelektrana.

Ograničen doprinos P/f regulaciji mogu pružiti i vjetroelektrane, no efikasnost toga je upitna jer VE ne mogu podići svoju proizvodnju iznad odgovarajuće brzine vjetra, mogu je samo smanjiti u odnosu na postojeći vjetar. Stoga VE ne mogu dati značajan doprinos P/f regulaciji u razdoblju kad je potrošnja veća od proizvodnje.

5.2 Q/U regulacija

Generatori, transformatori i drugi induktivni elementi mreže troše reaktivnu snagu koju je potrebno proizvesti ili preuzeti iz sistema. Ukoliko korisnici troše reaktivnu snagu iz sistema smanjen je raspoloživi kapacitet vodova za prenos aktivne snage. Nasuprot aktivnoj snazi reaktivna energija se ne može efikasno prenositi na velike udaljenosti. Zato se ona mora regulisati na lokalnom nivou u svrhu (i) zadovoljenja zahtjeva za zaštitu, (ii) održanja prenosa aktivne snage i (iii) održanja odgovarajućeg kvaliteta napona. Što je veći nivo reaktivne snage veći je nivo gubitaka u mreži. Tokovi reaktivnih snaga doprinose gubicima u aktivnoj snazi. Neophodno je da se smanje tokovi reaktivnih snaga u mreži kako bi se smanjili gubici. Regulacija reaktivne snage (Q/U regulacija) se može vršiti korištenjem: sinhronih generatora, sinhronih kondenzatora, regulacionih transformatora, statičkih VAR sistema, reaktora i

kondenzatorskih baterija. Ključno je to da se naponi u sistemu moraju održavati unutar određenih granica i da naponi moraju biti stabilni (izbjegavanje naponskog sloma).

Elektroenergetski sistem BiH ima ograničene mogućnosti pružanja usluga Q/U regulacije. Regulacija se većinom osigurava upotrebom sinhronih generatora i regulacionih transformatora: 400/110 kV, 220/110 kV i 110/x kV.

Kao posljedica ograničene Q/U regulacije moguća je povremena pojava niskih napona u nekim mrežnim čvorištima kao što su: Čitluk, Čapljina, Stolac itd. Takođe, mogu se pojaviti visoki naponi u periodima malih opterećenja u 400 kV, 220 kV i 110 kV mreži.

Proračuni provedeni u Zadatku 2 pokazuju da će očekivane naponske prilike u prenosnom sistemu BiH biti zadovoljavajuće, ali moguća je pojava niskih i visokih napona. U tom smislu određeni ograničeni doprinos u Q/U regulaciji od strane vjetroelektrana može biti dobrodošao. Dalje, neke velike vjetroelektrane kao VE Glamoč 1 – Slovinj, VE Ljubuša, VE Pakline i VE Kupres moraju biti opremljene kako bi obezbijedile uslugu Q/U regulacije kako bi se izbjegao naponski slom u sistemu. Imajući na umu da očekivani plan razvoja prenosnog sistema sadrži neke investicije koje će poboljšati naponske prilike u prenosnom sistemu (kao što je nova TS 220/110 kV Poklečani ili Posušje 2) dodatni napor se trebaju usmjeriti ka uvođenju zahtjeva da vjetroelektrane moraju imati mogućnost rada sa faktorom snage unutar opsega od 0.95 induktivno do 0.95 kapacitivno (sposobnost rada u induktivnom i kapacitivnom režimu).

Ne očekuje se da će integracija vjetroelektrana izazvati dodatne troškove u sistemu za obezbeđenje usluga Q/U regulacije, posebno ukoliko se ti zahtjevi nametnu investitorima vjetroelektrana.

6 Dodatni troškovi proizvodnje

Investicije u prenosne elemente čine samo jedan dio troškova upravljanja sistemom sa povećanom proizvodnjom iz vjetroelektrana. Ostali troškovi se mogu podijeliti u dvije glavne kategorije:

- Promjene u upotrebi proizvodnih elemenata koji u proizvodnji ne koriste energiju vjetra.** Budući da će energija vjetra imati prioritet pri dispečiranju onda ostala proizvodnja ili neće biti izgrađena, ili će se, što je za očekivati, manje koristiti. Ovo će smanjiti prihode za druge proizvođače.
- Obezbeđenje rezerve.** Kao što je ranije konstatovano operator sistema mora obezbijediti rezervu zbog intermitirajuće proizvodnje energije vjetra – rezervna proizvodnja mora biti na raspolaganju kada ne puše vjetar. Ovo se mora obezbijediti koristeći neki oblik ugovora o pomoćnim uslugama, pri čemu će se troškovi naplatiti svim korisnicima kroz prenosne naknade.

U ovom poglavlju analiziramo gubitke u prihodima konvencionalne proizvodnje zbog povećanja proizvodnje energije vjetra, a zatim razmatramo dodatne troškove potrebne da bi se obezbijedila rezerva energiji vjetra.

6.1 Uticaj vjetra na konvencionalnu proizvodnju

Kako se potražnja za električnom energijom mijenja može se očekivati razvoj novih proizvodnih objekata. Izgradnja farmi VE može poremetiti razvoj novih proizvodnih objekata, ali će najvjerojatnije uticati na troškove. Zato u ovom podpoglavlju:

- Razvijamo osnovni scenario porasta potrošnje i razvoja novih proizvodnih objekata.
- Modelujemo dispečiranje proizvodnje u osnovnom scenaruju i računamo prihode i troškove proizvodnje.
- Zatim poredimo scenarije razvoja vjetroelektrana sa osnovnim scenarijem i poredimo dispečiranje, troškove i prihode sa osnovnim scenarijem.

Za ovu analizu koristimo jedan osnovni scenario uprkos činjenici da bi se mnoge varijable (kao što su porast potrošnje i investicije u proizvodnju) mogle promijeniti tokom vremena. Ipak, mi samo ispitujemo uticaj razvoja energije vjetra za koji se očekuje da će biti isti bez obzira na promjene drugih varijabli; uticaj izgradnje VE se može odrediti ukoliko su pretpostavke istovjetne u svim scenarijima.

6.1.1 Model dispečiranja proizvodnje

Razvili smo model elektroenergetskog sistema BiH kako bi odredili kako će se dispečiranje promijeniti sa povećanjem instalisanе snage. U osnovi ovaj model je

model dispečiranja prema poretku po vrijednosti sličan tradicionalnim alatima modelovanja kao što je WASP model koji kompanije često koriste u planiranju razvoja proizvodnje. Naš model ograničava zahtjeve za dodatnim podacima. Ovim se ide u korak sa relativno malim brojem raspoloživih opcija u malom elektroenergetskom sistemu BiH.

Osnovna pretpostavka na kojoj počiva naša analiza je da se cijene na veliko mogu simulirati kao da su podešene na otvorenom tržištu (postoji konkurenca). Iako na trenutnom tržištu nema dovoljno konkurencije ova pretpostavka je korisna u procjeni vrijednosti proizvedene enerije, koja je osnova za proračun relativnog uticaja povećanja energije vjetra.

Model funkcioniše na sljedeći način:

- Proizvodne jedinice su složene prema poretku po vrijednosti. Ovo znači da će proizvodna jedinica sa najmanjim varijabilnim troškovima biti dispečirana prva u slučaju da je raspoloživa.
- Raspoloživost proizvodnih jedinica se sezonski prilagođava kako bi prikazali očekivane neraspoloživosti. U slučaju hidroelektrana njihova neraspoloživost je značajana u određeno doba godine. Odgovarajućim optimizacijskim alatom bi bilo moguće dispečirati hidroelektrane u periodima vršnog opterećenja kada se očekuje visoka cijena električne energije, odnosno one ne bi bile dispečirane tokom noći kako bi se sačuvala voda. Da bi se ovo modelovalo trebalo bi posjedovati dodatne informacije o veličini akumulacije i sezonskim dotocima vode što nije jednostavno dostupno. Zato smo se odlučili za pojednostavljeni pristup u kojem hidroelektrane pokrivaju dno krive opterećenja, a njihov angažman je ograničen njihovom sezonskom raspoloživošću.
- Cijene su pretpostavljene na osnovu ponuda na kratkoročnom tržištu uz više cijene kada je najniža rezerva. Iskorištena je sljedeća kvadratna funkcija:

$$P_t = f\left(\left(\frac{D_t}{C_t - D_t}\right)^2\right)$$

Uz:

$$\sum FC = \sum_{g=1}^n \sum_{t=1}^{8760} ((P_t - VC_{gt})^* D_{gt})$$

Gdje su:

P_t = Cijena energije na veliko u vremenskom periodu t

D_t = Ukupna potrošnja u vremenskom periodu t

C_t = Raspoloživi kapacitet u vremenskom periodu t

FC = Ukupni godišnji fiksni troškovi za koje proizvođači skupno traže povrat

VC_{gt} = Varijabilni troškovi generatora g u vremenskom periodu t

D_{gt} = Dispečiranje generatora g u vremenskom periodu t

Sa praktične strane cijene u modelu su ograničene cijenama uvoza, iako ovo nije karakteristično za BiH, koja u većini mjeseci ima višak za izvoz. Troškovi uvoza su modelovani na osnovu troškova zabilježenih u regionu, a EU komisija izvještava i prognozira razmijenjene snage u Evropi. Procjenu uvoznih cijena vršimo kao prosjek cijena u trenutku vršnih opterećenja i cijena izvan vršnog opterećenja, pri čemu u stvarnosti ne modelujemo satne cijene uvoza. Zbog toga su promjene uvoznih cijena sezonske.

6.1.2 Pretpostavke u osnovnom scenariju

Porast potrošnje

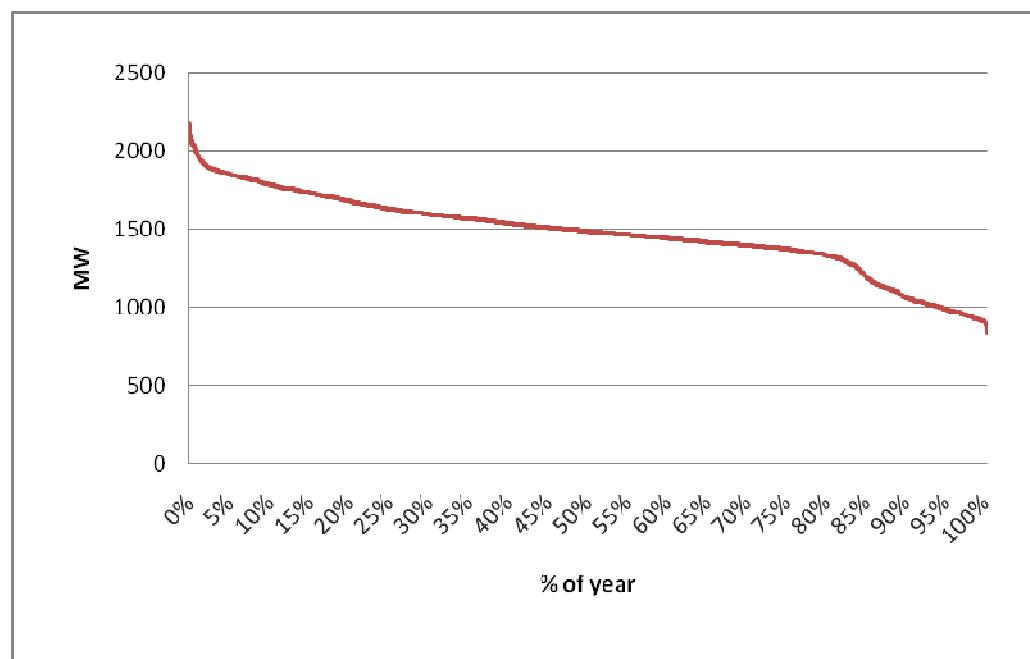
Za porast potrošnje izabrali smo krivu srednjeg porasta sa konstantnom stopom rasta. Rezultati naših prognoza su sumirani u Tabeli 15.

Tabela 15 Porast potrošnje u BiH – osnovni scenario

Godina	Godišnja potrošnja (GWh)	Period	Stopa godišnjeg porasta
2010 (trenutno)	11,725	2008-2010	2.4%
2015	13,201	2010-2015	2.4%
2020	14,863	2015-2020	2.4%
2025	16,734	2020-2025	2.4%

Slika 7 prikazuje krivu trajanja opterećenja konzuma u BiH u 2010. godini. Prepostavljamo da neće biti promjena u obliku krive opterećenja (satno opterećenje) u budućnosti.

Slika 7 Kriva trajanja opterećenja za BiH, 2010

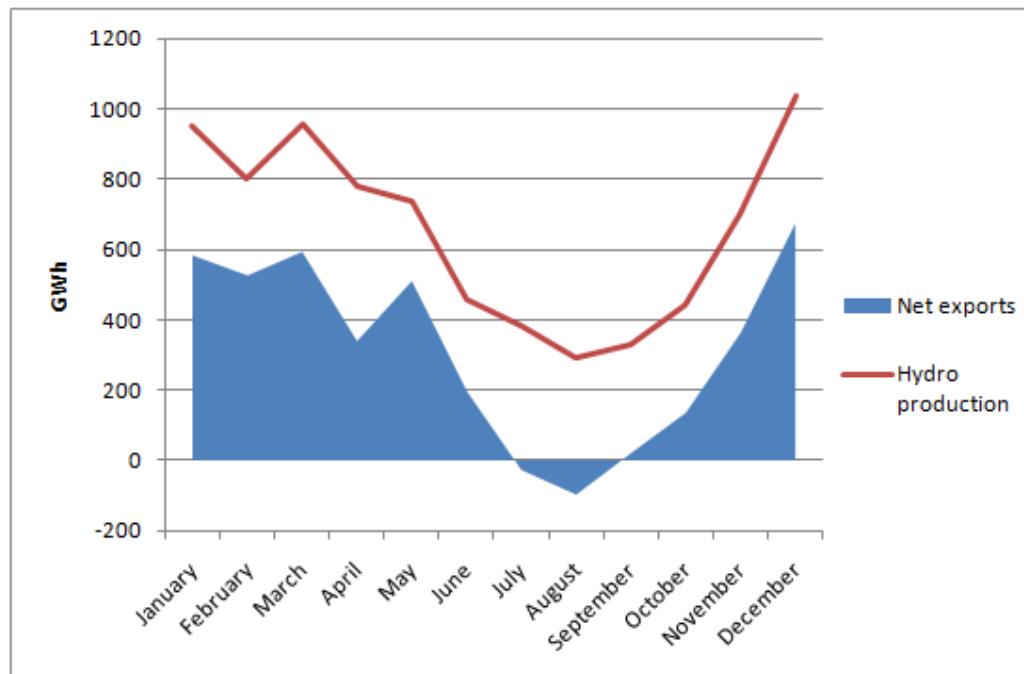


Izvor: ENTSO-E

Izvozi

BiH je izvoznik većinu godine pri čemu se smjer razmjene sa drugim zemljama mijenja za vrijeme ljetnih mjeseci kada je niska raspoloživost hidroelektrana (Slika 8). Energija izvoza se sastoji uglavnom od energije iz hidroelektrana. U 2010. godini proizvodnja hidroelektrana i izvoz su bili u korelaciji od 97%.

Slika 8 Proizvodnja hidroelektrana i izvozi iz BiH u 2010.



BiH se nalazi u poziciji da viškove energije izvozi svojim susjedima. Ugovori o izvozu se obično sklapaju unaprijed na dugoročnoj osnovi pri čemu se količine određuju na osnovu raspoloživosti hidroelektrana tokom godine. Svako povećanje u proizvodnji u BiH iznad porasta domaće potrošnje će biti raspoloživo za izvoz.

U osnovnom scenariju (bez energije vjetra) profil godišnjeg ugovorenog izvoza je prepostavljen na osnovu profila godišnjeg izvoza u 2010. godini. Ove ugovorene vrijednosti ne odgovaraju stvarnom izvozu u 2010. godini podcrtavajući tezu da će stvarni ugovoreni izvoz biti baziran na dugoročnim prognozama *očekivane* raspoloživosti izvora. Ovo je pojednostavljenje, čak i u odsustvu potpunog regionalnog balansiranja ili kratkoročnog tržišta, budući da se trenutno kratkoročne prekogranične razmjene određuju u ovisnosti o stvarnim hidrološkim uslovima. Ipak, u ovom pristupu ima dovoljno detalja za stvaranje dobre osnove za poređenje u okviru ove analize.

Prepostavljeni profil godišnjeg izvoza je zadržan i u ostalim analiziranim godinama. U osnovnom scenariju postoji veliki porast kapaciteta do 2015. (9.4% porast u periodu od pet godina) koji prati dalji veliki porast do 2020. (10.4%), ali nema drugih promjena do 2025. Ipak, očekuje se da prosječni porast potrošnje u svakom periodu od pet godina (12.6%) bude veći od prosječnog porasta novih proizvodnih kapaciteta tako da će potrošnja smanjiti proizvodnju raspoloživu za izvoz. Da bi se ovo uvelo u analizu nivo izvoza u analiziranim godinama je prilagođen tako da se zadrži razlika između maksimalne proizvodnje i vršne vrijednosti domaće potrošnje u svakoj godini.

Razvoj proizvodnje

Razmatra se izgradnja velikog broja novih proizvodnih objekata do 2020. Ipak, većina ovih projekata još nije dobila neophodna zvanična odobrenja, te, generalno, broj prijavljenih novih proizvodnih objekata je prevelik da bi se priključio u elektroenergetski sistem BiH. Imajući ovo na umu može se očekivati ukupno instalisanih novih 1,121.85 MW do 2020., od čega 71.85 MW u HE i 1,050 MW u TE.

Iako se sve navedene pretpostavke neće ostvariti, kao što je prethodno objašnjeno, najvažnije je da su pretpostavke konzistentne između osnovnog scenarija i scenarija razvoja energije vjetra.

Tabela 16, na osnovu Tabela 10 i 11 iz izvještaja za Zadatak 2, daje listu ključnih očekivanih razvojnih projekata između 2010. i 2025. godine. Moguće je istaći sljedeće:

- Postojeće hidroelektrane su navedene po rječnim slivovima. Ovo ne utiče na modelovanje budući da HE imaju uobičajene karakteristike troškova.
- U sistemu HE na Trebišnjici pumpno - akumulaciona elektrana (HE Čapljina) je uključena u analizu. Instalisana snaga HE Dubrovnik I je podešena na 50% budući da BiH ima pravo na ovo prema ugovoru sa Hrvatskom.
- Prikazani godišnji fiksni troškovi su procijenjeni godišnji troškovi (plus troškovi rada i održavanja) za svaki tip elektrane bazirani na prepostavljenim troškovima po MW. Očekuje se da će fiksni troškovi za postojeće elektrane biti relativno niski budući da su ove stare elektrane u potpunosti ili gotovo potpuno amortizovane. Ovi troškovi se koriste u našem modelu kako bi se provjerilo da će određena elektrana biti profitabilna.
- Varijabilni troškovi se mogu samo primjeniti u slučaju temoelektrana, pri čemu većinu troškova čini gorivo. Prepostavljeno je da nove elektrane imaju veći stepen iskorištenja goriva od postojećih. Iako se feed-in tarifa za VE u svrhu modelovanja može smatrati varijabilnim troškom, ovim elektranama se garantuje povrat sredstava tako da njihovi troškovi ne remete poredak po vrijednosti – one će biti u pogonu kad god mogu.

Tabela 16 Osnovne karakteristike konvencionalnih elektrana

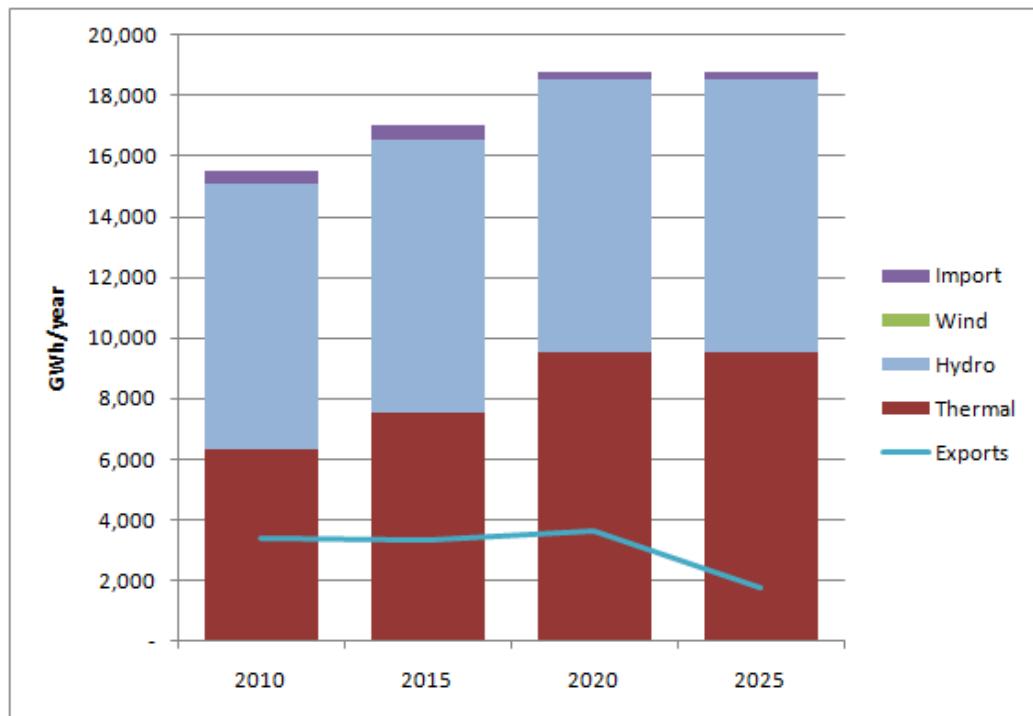
Godina stavljanja u pogon	Naziv elektrane	Tip	Instalisana snaga (MW)	Godišnji fiksni troškovi (€m)	Varijabilni troškovi (€/MWh)
Do 2010.	HE na Trebišnjici	Hidro	240.5	46.3	0
	HE na Neretvi	Hidro	804	56.3	0
	HE na Vrbasu	Hidro	200	14.0	0
	HE na Drini	Hidro	515	36.1	0

	TE Tuzla	Termo	711	76.2	23.13
	TE Kakanj	Termo	524	56.2	23.13
	TE Gacko	Termo	276	29.6	23.13
	TE Ugljevik	Termo	279	29.9	23.13
	Interkonekcije	Izvoz	1450	-	Godišnj i
2011. do 2015.	TE Stanari	Termo	300	41.4	20.23
	HE na Sutjesci	Hidro	19.15	3.6	0
	HE Ustiprača	Hidro	8	1.5	0
	HE Ulog	Hidro	34.7	6.6	0
	HE Dub	Hidro	10	1.9	0
2016. do 2020.	TE Tuzla 7	Termo	450	48.9	20.23
	TE Kakanj 8	Termo	300	32.6	20.23

Na Slika 9 prikazano je modelovano dispečiranje svih kapaciteta za osnovni scenario. Uvozom se snabdijeva samo mali dio opterećenja u BiH, koja ostaje izvoznik i u ovom i u svim ostalim scenarijima.

U ovom scenariju sve nove investicije su završene do 2020. i preostali slobodni kapaciteti su ugovoreni za izvoz. Ovo daje stabilnu situaciju za dispečiranje između 2020. i 2025. Izvoz opada nakon 2018. budući da domaća potrošnja nastavlja da raste dok nema novih proizvodnih objekata.

Slika 9 Razvoj dispečiranja – osnovni scenario



6.1.3 Rezultati za osnovni scenario

Slika 10 daje uvid u modelovano dispečiranje za 2020. u osnovnom scenariju (bez vjetra). Većinu razmatranih godina stare termoelektrane su marginalne (Kakanj, Ugljevik i Gacko), dok su nove termo i hidroelektrane smještene ispod njih na dnu. Uvozi (Interconnector na slici 10) se koriste svega nekoliko sati. Rezultati za marginalne elektrane su slični i u drugim razmatranim godinama.

Slika 10 Modelovano dispečiranje – osnovni scenario, 2020

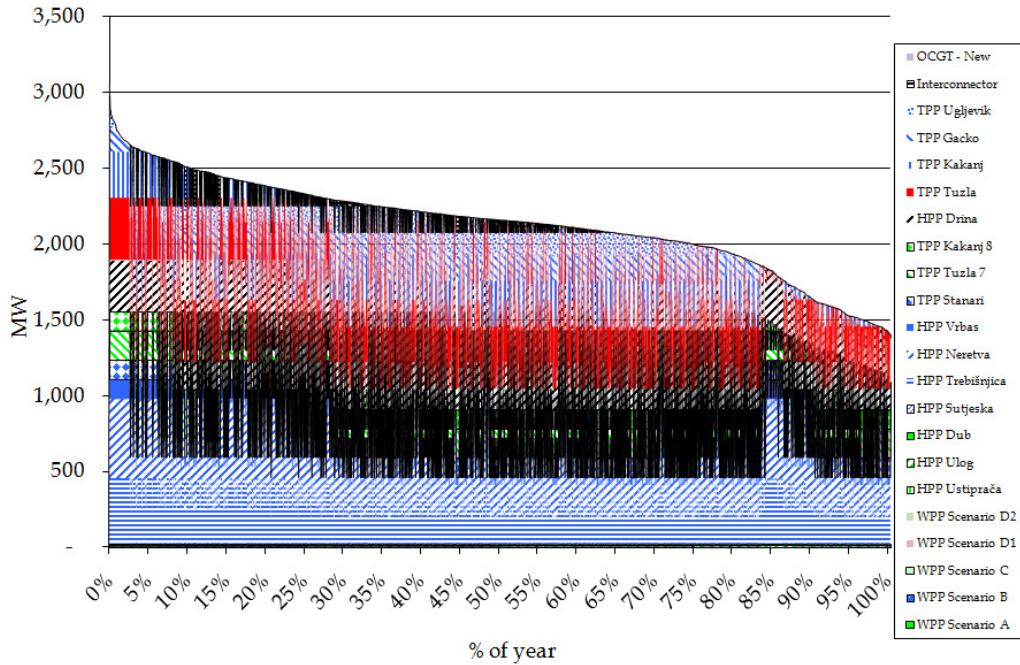


Tabela 17 pokazuje neke finansijske indikatore izvedene iz modela za osnovni scenario. Tabela pokazuje veliko povećanje u proizvodnji do 2015. i do 2020. na valu novih investicija koje ulaze u pogon, od kojih su većina termoelektrane. Uvoz se smanjuje kako nove temoelektrane postaju raspoložive što nadoknađuje malu proizvodnju hidroelektrana za vrijeme sezone niskog vodostaja (ljeto).

Mala promjena u ukupnim troškovima u 2025., iako ukupno opterećenje (uključujući izvoz) i instalisana snaga ostaju stabilni, je izazvana malim povećanjem uvoznih cijena nakon 2020. godine.

Treba imati na umu da je ovo prije svega scenario, a ne prognoza; njegova glavna uloga je da bude osnova sa kojom će se porebiti scenariji integracije energije vjetra.

Tabela 17 Rekapitulacija rezultata - osnovni scenario

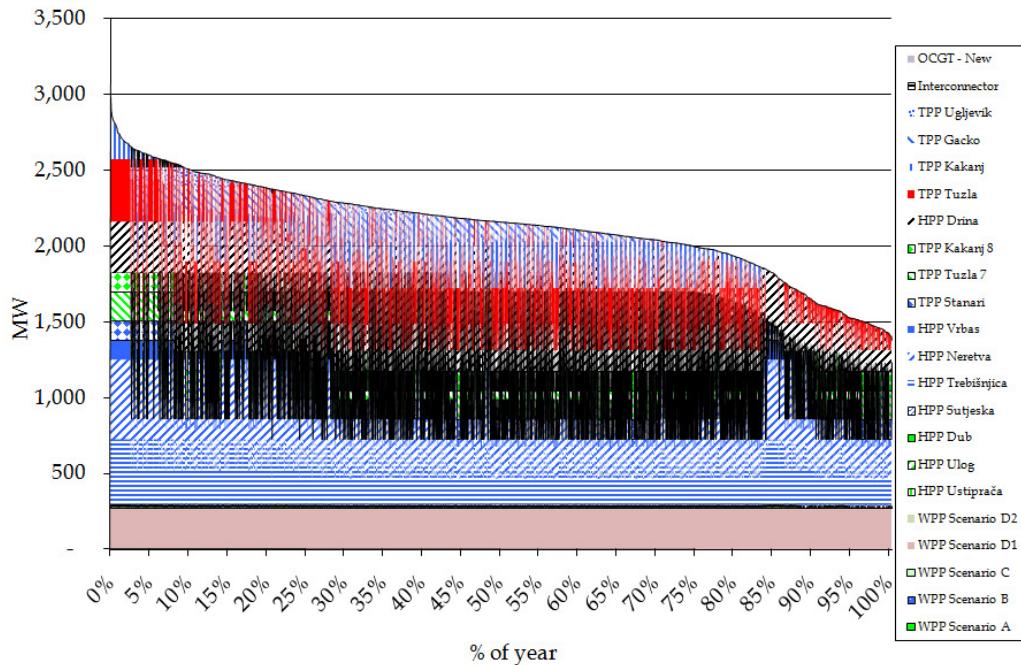
		Termo	Hidro	Vjetar	Ukupna proizvodnja	Uvoz	Ukupno
2010	Dispečirano (GWh)	6,338.7	8,758.1	-	15,096.8	435.3	15,532.2
	Ukupni prihod (€m)	342.5	349.6	-	692.1	18.9	710.9
	(od čega: varijabilni troškovi (€m))	146.6	-	-	146.6	-	146.6
2015	Dispečirano (GWh)	7,540.1	8,977.4	-	16,517.5	522.8	17,040.3
	Ukupni prihod (€m)	409.4	365.0	-	774.5	23.4	797.9
	(od čega: varijabilni troškovi (€m))	171.2	-	-	171.2	-	171.2
2020	Dispečirano (GWh)	9,541.5	8,978.0	-	18,519.5	230.0	18,749.5
	Ukupni prihod (€m)	520.7	380.9	-	901.6	10.8	912.4
	(od čega: varijabilni troškovi (€m))	209.7	-	-	209.7	-	209.7
2025	Dispečirano (GWh)	9,541.5	8,978.0	-	18,519.5	230.0	18,749.5
	Ukupni prihod (€m)	523.7	382.2	-	905.9	10.9	916.8
	(od čega: varijabilni troškovi (€m))	209.7	-	-	209.7	-	209.7

6.1.4 Uticaj proizvodnje iz vjetroelektrana – pregled

Intermitirana proizvodnja vjetroelektrana će imati prioritet u dispečiranju, te će, kada je u pogonu, razmjestiti proizvodnju iz drugih izvora. Model ne pokazuje uticaj intermitiranog pogona, već prepostavlja da će vjetar puhati 30% vremena i ovo je predstavljeno na način da je 25-30 % instalisane snage vjetroelektrana dispečirano u svakom satu.

Slično prethodnom, model ne pokazuje uticaj na druge elektrane koje dio kapaciteta čuvaju kao rezervu. Zato je model ograničen na to da prikazuje prihod hidro i termoelektrana (i uvoze) pretpostavljajući postavljeni procenat dispečirane energije vjetra u svakom satu. Uvid u rezultate je prikazan na Slika 11.

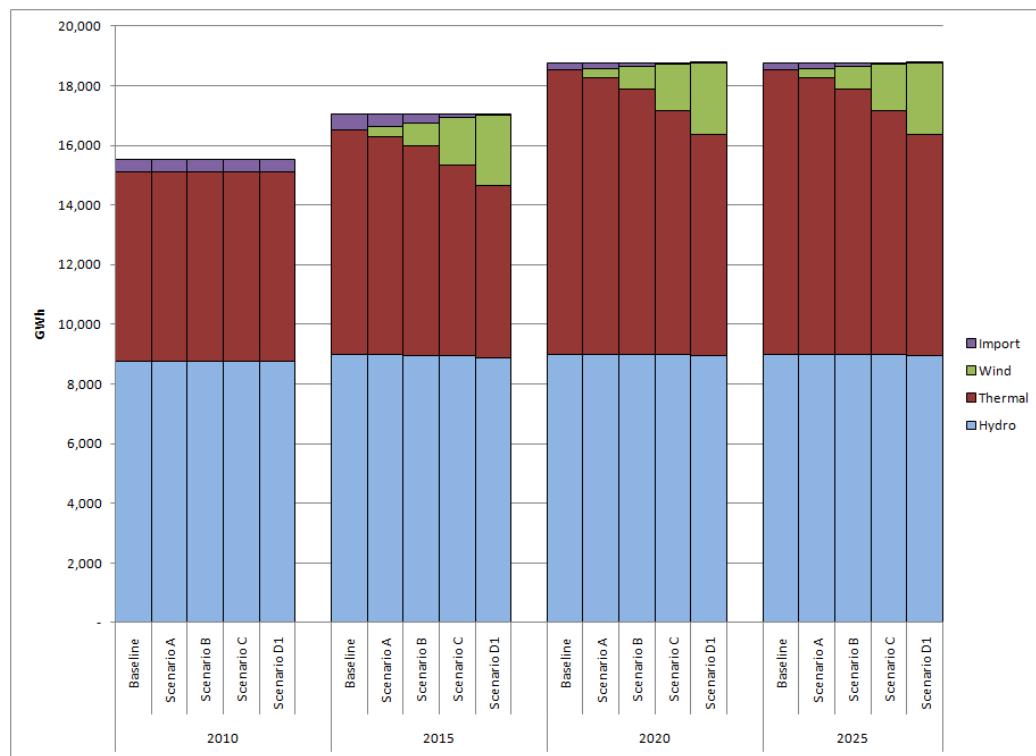
Slika 11 Modelovano dispečiranje – Scenario D1, 2020.



Slika 11 pokazuje dispečiranje na osnovu poretku po vrijednosti za D1 u 2020., koji se može uporediti sa slikom za osnovni scenario (Slika 10 na strani 40). Energija vjetra se nalazi na dnu krive na Slika 11 dok, u poređenju sa Slika 10 neke marginalne termoelektrane su potisnute sa dna prema vrhu.

Uticaj energije vjetra na godišnje dispečiranje je sumiran na Slika 12. U svim scenarijima proizvodnja vjetroelektrana pomjera položaj termoelektrana na slici. U narednom poglavlju se razmatra uticaj ovoga na prihode i troškove.

Slika 12 Uticaj dispečiranja energije vjetra na konvencionalnu proizvodnju – svi scenariji



Rezultati za Scenarij D2 nisu prikazani budući da su u ovoj analizi rezultati dispečiranja za Scenarij D1 (široko rasprostranjene vjetroelektrane) isti kao i za D2 (koncentrisane vjetroelektrane).

6.1.5 Uticaj energije vjetra na troškove proizvodnje – Scenario A

Scenario A podrazumijeva da nakon izgradnje 4 VE⁶ više nema izgradnje vjetroelektrana. Kao i u drugim scenarijima nema promjene u planu izgradnje konvencionalnih izvoratako da će uticaj ovih vjetroelektrana biti takav da će uglavnom promijeniti položaj termoelektrana u popunjavanju krive opterećenja.

Tabela 18 pokazuje kako će povećanje u dispečiranju VE uticati na proizvodnju, prihode i troškove drugih tipova proizvodnje i na izvoze.

⁶ VE Mesihovina 44 MW, VE Velika Vlajina 32 MW, VE Kamena 42 MW, VE Ivan Sedlo 40 MW

Tabela 18 Uticaj energije vjetra na konvencionalnu proizvodnju - Scenario A⁷

		2010	2015	2020	2025
Vjetar	Proizvodnja (GWh)		329	329	329
	Troškovi po feed-in tarifi (€m)		29.6	29.6	29.6
Uticaj na uvoz	Ukupno GWh uvezenih u scenariju A	435	413	164	164
	Uticaj energije vjetra (GWh)		-110	-66	-66
	Uticaj energije vjetra (%)		-21%	-29%	-29%
	Ukupni troškovi u scenariju (€m)	18.9	18.5	7.7	7.8
	Uticaj energije vjetra (€m)		-4.9	-3.1	-3.2
	Uticaj energije vjetra (%)		-21%	-29%	-29%
Uticaj na termo elektrane	Ukupno GWh proizvedenih u TE u scenariju A	6,339	7,323	9,279	9,279
	Uticaj energije vjetra (GWh)		-217	-262	-262
	Uticaj energije vjetra (%)		-3%	-3%	-3%
	Ukupni prihodi TE u scenariju (€m)	343	395	497	499
	Uticaj energije vjetra (€m)		-14.1	-24.0	-24.6
	Uticaj energije vjetra (%)		-3.4%	-4.6%	-4.7%
	Troškovi goriva u scenariju A	147	166	204	204
	Uticaj energije vjetra (€m)		-5.0	-6.0	-6.0
	Uticaj energije vjetra (%)		-2.9%	-2.9%	-2.9%
	Margina u scenariju A	195.9	229.1	293.1	295.4
	Uticaj energije vjetra (€m)		-9.1	-18.0	-18.6
	Uticaj energije vjetra (%)		-3.8%	-5.8%	-5.9%
Uticaj na hidro elektrane	Ukupno GWh proizvedenih u HE u scenariju A	8,758	8,976	8,978	8,978
	Uticaj energije vjetra (GWh)		-1.4	0	0
	Uticaj energije vjetra (%)		-0.0%	0.0%	0.0%
	Ukupni prihodi HE u scenariju (€m)	350	362	375	376
	Uticaj energije vjetra (€m)		-3.3	-5.9	-6.2
	Uticaj energije vjetra (%)		-0.9%	-1.6%	-1.6%

⁷ Potrebno je primjetiti da se sva poređenja cifri vrše u odnosu na cifre iz Tabela 17 Osnovni scenario. Npr. uvozi u 2015. iz Tabela 17 iznose 522.8 GWh tako da smanjenje od 110 GWh ulazi u scenario A i smanjuje ovu cifru na 412.7 GWh, smanjenje od 21%.

Potrebno je istaći da iako se ukupna proizvodnja iz hidroelektrana ne smanjuje u ovom scenariju, ipak postoji gubitak u njihovim prihodima koji oslikava pad prosječnih cijena na veliko kao rezultat povećane isporuke energije iz VE koja pokriva dno dijagrama opterećenja i smanjuje potrebu za proizvodnjom koja će pokrivati vršna opretećenja.

Efekti sa tačke gledišta potrošača su prikazani u donjoj tabeli (negativne vrijednosti predstavljaju trošak potrošača, pozitivne su benefit). Energija vjetra omogućava velike uštede potrošačima zbog troškova termoelektrana, kao i uštede u uvozu i energiji iz HE. Iako su u 2015. godini potrošači suočeni sa porastom neto troškova feed-in tarife koja se plaća vjetroelektranama, od 2020. kombinovana ušteda na konvencionalnim izvorima kompenzuje potrošačima dodatne troškove feed-in tarife, tako da i oni imaju koristi od energije vjetra.

	2015	2020	2025
	milion €		
Povećani troškovi zbog feed-in tarife	-29.6	-29.6	-29.6
Uštede u uvozu	+4.9	+3.1	+3.2
Promjene u troškovima termoelektrana	+14.1	+24.0	+24.6
Promjene u troškovima hidroelektrana	+3.3	+5.9	+6.2
Ukupno	-7.3	+3.5	+4.4

6.1.6 Uticaj energije vjetra na troškove proizvodnje – Scenario B

Scenario B je scenario sa 300 MW instalisanih VE, uz tri nove izgrađene VE dodate onima iz Scenarija A⁸. Tabela 19 pokazuje kako će povećanje u dispečiranju energije vjetra uticati na proizvodnju, prihode i troškove drugih tipova proizvodnje, kao i na izvoze u Scenariju B poredeći sve sa rezultatima osnovnog scenarija.

Tabela 19 Uticaj energije vjetra na konvencionalnu proizvodnju - Scenario B

		2010	2015	2020	2025
Vjetar	Proizvodnja (GWh)		775	775	775
	Cijena po feed-in tarifi (€m)		69.8	69.8	69.8
Uticaj na uvoz	Ukupno GWh uvezenih u scenariju B	435	281	95	95
	Uticaj energije vjetra (GWh)		-242	-135	-135
	Uticaj energije vjetra (%)		-46%	-59%	-59%
	Ukupni troškovi u scenariju (€m)	18.9	12.6	4.4	4.5
	Uticaj energije vjetra (€m)		-11	-6	-6

⁸ Dodatne vjetroelektrane su VE Poklečani 72 MW, VE Borova Glava 52 MW, VE Gradina 70 MW

		2010	2015	2020	2025
	Uticaj energije vjetra (%)		-46%	-59%	-59%
Uticaj na termo elektrane	Ukupno GWh proizvedenih u TE u scenariju B	6,339	7,014	8,902	8,902
	Uticaj energije vjetra (GWh)		-526	-640	-640
	Uticaj energije vjetra (%)		-7%	-7%	-7%
	Ukupni prihodi TE u scenariju (€m)	343	377	475	476
	Uticaj energije vjetra (€m)		-32.8	-45.9	-47.2
	Uticaj energije vjetra (%)		-8%	-9%	-9%
	Troškovi goriva u scenariju B	147	159	195	195
	Uticaj energije vjetra (€m)		-12	-15	-15
	Uticaj energije vjetra (%)		-7%	-7%	-7%
	Margina u scenariju B	195.9	217.5	279.7	281.4
	Uticaj energije vjetra (€m)		-21	-31	-33
	Uticaj energije vjetra (%)		-9%	-10%	-10%
Uticaj na hidro elektrane	Ukupno GWh proizvedenih u HE u scenariju B	8,758	8,969	8,978	8,978
	Uticaj energije vjetra (GWh)		-8.1	-0.1	-0.1
	Uticaj energije vjetra (%)		-0%	-0%	-0%
	Ukupni prihodi HE u scenariju (€m)	350	360	377	378
	Uticaj energije vjetra (€m)		-5.3	-3.7	-4.2
	Uticaj energije vjetra (%)		-0.0	-0.0	-0.0

Efekti Scenarija B posmatrani sa tačke gledišta potrošača su prikazani u donjoj tabeli. Energija vjetra omogućava velike uštede potrošačima zbog troškova termoelektrana, budući da je položaj TE u dijagramu opterećenja promijenjen zbog povećanja proizvodnje VE. Troškovi uvoza su takođe smanjeni budući da novi proizvodni objekti dovode sistem u situaciju da može da zadovolji domaću potrošnju. Iako proizvodnja HE ostaje stabilna postoji mala promjena u troškovima koja oslikava pad prosječnih cijena na veliko kao rezultat promjene položaja termoelektrana u pokrivanju dijagrama opterećenja.

Potrošači trpe porast ukupnih troškova koji prelaze uštede u ostaloj proizvodnji budući da se feed-in tarifa plaća za veći broj vjetrolektrana. Ipak, neto troškovi su manji počevši od 2020. budući da se uštede u termoelektranama povećavaju.

	2015	2020	2025
	milion €		
Povećani troškovi zbog feed-in tarife	-69.8	-69.8	-69.8
Uštede u uvozu	+10.8	+6.3	+6.4
Promjene u troškovima termoelektrana	+32.8	+45.9	+47.2
Promjene u troškovima hidroelektrana	+5.3	+3.7	+4.2
Ukupno	-20.8	-13.8	-11.8

6.1.7 Uticaj energije vjetra na troškove proizvodnje – Scenario C

Tabela 20 Uticaj energije vjetra na konvencionalnu proizvodnju - Scenario C

		2010	2015	2020	2025
Vjetar	Proizvodnja (GWh)		1,577	1,577	1,577
	Troškovi po feed-in tarifi (€m)		141.9	141.9	141.9
Uticaj na uvoz	Ukupno GWh uvezenih u scenariju C	435	114	29	29
	Uticaj energije vjetra (GWh)		-409	-201	-201
	Uticaj energije vjetra (%)		-78%	-88%	-88%
	Ukupni troškovi u scenariju (€m)	18.9	5.1	1.3	1.4
	Uticaj energije vjetra (€m)		-18	-9	-10
	Uticaj energije vjetra (%)		-78%	-88%	-88%
Uticaj na termo elektrane	Ukupno GWh proizvedenih u TE u scenariju C	6,339	6,410	8,169	8,169
	Uticaj energije vjetra (GWh)		-1,131	-1,373	-1,373
	Uticaj energije vjetra (%)		-15%	-14%	-14%
	Ukupni prihodi TE u scenariju (€m)	343	340	436	437
	Uticaj energije vjetra (€m)		-69.8	-84.5	-86.6
	Uticaj energije vjetra (%)		-17%	-16%	-17%
	Troškovi goriva u scenariju C	147	145	178	178
	Uticaj energije vjetra (€m)		-26	-31	-31
	Uticaj energije vjetra (%)		-15%	-15%	-15%
	Margina u scenariju C	195.9	194.4	257.9	258.8
	Uticaj energije vjetra (€m)		-44	-53	-55
	Uticaj energije vjetra (%)		-18%	-17%	-18%
Uticaj na hidro elektrane	Ukupno GWh proizvedenih u HE u scenariju C	8,758	8,940	8,976	8,976
	Uticaj energije vjetra (GWh)		-37.1	-2.4	-2.4
	Uticaj energije vjetra (%)		-0%	-0%	-0%

	2010	2015	2020	2025
Ukupni prihodi HE u scenariju (€m)	350	355	380	380
Uticaj energije vjetra (€m)		-10.4	-1.0	-1.8
Uticaj energije vjetra (%)		-0.0	-0.0	-0.0

Scenario C je scenario sa 600 MW instalisanih VE, uz tri nove izgrađene VE dodate onima iz B⁹. Tabela 20 pokazuje kako će povećanje u dispečiranju energije vjetra uticati na rezultate u poređenju sa rezultatima osnovnog scenarija.

Efekti Scenarija C posmatrani sa tačke gledišta potrošača su prikazani u donjoj tabeli. Obrazac je sličan kao i u drugim scenarijima sa osnovnim uštedama u proizvodnji termoelektrana čiji je položaj u pokrivanju dijagrama potrošnje promijenjen zbog energije vjetra, dok su troškovi uvoza smanjeni u sve tri razmatrane godine. Ove uštede ublažavaju, do 70%, uticaj koji na potrošača ima feed-in tarifa koja se plaća za 600 MW iz vjetroelektrana.

Još uvijek postoji trošak za potrošača nakon uvođenja novih instalisanih kapaciteta VE. U jediničnim cijenama podrška energiji vjetra košta oko €0.33c/kWh ukupne potrošnje u BiH u 2015., a nakon prilagođenja na osnovu ušteda u ostaloj proizvodnji se smanjuje na €0.26c/kWh u 2025. Ove se vrijednosti mogu uporediti sa prosječnim troškovima proizvodnje od €4.5-4.7c/kWh.

	2015	2020	2025
	milion €		
Povećani troškovi zbog feed-in tarife	-141.9	-141.9	-141.9
Uštede u uvozu	+18.3	+9.4	+9.6
Promjene u troškovima termoelektrana	+69.8	+84.5	+86.6
Promjene u troškovima hidroelektrana	+10.4	+1.0	+1.8
Ukupno	-43.4	-47.0	-44.0

⁹ Dodatne elektrane u Scenariju C su VE Ljubuša 110 MW, VE Pakline 145 MW, VE Podveležje 30 MW

6.1.8 Uticaj energije vjetra na troškove proizvodnje – Scenario D1

Scenario D1 je scenario sa 900 MW instalisanih VE, uz četiri nove izgrađene VE dodate onima iz Scenarija C¹⁰. Scenariji D1 i D2 se razlikuju u geografskom rasporedu vjetroelektrana. Ipak, budući da je ukupna instalisana snaga ista u D1 i D2 rezultati ove analize daju iste rezultate (na njih ne utiče lokacija pojedinačnih vjetroelektrana). Zato se rezultati koji slijede mogu uzeti i za D1 i za D2.

Tabela 21 pokazuje kako će povećanje dispečiranja energije vjetra uticati na rezultate kada se uporede sa baznim scenarijem.

Tabela 21 Uticaj energije vjetra na konvencionalnu proizvodnju - Scenario D1

		2010	2015	2020	2025
Vjetar	Proizvodnja (GWh)	2,365	2,365	2,365	2,365
	Troškovi po feed-in tarifi (€m)	212.9	212.9	212.9	212.9
Uticaj na uvoz	Ukupno GWh uvezeni u scenariju D1	435	32	6	6
	Uticaj energije vjetra (GWh)	-491	-224	-224	-224
	Uticaj energije vjetra (%)	-94%	-97%	-97%	-97%
	Ukupni troškovi u scenariju (€m)	18.9	1.4	0.3	0.3
	Uticaj energije vjetra (€m)	-22	-10	-11	-11
	Uticaj energije vjetra (%)	-94%	-97%	-97%	-97%
Uticaj na termo elektrane	Ukupno GWh proizvedeni u TE u scenariju D1	6,339	5,753	7,419	7,419
	Uticaj energije vjetra (GWh)	-1,787	-2,123	-2,123	-2,123
	Uticaj energije vjetra (%)	-24%	-22%	-22%	-22%
	Ukupni prihodi TE u scenariju (€m)	343	302	398	399
	Uticaj energije vjetra (€m)	-107.7	-122.8	-125.1	-125.1
	Uticaj energije vjetra (%)	-26%	-24%	-24%	-24%
	Troškovi goriva u scenariju D1	147	130	161	161
	Uticaj energije vjetra (€m)	-41	-49	-49	-49
	Uticaj energije vjetra (%)	-24%	-23%	-23%	-23%
	Margina u scenariju D1	195.9	171.6	236.8	237.4
	Uticaj energije vjetra (€m)	-67	-74	-77	-77
	Uticaj energije vjetra (%)	-28%	-24%	-24%	-24%

¹⁰ Dodatne elektrane u Scenariju D1 su VE Kupres 77 MW, VE Glamoč 1 – Slovinj 130 MW, VE Podveležje 1 46 MW, VE Luka Kruševljani 60 MW.

		2010	2015	2020	2025
Uticaj na hidroelektrane	Ukupno GWh proizvedenih u HE u scenariju D1	8,758	8,890	8,960	8,960
	Uticaj energije vjetra (GWh)		-87.3	-18.4	-18.4
	Uticaj energije vjetra (%)		-1%	-0%	-0%
	Ukupni prihodi HE u scenariju (€m)	350	351	379	380
	Uticaj energije vjetra (€m)		-13.6	-1.5	-2.4
	Uticaj energije vjetra (%)		-0.0	-0.0	-0.0

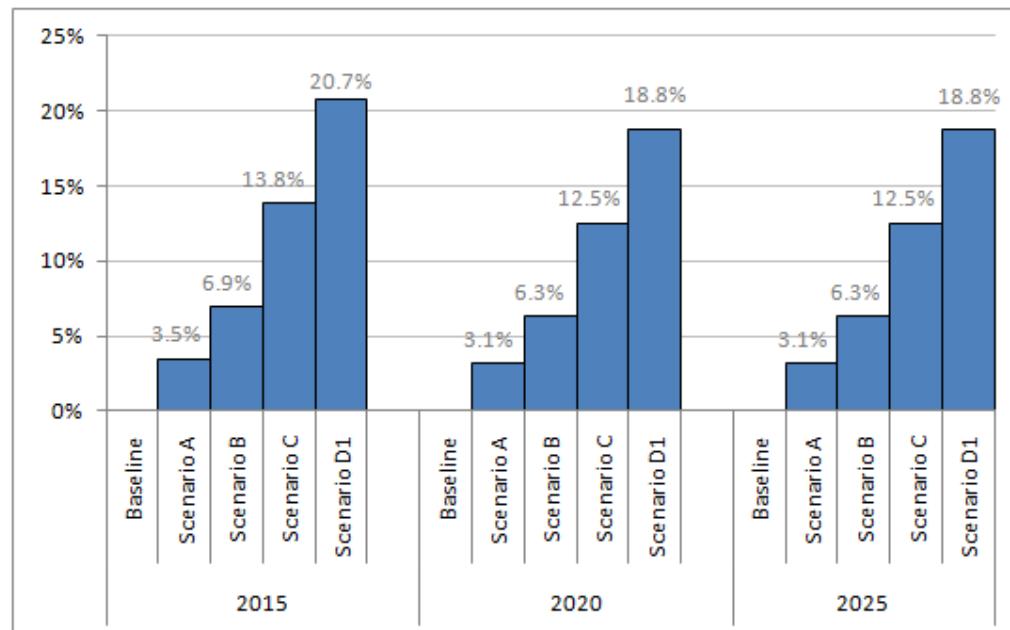
Obrazac uticaja na potrošače u Scenariju D1 je sličan kao i u Scenariju C. Generalno, postoje troškovi zbog povećanja energije vjetra, iako je ovo ublaženo uštedama u ostaloj proizvodnji.

	2015	2020	2025
<i>Million €</i>			
Povećani troškovi zbog feed-in tarife	-212.9	-212.9	-212.9
Uštede u uvozu	+22.0	+10.5	+10.6
Promjene u troškovima termoelektrana	+107.7	+122.8	+125.1
Promjene u troškovima hidroelektrana	+13.6	+1.5	+2.4
Ukupno	-69.6	-78.1	-74.7

6.1.9 Uticaj energije vjetra na troškove proizvodnje - rekapitulacija

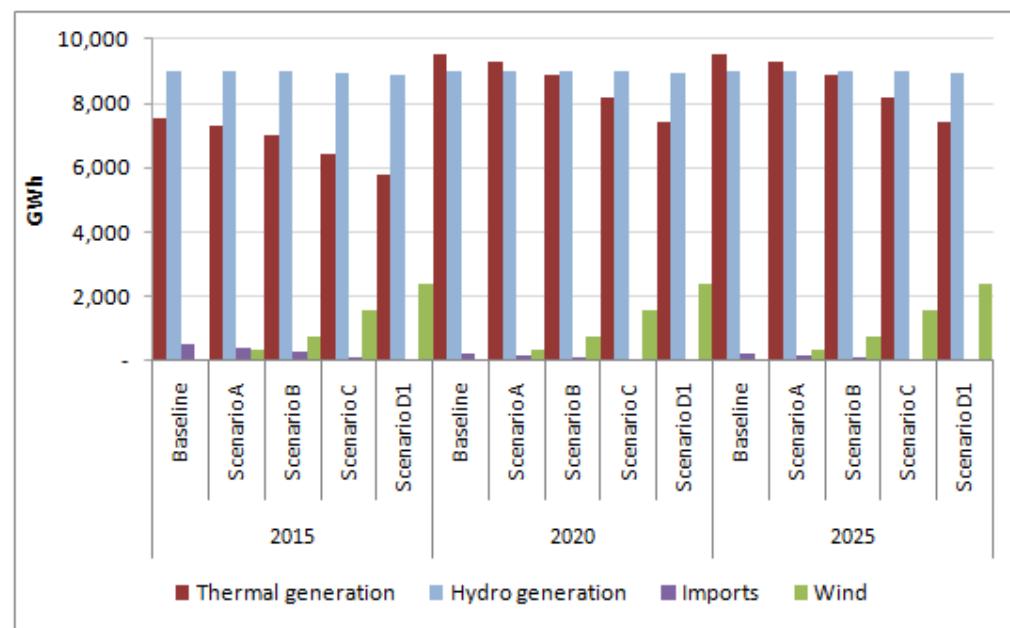
U sva četiri scenarija instalisana snaga VE se povećava u 2015. zajedno sa razvojem većine konvencionalnih proizvodnih objekata. Ovo dovodi do rezultata koji su prikazani na Slika 13. U najambicioznijim scenarijima (Scenariji D1 i D2) instalisana snaga VE čini više od 20% ukupno instalisanih kapaciteta u 2015. Ovo se dešava u situaciji u kojoj dolazi do povećanja od gotovo 10% u konvencionalnim izvorima do 2015. Energija vjetra zadržava veliki udio u instalisanim kapacitetima u ovim scenarijima, čak i pri daljem povećanju instalisanih kapaciteta u konvencionalnim izvorima do 2020. Za očekivati je da će se BiH prilikom obezbjeđenja rezerve za vjetroelektrane jako oslanjati na nove konvencionalne izvore; potencijalni troškovi za ovo se razmatraju u sljedećem poglavljju.

Slika 13 Učešće vjetroelektrana u ukupnom instalisanom kapacitetu – svi scenariji



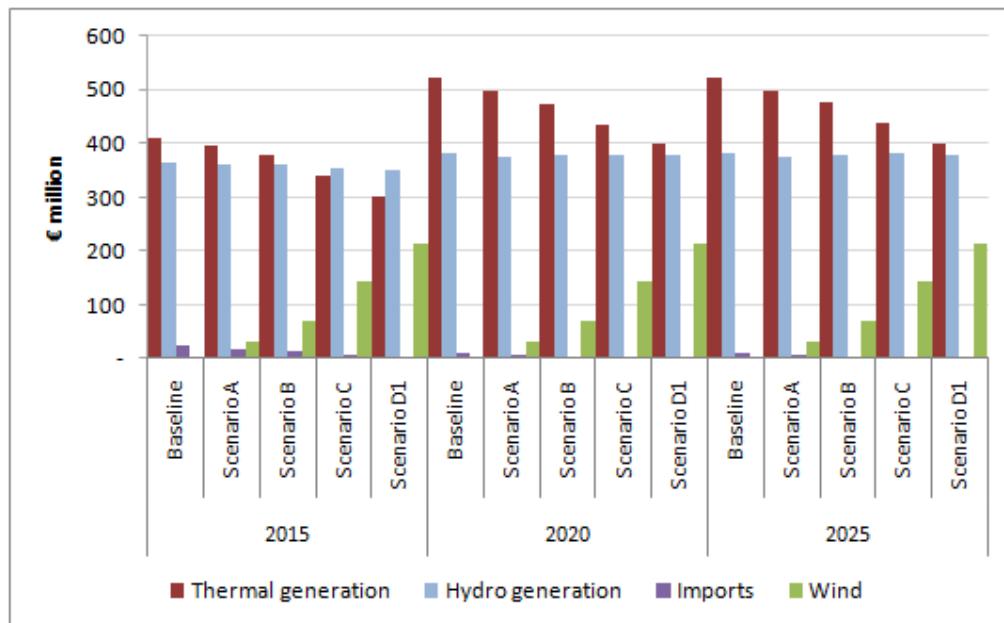
Slika 14 pokazuje uticaj koji povećanje energije vjetra ima na termoelektrane i uvoz. U svim razmatrаниm godinama rezultat je smanjenje proizvodnje iz ovih izvora budući da ih mijenja energija vjetra. Proizvodnja hidroelektrana, čiji se viškovi mogu prodati na bilo kojem tržištu električne energije, ostaje stabilna.

Slika 14 Uticaj energije vjetra na GWh iz konvencionalnih izvora



Slika 15 pokazuje uticaj koji povećanje energije vjetra ima na prihode konvencionalnih izvora. Kao što se moglo očekivati na osnovu rezultata za proizvodnju sa Slika 14 većina smanjenja prihoda otpada na termoelektrane.

Slika 15 Uticaj energije vjetra na godišnje prihode konvencionalnih izvora



Uticaj ukupnih troškova proizvodnje na potrošače u svim scenarijima je sumiran u Tabela 22. Neto troškovi se povećavaju u svim slučajevima osim u posljednjim godinama u scenaruju A. Dodatni troškovi reflektuju veće troškove zbog podrške proizvodnji energije vjetra kroz feed-in tarifu.

Iako ukupni troškovi od milion € mogu izgledati visoki, potrebno ih je staviti u pravi kontekst. Postotak neto troškova VE u odnosu na ukupne troškove proizvodnje u svakom scenaruju je dat u nastavku. Povećanje troškova je manje od 1% u Scenaruju A i raste do nešto preko 5% u Scenaruju C. Najveću vrijednost od 8% u odnosu na troškove proizvodnje dostižu kada se uvede 900MW iz VE (Scenaruji D1).

Tabela 22 Rekapitulacija neto troškova potrošača zbog uvođenja VE

	2015	2020	2025
Neto troškovi potrošača,milion €			
Scenaruji A	-7.3	+3.5	+4.4
Scenaruji B	-20.8	-13.8	-11.8
Scenaruji C	-43.4	-47.0	-44.0
Scenaruji D1, D2	-69.6	-78.1	-74.7
Neto troškovi kao % ukupnih troškova za potrošača			
Scenaruji A	0.9%		
Scenaruji B	2.5%	1.5%	1.3%
Scenaruji C	5.2%	4.9%	4.6%
Scenaruji D1, D2	8.0%	7.9%	7.5%

Prethodno razmatrani uticaj na konvencionalnu proizvodnju je prvi dio troškova integracije VE u sistem. U nastavku se razmatra drugi dio, a to su troškovi obezbjeđenja rezerve za VE.

6.2 Obezbeđenje rezerve

Određivanje količine rezerve koja se mora obezbijediti je kompleksan zadatak. U sistemu sa hidro i termo proizvodnjom rezerva se obezbjeđuje radi rizika od kvara na proizvodnim jedinicama i zbog pogrešne prognoze nivoa opterećenja.

Intermitiranost proizvodnje VE uvodi veći stepen kompleksnosti. Dvije vrste dodatne rezerve se moraju razmotriti: rezerva zbog nedostatka energije VE kada je to planirano, ali jednakov važna je i sposobnost drugih proizvodnih jedinica da reduciraju proizvodnju kada VE isporučuju neplaniranu energiju u sistem. Ovo podoglavlje razmatra oba problema.

Potrebno je istaći da rezerva zbog intermitiranosti energije vjetra je različita od rezerve zbog kvara i zbog pogrešne prognoze opterećenja zato što u uslovima bez energije vjetra postoji korelacija između nivoa potrošnje i potrebe za rezervom (npr. kada je potrošnja visoka tada više generatora radi što povećava šanse za kvar jednog od njih i, kada je potrošnja visoka, procenat greške u prognozi potrošnje će imati veći uticaj mjereno u MW). Promjena u proizvodnji VE se može desiti u svakom trenutku tako da je potreba za povećanom rezervom neovisna o nivou potrošnje. Ovo povećava potencijalne troškove rezerve zbog promjenjivosti vjetra.

6.2.1 Određivanje vrijednosti rezerve

BiH ima sljedeće opcije za obezbjeđenje rezerve zbog promjene energije iz VE:

- **Uvozi** trenutno obezbjeđuju određenu rezervu. Ipak, povećano oslanjanje na prekogranične tokove snage nije dobro u odsustvu regionalnog dogovora o balansiranju. Zato je količinu prekogranične energije potrebno nabaviti putem ugovora najmanje dan ili dva unaprijed, a ne na osnovu stvarne trenutne potrebe za rezervom. Može se očekivati da tokovi snaga na većini interkonekcija ostanu na baznom nivou. *Ovo nije praktično rješenje na trenutnom regionalnom tržištu.*
- **Korištenje postojeće proizvodnje na lignit.** Postojeće i planirane proizvodne jedinice na lignit nisu dovoljno fleksibilne u radu da obezbijede pouzdanu sekundarnu i tercijernu rezervu. *Ovo nije praktično rješenje.*
- **Izgradnja specijalizovanih termoelektrana namijenjenih za obezbjeđenje rezerve** bi trebala da se osloni na elektrane sa otvorenim ciklusom koje koriste uvezene destilate nafte zato što možda alternativno gorivo, prirodni gas, neće u budućnosti biti dostupno sa dovoljnom pouzdanošću; rad takvih elektrana na destilate bi bio veoma skup, iako bi kapitalni troškovi bili relativno mali. *Ovo se razmatra u nastavku.*

- **Hidrogeneratori** mogu fleksibilno raditi ukoliko imaju odgovarajuću akumulaciju i ukoliko u akumulaciji ima dovoljno vode koja se može iskoristiti. Glavna poteškoća sa hidrogeneratorima je njihova sezonska ovisnost o dotoku vode, te će ovo biti osnovni ograničavajući faktor za obezbeđenje rezerve. *Ovo se razmatra u nastavku.*

Izgradnja kapaciteta posebno namijenjenih da obezbijede rezervu

Troškovi generatora sa otvorenim ciklusom na destilate se zasnivaju na sljedećim faktorima koji utiču na troškove¹¹:

Fiksni troškovi:

Cijena investicije	612,000	EUR/MW
Diskauntna stopa	10%	stvarno
Životni vijek	30	godina
Troškovi rada i održavanja	25,000	EUR/MW/godina

Varijabilni troškovi:

Destilat ¹²	885	USD/tona – što vodi ka:
Destilat	270	EUR/MWh proizvedenom

Proračunom fiksnih troškova dobivamo godišnje troškove otplate investicije od oko €65,000 po MW tako da, nakon uključenja troškova rada i održavanja, troškovi po MW i godini su €90,000.

Nivelisani troškovi po MWh će ovisiti o radnom režimu elektrane, što se razmatra u nastavku.

Određivanje vrijednosti rezervi vode zbog neisporuke energije vjetra

Marginalni troškovi korištenja vode za proizvodnju električne energije su bliski nuli. Ipak, vrijednost vode u akumulacijama je u stvarnosti mnogo veća. Osnova za određivanje vrijednosti vode koja se čuva kao rezerva je prihod koji bi se mogao ostvariti korištenjem te vode za proizvodnju. Zato se vrijednost vode određuje kao vrijednost energije koja je preraspodijeljena ukoliko se voda iskoristi. Pregledajući profile dispečiranja (vidjeti primjere na Slika 10 i Slika 1011 na stranama 40 i 42) može se vidjeti da će preraspodijeljena energija uglavnom biti iz termoelektrana.

Svaki MW koji se čuva kao rezerva je mogao biti prodan po tržišnim cijenama. On će se u određenim satima iskoristiti da zamijeni energiju vjetra i proizvođači će ostvariti

¹¹ Izvor podataka je IEA ETSAP - Technology Brief E02, Gas fired power, April 2010 (pretpostavljeni fiksni odnos \$/EUR=0.68)

¹² Na osnovu nedavnog ICE – uvida isporuka na Evropskom tržištu

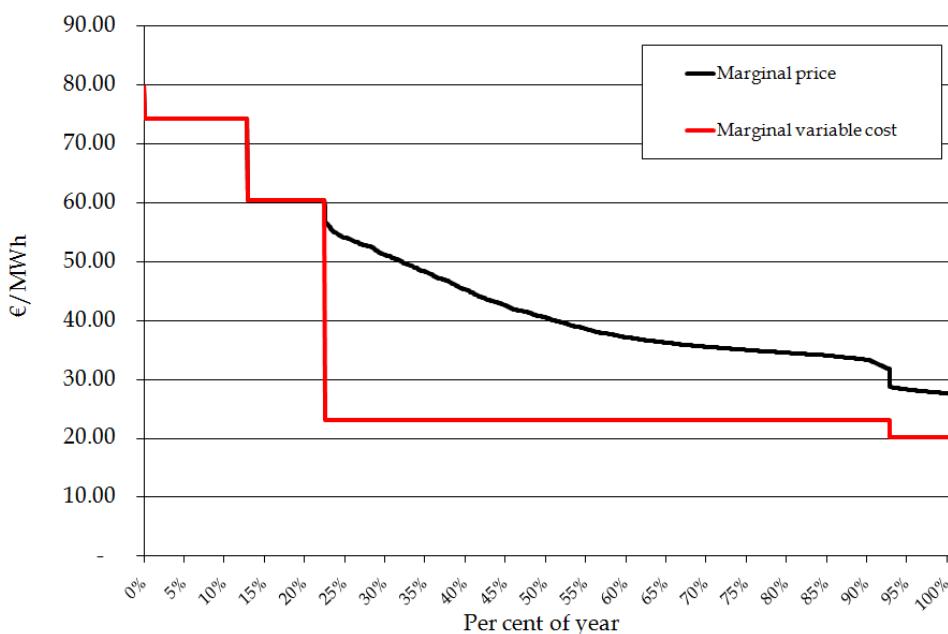
prihod zbog isporuke energije operatoru sistema po dogovorenoj cijeni; u preostalim satima, potrebno je kreirati plaćanje raspoloživosti koje bi kompenziralo izgubljeni prihod zbog toga što se čuvaju kao rezerva. Rezerva u HE se može iskoristi kao zamjena za neisporučenu energiju vjetra 75% vremena u toku godine, pri čemu se izgubljena prilika za prodaju hidroenergije mora kompenzirati tržišnim cijenama.

Ipak, sva voda koja se ne iskoristi kako bi se zamijenila neisporučena energija iz VE će se akumulirati, te se energija iz ove vode mora isporučiti kako bi se izbjeglo preljevanje akumulacije. Zato se vrijednost prodane energije vode mora odrediti na osnovu njene vrijednosti pri isporuci, koja bi trebala biti cijena energije preljeva.

Zato je rezonski odrediti vrijednost rezerve koja se čuva zbog neisporuke energije vjetra na osnovu marginalnih cijena dobijenih iz modela korištenog za analizu u ranijem poglavljju za svu energiju rezerve koja je neiskorištena, umanjeno za vrijednost energije preljeva za slučaj kada se ta energija eventualno iskoristi.

Slika 16 prikazuje primjer modelovane krive cijena na veliko za svaki sat razmatrane godine (2020) u osnovnom scenariju. Potrebno je primjetiti da su marginalne cijene ograničene cijenama uvoza u periodima vršnih opterećenja. Tokom ostatka godine varijabilni marginalni troškovi se postavljaju na cijenu goriva TE, koje su marginalne. Razliku između ovoga i marginalnih cijena predstavljaju povrat fiksnih troškova.

Slika 16 Modelovane tržišne cijene i troškovi, 2020. osnovni scenario

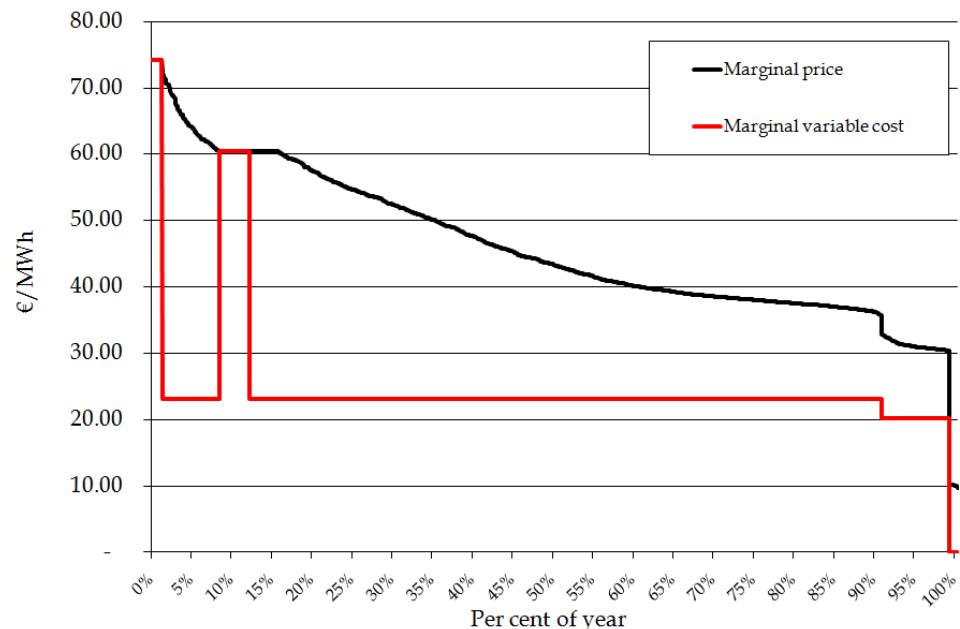


Za razliku od toga Slika 17 prikazuje modelovanu krivu cijena na veliko za 2020. u scenariju C. U skladu sa navedenim rezultatima, uvođenje energije vjetra u sistem smanjuje potrebu za uvozom i smanjuje marginalne cijene u periodu vršnih opterećenja. Sada uvozi ograničavaju cijenu samo u periodu vršnih opterećenja (u slučaju kad je raspoloživost hidroelektrana mala). Hidroelektrane određuju cijenu u

malom broju sati kada je potrošnja najniža. Analiza prikazana na Slika 17 predstavlja kretanje za svaki scenario i svaku godinu u analizi.

Slika 17 takođe prikazuje modelovane varijabile marginalne troškove na tržištu, koji su cijena po kojoj će se neiskorištena energija rezerve konačno isporučiti na tržište.

Slika 17 Modelovane cijene na veliko i troškovi, 2020 scenario C



Određivanje vrijednosti ugovora rezerve u HE za neplaniranu isporuku energije vjetra

Približno je jednaka šansa da će se energija vjetra isporučiti u sistem kada se to ne očekuje kao i da neće kada je to prognozirano. Za ovo je potrebno da proizvodne jedinice koje su već u pogonu smanje proizvodnju. Kada je proizvodnja smanjena troškovi koje ima proizvođač su obično mali: proizvođač je unaprijed prodao planiranu energiju tako da će se smanjenje proizvodnje isplatiti proizvođaču ako ono odgovara vrijednosti ušteđenog goriva. Zato vrijednost energije koja je preraspoređena kada neplanirana energija vjetra dospije u sistem predstavlja varijabilni marginalni trošak proizvodnje u vrijeme kada je energija preraspoređena.

Da bi se modelovala vrijednost koju za operatora sistema ima rasterećenje generatora kada neplanirana energija vjetra dospije u sistem, potrebno je shvatiti da će operator sistema zaraditi prosječne varijabilne troškove za sate kada se energija vjetra mora balansirati.

Slika 17 prikazuje primjer modelovanih varijabilnih marginalnih troškova na tržištu uz pretpostavku da će isporuku neplanirane energije vjetra proizvođaču prodati sistem operatoru po približno ovoj cijeni kako bi balansirao sistem.

Ipak, još preostaju troškovi potrošača. Snabdjevač je već nabavio energiju od proizvođača po cijeni baziranoj na marginalnoj cijeni na veliko tako da stvarne

troškove balansiranja potrošaču predstavlja ova cijena umanjena za prihod plaćen proizvođačima za rasterećenje elektrana.

Drugim riječima, bez obzira da li je rezerva potrebna zbog nedostatka energije vjetra ili njenog viška troškovi potrošača na osnovu kojih bi se vrijednost rezerve trebala odrediti predstavljaju razliku između marginalnih cijena na veliko i tržišnih cijena energije preljeva.

Modeli rezerve

Troškovi rezerve bi trebali ovisiti o tome kako se ona tretira. Trebalo bi razmotriti sljedeće modele.

- **Tretman energije vjetra kao energije preljeva.** Uzimajući u obzir nesigurnost energije vjetra i mogući potpuni nedostatak podataka za prognozu proizvodnje VE može biti razborito da se prognoza radi na osnovu pretpostavke da neće biti isporuke iz VE. Energija vjetra koja se isporuči će se smatrati viškom, koji se balansira rasterećenjem najskuplje elektrane u sistemu (bez obzira da li je to elektrana na ugalj, uvoz ili HE). Ako se ovo uradi trošak upravljanja rezervom je cijena preljeva za svaki MWh energije vjetra isporučen u sistem. Ovo je ekstreman način tretiranja energije vjetra.
- **Tretman isporuke energije vjetra kao konstantne.** Ovo je realno samo u slučaju da se proizvodnja iz VE planira na osnovu dobre prognoze. Ipak, u krajnjem slučaju, rezerva bi se čuvala zbog mogućnosti ispada iz pogona energije vjetra.
- **Hibridni model.** Ovo je prirodni model u kojem se rezerva čuva na osnovu statističkog očekivanja da proizvodnja energije vjetra premaši očekivanja ili ih ne ispunii¹³. U zasebnom podoglavlju vršimo procjenu zahtjeva za rezervom za ovaj treći model.

6.2.2 Procjena rezerve

U ovom poglavlju sumiramo ukupne potrebe za dodatnom rezervom kako bi se regulisala promjenjivost VE.

Postojeća rezerva

Postojeća rezerva u BiH je dovoljna da ispuni zahtjeve za rezervom koje ima sistem. Za očekivati da će ona biti dovoljna i da obezbijedi dodatnu proizvodnju kada je to potrebno, ali i da smanji proizvodnju kada postoji višak.

¹³ Ipak, potrebno je imati na umu da u našoj analizi potencijal vjetra varira s vremenom kao zamjena za odgovarajuću prognozu

Dodatna rezerva potrebna za VE

Maksimalna rezerva potrebna u svakom scenariju je sumirana u Tabeli 23. Pretpostavljeno je da su varijacije u proizvodnji VE simetrične tako da su pozitivne i negativne varijacije približno jednake (vidjeti Izvještaj 1 za opis raspodjele očekivanih devijacija). Takođe je potrebno istaći da se ovo odnosi na situaciju u kojoj nema tehnika za prognozu vjetra koje primjenjuje operator sistema ili neko drugi.

Tabela 23 Maksimalna potrebna dodatna rezerva

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D1
Ukupna instalisana snaga VE	150 MW	300 MW	600 MW	900 MW
Max varijacije (%)	21.3%	40.0%	34.5%	31.9%
Max varijacije (MW)	32 MW spremno za povećanje ili smanjenje	120 MW spremno za povećanje ili smanjenje	207 MW spremno za povećanje ili smanjenje	287 MW spremno za povećanje ili smanjenje
Očekivani godišnji GWh iz VE	329.9 GWh	776.3 GWh	1568.8 GWh	2377.3 GWh
Očekivana godišnja kumulativna ukupna promjena u satnoj proizvodnji (GWh)	±18.67 GWh	±43.00 GWh	±77.27 GWh	±112.65 GWh
Implicitni faktor kapaciteta rezerve za energiju vjetra	6.7% rezerve	4.1% rezerve	4.3% rezerve	4.5% rezerve

Izvor: izvještaj za Zadatak 1

Proračuni u Tabeli 23 se baziraju na rezervi potrebnoj za regulisanje satnih promjena u VE (poznata kao tercijarna rezerva). Ovo je konzervativni pristup budući da su moguće satne promjene u proizvodnji VE obično veće od onih u periodu od 15 minuta (poznata kao sekundarna rezerva).

6.2.3 Troškovi obezbjeđenja rezerve

Obezbeđenje rezerve uz pretpostavku da je sva energija vjetra energija preljeva

Tabela 24 prikazuje neto troškove balansiranja energije vjetra u svakom modelovanom scenariju. U ovoj metodologiji:

- Trošak obezbjeđenja rezerve za svaki MWh dispečirane energije vjetra (tačka 5 u tabeli) je:
- Cijena energije koju su kupili snabdjevači po cijenama na veliko (tačka 3); *minus*
- Prihod koji je zaradio operator sistema prodajući energiju vjetra koja je isporučena u sistem (tačka 4).

- Ovu sumu plaća potrošač za svaki dispečirani MWh energije vjetra; neto trošak potrošača je dat u tabeli u tački 6 (izračunato množenjem troškova po MWh za tačku 5 sa dispečiranim GWh energije vjetra iz tačke 2).

Tabela 24 Neto trošak rezerve za potrošača, ako se sva energija vjetra tretira kao energija preljeva

		Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D1
(1)	MW instalisane snage	150	300	600	900
(2)	GWh energije vjetra godišnje	329.9	776.3	1568.8	2377.3
(3)	Prosječna marginalna cijena sistema (€/MWh)				
	2015	44.2	43.7	42.7	42.1
	2020	44.8	44.7	44.7	44.7
	2025	45.0	44.9	44.8	44.7
(4)	Prosječna cijena isporučene energije u sistemu (€/MWh)				
	2015	36.4	33.7	28.5	23.8
	2020	31.0	28.3	24.7	22.7
	2025	31.2	28.4	24.8	22.7
(5)	Neto trošak potrošača (€/MWh)				
	2015	7.9	10.0	14.2	18.3
	2020	13.8	16.5	20.0	22.0
	2025	13.8	16.5	20.0	22.0
(6)	Neto trošak potrošača (€m)				
	2015	2.60	7.74	22.31	43.40
	2020	4.56	12.77	31.41	52.19
	2025	4.56	12.78	31.45	52.28

Tabela 24 pokazuje da se troškovi po MWh povećavaju između 2015. i 2020. Kao rezultat opadanja cijena isporučene energije (budući da je energija iz TE zamijenjena energijom vjetra) dok marginalne cijene u prosjeku ostaju stabilne. Ovaj trošak je visok posebno u ambicioznim scenarijima.

Obezbjedenje rezerve uz tretman energije vjetra kao konstantne

Kao što je prethodno objašnjeno, tretman energije vjetra kao konstantne i zatim obezbjeđenje rezerve za svaku moguću nerspoloživost energije vjetra će se vjerovatno pokazati kao skupo jer energija vjetra nije rspoloživa do 75% vremena. Ovdje nisu računati troškovi za ovu opciju.

Hibridni model koji koristi samo rezervu u HE

U ovom modelu se čuva manja rezerva u HE na osnovu statističke procjene očekivanih ispada energije vjetra. Potrebna rezerva je prikazana u Tabeli 23 na strani 58. Ovim se uzima u obzir neraspoloživost energije vjetra; rezerva za neočekivanu energiju vjetra se tretira kao energije preljeva. Rezultati ove analize su dati u Tabela 25.

Tabela 25 Neto troškovi rezerve za potrošače koristeći hibridni model sa rezervom u HE zbog neraspoloživosti energije vjetra

		Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D1
(1)	MW instalisane snage	150	300	600	900
(2)	GWh energije vjetra godišnje	329.9	776.3	1568.8	2377.3
(3)	Neto trošak za potrošača (€/MWh) <i>(iz Tabela 24, tačka 5)</i>				
	2015	7.9	10.0	14.2	18.3
	2020	13.8	16.5	20.0	22.0
	2025	13.8	16.5	20.0	22.0
(4)	MW rezerve zbog neraspoloživosti energije vjetra	32	120	207	287
(5)	Neto troškovi koje je potrebno kompenzovati ugovorima za rezervu (€m) <i>(da bi se pokrila nabavljena energija kada energija vjetra nije raspoloživa)</i>				
	2015	0.7	8.1	40.5	109.1
	2020	1.3	13.4	57.0	131.2
	2025	1.3	13.4	57.0	131.4
(6)	Očekivana godišnja isporučena energija (GWh)	18.67	43.00	77.27	112.65
(7)	Neto trošak preljeva za potrošača (€m) <i>(gubitak mogućnosti da se energija proda po punoj cijeni)</i>				
	2015	0.15	0.43	1.10	2.06
	2020	0.26	0.71	1.55	2.47
	2025	0.26	0.71	1.55	2.48
(8)	Ukupni neto trošak za potrošača po ovoj hibridnoj metodologiji (€m)				
	2015	0.87	8.56	41.55	111.16
	2020	1.54	14.14	58.51	133.69
	2025	1.54	14.14	58.57	133.93
(9)	Trošak za potrošača €/MWh dispečirane energije vjetra				
	2015	2.65	11.03	26.49	46.76
	2020	4.66	18.21	37.29	56.24
	2025	4.66	18.22	37.34	56.34

Proračuni korišteni u Tabela 25 su temeljeni na sljedećem:

- Neto troškovi rezerve za potrošača po MWh (tačka 3) su prikazani u Tabela 24 (strana 59, vidjeti objašnjenje za tačku 5 iz te tabele)
- Obezbijedena rezerva u MW zbog neraspoloživosti energije vjetra (tačka 4) je prikazana u Tabela 23 (strana 58)
- Neto troškovi koje kompenziraju potrošači (tačka 5) se računaju iz neprodatih MWh po cijeni na veliko (MW iz tačke 4 puta 8760), njihovim množenjem sa neto troškovima za potrošača (tačka 3) i dijeljenjem sa 1,000,000)
- Neto troškovi preljeva za potrošača (tačka 7) se računaju množenjem troškova po MWh (tačka 3, što je u stvarnosti isti trošak za potrošača bez obzira da li se energija tretira kao preljev ili kao nadomjestak zbog neraspoloživosti) sa očekivanom isporučenom energijom (tačka 6), koja je preuzeta iz Tabela 23 i podijeljeno sa 1,000 (da bi se dobio rezultat u €m)
- Ukupni trošak za potrošača (tačka 8) je suma tačaka 5 i 7
- Trošak za potrošača po MWh dispečirane proizvodnje VE (tačka 9) se računa dijeljenjem tačke 8 sa tačkom 2 i množenjem sa 1,000.

Rezultati ove analize ukazuju da je malo skuplje korištenje ove metodologije nego da se sva dispečirana energija vjetra tretira kao energija preljeva.

Hibridni model koji koristi termo kapacitete kao nadomjestak

Tabela 26 prikazuje troškove korištenja rezerve zbog neisporučene energije vjetra. Primjenjuje se sljedeće:

- Rezerva u MW zbog neraspoloživosti energije vjetra (tačka 3) i GWh dispečirane rezerve zbog neraspoloživosti energije vjetra (tačka 4) su preuzeti iz Tabela 23 (strana 58)
- Troškovi termo-rezerve (po MW ili po MWh) su dati u tačkama 5 i 7 i preuzeti su iz prethodnog teksta
- Ukupni godišnji fiksni troškovi termo-rezerve (tačka 6) se računaju množenjem fiksnih troškova po MW (tačka 5) sa rezervom u MW (tačka 3) i dijeljenjem sa 1,000
- Ukupni varijablini troškovi termo-rezerve (tačka 8) su troškovi po MWh (tačka 7) pomnoženi sa GWh dispečirane rezerve (tačka 4) podijeljeno sa 1,000
- Ukupni troškovi korištenja termo-rezerve (tačka 9) su tačka 6 plus tačka 8
- Neto troškovi preljeva za potrošača (tačka 11) se računaju na isti način kao i tačka 7 iz Tabela 25 (strana 60) i koriste se isti podaci

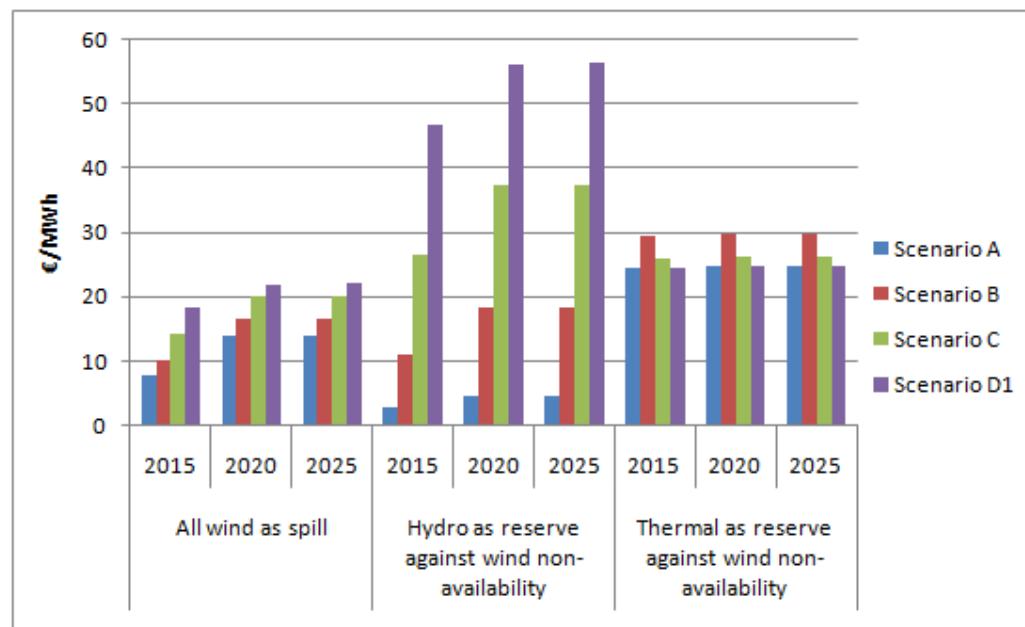
- Ukupni neto troškovi za potrošača (tačka 12) su suma tačaka 9 i 11
- Troškovi za potrošača po MWh dispečirane energije vjetra (tačka 13) se računaju dijeljenjem tačke 12 sa tačkom 2 i množenjem sa 1,000.

Tabela 26 Neto troškovi rezerve za potrošače koristeći hibridni model sa rezervom u TE zbog neraspoloživosti energije vjetra

		Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D1
(1)	MW instalisane snage	150	300	600	900
(2)	GWh energije vjetra godišnje	329.9	776.3	1568.8	2377.3
(3)	MW rezerve zbog neraspoloživosti energije vjetra	32	120	207	287
(4)	GWh rezerve dispečirane zbog neraspoloživosti energije vjetra	18.67	43.00	77.27	112.65
(5)	Godišnji fiksni troškovi po MW termalne rezerve (€000)	89.92	89.92	89.92	89.92
(6)	Ukupni godišnji fiksni troškovi termalne rezerve (€m)	2.88	10.79	18.61	25.81
(7)	Varijabilni troškovi (€/MWh) termalne rezerve	270	270	270	270
(8)	Ukupni godišnji varijablni troškovi korištenja termalne rezerve (€m)	5.04	11.61	20.86	30.42
(9)	Ukupni godišnji troškovi korištenja termalne rezerve (€m)	7.92	22.40	39.48	56.22
(10)	GWh rezerve zbog neplanirane isporuke energije vjetra (iz Tabela 25, tačka 6)	18.67	43.00	77.27	112.65
(11)	Neto troškovi preljeva za potrošača (€m) (iz Tabela 25, tačka 7)				
	2015	0.15	0.43	1.10	2.06
	2020	0.26	0.71	1.55	2.47
	2025	0.26	0.71	1.55	2.48
(12)	Ukupni neto trošak za potrošača po ovoj hibridnoj metodologiji (€m)				
	2015	8.07	22.83	40.58	58.28
	2020	8.18	23.11	41.02	58.70
	2025	8.18	23.11	41.03	58.70
(13)	Trošak za potrošača €/MWh dispečirane energije vjetra				
	2015	24.45	29.41	25.86	24.51
	2020	24.79	29.77	26.15	24.69
	2025	24.79	29.77	26.15	24.69

Kao i kod drugih metodologija obezbeđenja rezerve zbog promjenjivosti energije vjetra trošak za potrošača, u ovoj metodologiji, ostaje visok. Slika 18 sumira troškove po MWh za tri metodologije u ovom poglavlju.

Slika 18 Poređenje metodologija za određivanje rezerve



6.2.4 Ključne lekcije o troškovima rezerve

Analiza u ovom poglavlju predstavlja najgori slučaj troškova određivanja rezerve. Ovo je zato što se prepostavlja da nema kratkoročnog predviđanja proizvodnje iz VE. Iskustva iz Evrope pokazuju da se značajne uštede mogu postići prognozom raspoloživosti energije vjetra nekoliko sati unaprijed. Bez takve prognoze troškovi obezbeđenje rezerve zbog promjenjivosti vjetra u BiH su veoma visoki. Ovo se dešava zato što postoji nedostatak fleksibilnih termoelektana u BiH i posebno male mogućnosti u obezbeđenju proizvodnje iz elektrana sa otvorenim ciklusom koje imaju relativno niske fiksne troškove zbog ograničenja u snabdijevanju gasom.

7 Sažetak, zaključci i ključne preporuke

Ovaj Izvještaj sastavni je dio niza od tri izvještaja iz ovog projekta u kojem je po prvi put sveobuhvatno na oko 350 stranica sistemski analiziran potencijal razvoja vjetroenergetike u Bosni i Hercegovini, uključujući analizu energetskog potencijala vjetra u BiH, kao i različite tehničke, pravne i ekonomski aspekte uklapanja VE u EES, i to uvažavajući različita međunarodna iskustva i specifičnosti BiH. Izvještaji su originalno pisani na engleskom jeziku, pa se u slučaju nekih nejasnoća nastalih u prijevodu čitaoci upućuju na originalnu, englesku verziju.

7.1 Kritična područja za integraciju vjetroelektrana

Uzimajući u obzir integraciju vjetroelektrana i topologiju prenosnog sistema identifikovano je nekoliko kritičnih područja:

- Grad Mostar,
- Područje oko Gruda i Posušja,
- Područje Livna,
- Područje Bugojna i Kupresa,
- Područja Novog Travnika i Zenice.

Potrebno je pojačati prenosni sistem u ovim područjima kako bi se omogućila integracija vjetroelektrana u prenosni sistem BiH. U ovom izvještaju su identifikovana potrebna pojedinačna pojačanja i procjenjeni troškovi investicija.

7.2 Integracija 150 MW iz vjetroelektrana (Scenario A)

Za integraciju vjetroelektrana u scenariju A (150 MW) predložene su dvije investicije u pojačanja mreže:

- Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 4 - Široki Brijeg kako bi se povećao njegov prenosni kapacitet do standardne vrijednosti (123 MVA), zamjenom Cu 95 mm² vodiča i betonskih stubova (ugradnja Al-Fe 240/40 mm² vodiča i čeličnih stubova u dužini od 10,8 km)
- Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 1 - Mostar 6 kako bi se povećao njegov prenosni kapacitet do standardne vrijednosti (123 MVA), zamjenom Al-Fe 150/25 mm² vodiča i betonskih stubova (ugradnja Al-Fe 240/40 mm² vodiča i čeličnih stubova na čitavom vodu).

Troškovi pojačanja mreže u ovom scenariju se procjenjuju na 1.000.000 €.

7.3 Integracija 200 MW iz vjetroelektrana (podscenario A1)

Za integraciju vjetroelektrana u scenariju A1 (200 MW) predložena je jedna investicija u pojačanje mreže:

- Izgradnja 110 kV voda Nevesinje – Gacko.

Dodatni troškovi pojačanja mreže u ovom scenariju se procjenjuju na 3,6 milijuna €.

7.4 Integracija 300 MW iz vjetroelektrana (Scenario B)

Za integraciju vjetroelektrana u scenariju B (300 MW) predložene su sljedeće investicije u pojačanja mreže:

- Izgradnja novog DV 2x110 kV Poklečani – Posušje (Al-Fe240/40 mm², 15,1 km) uz proširenje TS Posušje (dva dalekovodna polja 110 kV)
- Izgradnja novog DV 2x110 kV Poklečani – Tomislavgrad/Rama (Al-Fe 240/40 mm², 31,6 km)
- Proširenje TS Jablanica sa jednim dalekovodnim poljem 110 kV i puštanje u pogon DV 110 kV Rama – Jablanica po 110 kV naponu
- Zavšetak izgradnje DV 110 kV Tomislavgrad – Kupres 110 kV (20 km)
- Izgradnja TS 110/x kV Kupres
- Proširenje TS Bugojnos jednim 110 kV vodnim poljem i pogon voda Bugojno - Kupres na naponskom nivou 110 kV,
- Proširenje TS Rama i TS Uskoplje sa po jednim dalekovodnim poljem 110 kV i izgradnja novog DV 110 kV Rama – Uskoplje.

Troškovi pojačanja mreže u ovom scenariju se procjenjuju na 11.000.000 €.

7.5 Integracija 600 MW iz vjetroelektrana (Scenario C)

Za integraciju vjetroelektrana u scenariju C (600 MW) predložene su sljedeće investicije u pojačanja mreže:

- Izgradnja nove TS 220/110 kV Poklečani ili Posušje 2 (1x150 MVA)
- Izgradnja novog DV 110 kV HE Peć Mlini – Grude 2 ili Grude – Posušje (31 km)
- Izgradnja novog DV 110 kV Livno – VE Borova Glava 2.

Troškovi pojačanja mreže u ovom scenariju se procjenjuju na 22.000.000 €.

7.6 Integracija 900 MW iz vjetroelektrana (Scenario D1)

Za integraciju vjetroelektrana u scenariju D1 (900 MW, koncentrisan raspored VE) predložene su sljedeće investicije u pojačanja mreže:

- Izgradnja TS (RP 110 kV) Glamoč
- Proširenje TS Livno za jedno dalekovodno polje 110 kV i puštanje u pogon DV 110 kV Livno – Glamoč po 110 kV naponu, zajedno sa rekonstrukcijom ovog voda (povećanje prenosnog kapaciteta zamjenom vodiča Al-Fe 150/25 mm²)
- Proširenje TS Kupres za dva dalekovodna polja 110 kV i izgradnja DV 2x110 kV Slovinj – Kupres
- Proširenje TS Kupres za dva dodatna dalekovodna polja 110 kV i TS Bugojno za dva dalekovodna polja 110 kV i izgradnja novog DV 2x110 kV Bugojno – Kupres (sistem 2 i 3)
- Rekonstrukcija DV 110 kV Bugojno – D. Vakuf kako bi se povećao njegov prenosni kapacitet na standardnu vrijednost (123 MVA), zamjenom vodiča Al-Fe 120/20 mm² (ugradnja vodiča Al-Fe 240/40 mm² u dužini od 5,7 km)
- Rekonstrukcija DV 110 kV Jajce 2 – D. Vakuf kako bi se povećao njegov prenosni kapacitet na standardnu vrijednost (123 MVA), zamjenom vodiča Al-Fe 120/20 mm² (ugradnja vodiča Al-Fe 240/40 mm² u dužini od 21,2 km)
- Proširenje TS Livno i TS Buško Blato sa po jednim dalekovodnim poljem 110 kV i izgradnja novog DV 110 kV Livno – Buško Blato 2
- Pojačanje 110 kV mreže u Mostaru (izgradnja novog DV 2x110 kV Mostar 9 – Mostar 4/Mostar 5 i uvođenje DV 110 kV Mostar 2 – Čapljina u TS Mostar 9).
- Izgradnja TS 220/110 kV Kupres (2x150 MVA).

Troškovi pojačanja mreže u ovom scenariju se procjenjuju na 44.000.000 €.

7.7 Integracija 900 MW iz vjetroelektrana (Scenario D2)

Za integraciju vjetroelektrana u scenariju D2 (900 MW, rasprostranjene VE) predložene su sljedeće investicije u pojačanja mreže:

- Proširenje TS Buško Blato za jedno dalekovodno polje 110 kV i izgradnja novog DV 110 kV VE Orlovača – Buško Blato 2
- Rekonstrukcija DV 110 kV Mostar 2 – Jablanica (dionica od VE Pločno do TS Jablanica) kako bi se povećao njegov prenosni kapacitet na

standardnu vrijednost (123 MVA), zamjenom vodiča Al-Fe 150/25 mm² (ugradnja vodiča Al-Fe 240/40 mm²)

- Pojačanje 110 kV mreže u Mostaru (izgradnja novog DV 2x110 kV Mostar 9 – Mostar 4/Mostar 5 i uvođenje DV 110 kV Mostar 2 – Čapljina u TS Mostar 9)

Troškovi pojačanja mreže u ovom scenariju se procjenjuju na 29.000.000 €.

7.8 Dodatni zahtjevi za P/f regulaciju

Mogućnosti regulacije snage i frekvencije postojećih elektrana bi mogle biti dovoljne i pogodne da obezbijede regulaciju novih vjetroelektrana.

Zbog različitih razloga NOS BiH ne može omogućiti svu rezervu iz hidroelektrana, što dovodi do nezadovoljavajućih debalansa u elektroenergetskom sistemu BiH i velikih odstupanja u prekograničnim tokovima u odnosu na planirane.

Ova činjenica može ograničiti buduću integraciju vjetroelektrana u elektroenergetski sistem BiH budući da su one dodatni izvor mogućeg debalansa. Od najvećeg je značaja da elektroprivrede obezbijede NOS – u BiH sekundarnu i tercijarnu regulaciju kako je to navedeno u odluci DERK – a.

Procijenjeno je da bi dodatne hidroelektrane trebale biti uključene u sekundarnu P/f regulaciju.

NOS BiH je iznio mišljenje da sekundarna i tercijarna P/f rezerva u BiH neće ograničiti integraciju vjetroelektrana, ali elektroprivrede moraju obezbijediti takve pomoćne usluge.

Godišnja promjenjivost sekundarne P/f rezerve, posebno očekivane niske vrijednosti za vrijeme ljetnih mjeseci ostaje ključni problem za integraciju vjetroelektrana.

7.9 Dodatni zahtjevi za Q/U regulaciju

Ograničeni doprinos vjetroelektrana u Q/U regulaciji može biti dobrodošao. Dalje, neke velike vjetroelektrane kao što su VE Glamoč 1 – Slovinj, VE Ljubuša, VE Pakline i VE Kupres moraju biti opremljene da obezbijede usluge Q/U regulacije kako bi se izbjegao naponski slom u sistemu. Dodatni doprinos vjetroelektrana bi se mogao postići uvodeći zahtjev da vjetroelektrane moraju imati mogućnost rada u opsegu faktora snage od 0.95 induktivno do 0.95 kapacitivno (sposobnost rada u induktivnom i kapacitivnom režimu).

Nije za očekivati da će integracija vjetroelektrana izazvati dodatne troškove za NOS u obezbjeđenju usluge Q/U regulacije.

7.10 Uticaj integracije vjetroelektrana na proizvodnju iz koncencionalnih izvora

Kako je već rečeno u Izvještaju 2, kako se povećava instalisana snaga VE, raste i njihov uticaj na proizvodnju termo izvora i uvoz. Termoelektrane trenutno obezbjeđuju veliki dio proizvodnje u BiH i postaju marginalna proizvodnja. Ovo znači da uvođenje proizvodnje VE ima najveći uticaj na termoelektrane koje će biti istisnute iz voznih redova elektrana. Stoga u svim scenarijima dolazi do smanjenja prihoda termoelektrana.

Proizvodnja hidroelektrana, čiji se viškovi mogu prodati na izvoznom tržištu, ostaje stabilna u svim scenarijima.

Uticaj na potrošača se ogleda u povećanju neto troškova u svim slučajevima, osim u kasnijim godinama u Scenariju A. Osim kroz fee-in tarifu, javljaju se i dodatni troškovi za potrošača - troškovi podrške proizvodnji VE. Ipak, neto troškovi VE kao postotak ukupnih troškova proizvodnje iznose manje od 1% u Scenariju A i povećavaju se na nešto preko 5% u Scenariju C, dok najveću vrijednosti . Najveću vrijednost od 8% dostižu u Scenariju D1 (900 MW).

7.11 Uticaj proizvodnje VE na troškove rezerve

Uvođenjem VE u elektroenergetski sistem potrebno je imati na umu dvije vrste dodatne rezerve: rezerva zbog proizvodnje VE manje od plana, i rezerva zbog proizvodnje VE više od plana. Moguće je imati različite pristupe prilikom određivanja rezerve za energiju vjetra. U ovoj studiji primjenjena su tri pristupa i u svim slučajevima troškovi obezbjeđenja rezerve za VE su relativno visoki.

U analizi se pretpostavlja da ne postoji kratkoročna prognoza proizvodnje iz VE što je konzervativan pristup za određivanje potrebene rezerve. Moguće je, prateći iskustva iz Zapadne Evrope, ostvariti značajne uštede uvođenjem tehnika za prognozu raspoloživosti vjetra nekoliko sati unaprijed.

8 Literatura

1. *Studija energetskog sektora u BiH*, Energetski institut Hrvoje Požar, Soluziona, Ekonomski institut Banja Luka, Rudarski institut Tuzla, 2008
2. Odluka o određivanju tarifa za pomoćne usluge, DERK, 2010