

ECA

ECONOMIC
CONSULTING
ASSOCIATES

The KPMG logo consists of the letters 'KPMG' in a bold, italicized, blue sans-serif font. Above the letters are four vertical blue bars of varying heights, creating a stylized graphic element.The EIHP logo features a red square with a white dot in the top-left corner, positioned to the left of the letters 'EIHP' in a bold, red, sans-serif font.

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

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

**Zadatak 1: Pregled i ocjena
postojećeg stanja
elektroprijenosne mreže BiH**

**Konačni izvještaj
Decembar 2011**

**Za NOS BiH i EBRD
Finansijer EBRD**

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

Sažetak	1
1 Uvod	3
2 Općenito o integraciji vjetroelektrana u sistem	5
2.1 Resurs vjetra	5
2.2 Pitanje promjenjivosti vjetra	6
3 Pregled elektroenergetskog sektora u BiH	9
3.1 Glavne institucije elektroenergetskog sektora	9
3.2 Tržišna pravila	13
3.3 Postojeći kapaciteti elektroenergetskog sektora	13
4 Projekti VE u BiH	16
4.1 Scenariji razvoja vjetroelektrana	16
4.2 Ulazni podaci o brzini vjetra	20
4.3 Analiza proizvodnje iz VE	22
4.3.1 Modeliranje VE i izračunavanje proizvodnje	22
4.3.2 Analiza desetominutne varijacije proizvodnje VE	24
4.3.3 Sistemska regulaciona snaga za balansiranje VE	30
4.3.4 Prekogranična pitanja	37
4.4 Sažetak analize scenarija	39
5 Tehnički zahtjevi za integraciju VE	42
5.1 Tehnike regulacije frekvencije i regulacije aktivne snage	42
5.1.1 Iskustvo u obezbjeđenju rezervi u BiH	43
5.1.2 Uticaj VE na balans sistema	48
5.1.3 Međunarodno iskustvo na temelju mrežnih pravila u regulaciji frekvencije	52
5.2 Regulacija napona i upravljanje reaktivnom snagom	55
5.2.1 Sposobnost prolaska kroz stanje kvara	57
5.2.2 Međunarodno iskustvo na temelju mrežnih pravila u regulaciji napona	61
5.3 Zahtjevi za podacima od VE i potrebe NOS-a	62
5.3.1 Zahtjevi za podacima	62

5.3.2	Zahtjevi NOS-a – priključak i pogon	67
5.3.3	Međunarodna iskustva u integraciji VE	71
5.4	Sažet prikaz tehničkih zahtjeva za integraciju VE u BiH	73
6	Zahtjevi iz Mrežnog kodeksa	75
6.1	Mrežni kodeks u BiH	75
6.2	Tretman VE u Mrežnom kodeksu	80
6.3	Mrežni kodeks - međunarodno iskustvo	80
6.4	Zahtjevi iz Mrežnog kodeksa NOS-a BiH vezani za vjetrofarme	81
6.4.1	Generalne opservacije	81
6.4.2	Komentari na dopune Mrežnog kodeksa predložene od strane NOS-a BiH	82
6.4.3	Sugerirane odredbe Mrežnog kodeksa BiH	82
7	Zahtjevi za raspodjelu troškova jačanja mreže	88
8	Uključivanje VE u tržišne procedure	90
9	Tehnike prognoziranja proizvodnje vjetroelektrana	93
9.1	Iskustva drugih zemalja u predviđanju proizvodnje VE	98
10	Sažetak, zaključci i ključne preporuke	113
11	Bibliografija	118

Tabele

Tabela 1	.Instalisana proizvodna snaga u BiH (MW)	14
Tabela 2	.Instalisana snaga VE za svaki scenarij	20
Tabela 3	.Proizvodnost VE u svakom scenariju	27
Tabela 4	.Vrijeme trajanja opsega izlazne snage VE (h/god)	28
Tabela 5	.Zahtijevana sistemska regulacijska snaga za svaki scenarij VE sa 4-h prosjekom kao prognozom proizvodnje VE	32
Tabela 6	.Energija za regulaciju sistema za svaki scenarij VE	33
Tabela 7	.Zahtijevana sistemska regulacijska snaga za svaki scenarij VE sa 2-h prosjekom kao prognozom VE	35
Tabela 8	.Satne varijacije proizvodnje iz VE kao udio instalisane snage VE	37

Tabela 9. Rezerve snage u sekundarnoj regulaciji u 2010.	44
Tabela 10 System reserves	100

Slike

Slika 1. Srednje godišnje vrijednosti brzina vjetra u BiH	6
Slika 2. Regionalna raspoređenost razmatranih VE	20
Slika 3. Prosječna krivulja snage VE	22
Slika 4. Rasponi varijacija u proizvodnji iz VE	25
Slika 5. Krivulja trajanja opterećenja VE u svakom scenariju	28
Slika 6. Distribucija vjerovatnosti varijacija za VE	29
Slika 7. 10-minutne varijacije u vrijednosti izlazne snage VE	30
Slika 8. Nivo odstupanja izlazne snage VE od prognoze	31
Slika 9. Devijacije izlazne snage VE od 4-h prognoze	31
Slika 10. Zahtijevana rezervna snaga za svaki scenarij	33
Slika 11. Devijacije izlazne snage VE od 2-h prognoze	35
Slika 12 Usporedba zahtijevane systemske rezerve za dva nivoa greške u prognozi	36
Slika 13. Instalirana snaga interkonekcija BiH u poređenju sa drugim evropskim državama	38
Slika 14. Neželjene satne devijacije bilance BiH sistema 2009.	45
Slika 15. Neželjeni satni debalans razmjena BiH sistema prema susjednim sustavima 2010.	46
Slika 16. Histogram neželjenog satnog debalansa BiH sistema 2010.	47
Slika 17. Histogram apsolutnih vrijednosti neželjenih satnih devijacija BiH sistema 2010.	47
Slika 18. Satna devijacija između ostvarenog i planiranog opterećenja BiH sistema 2010.	48
Slika 19. Histogram satnih devijacija između ostvarenog i planiranog opterećenja sistema u BiH 2010.	49
Slika 20. Satna devijacija između ostvarene i prognoziranog proizvodnje VE	50

Slika 21. Satne devijacije ostvarenja od prognoze u sva tri promatrana slučaja	51
Slika 22. Standardna devijacija od prognoze za sva tri slučaja	51
Slika 23. P/f krivulja	53
Slika 24. Ograničenja frekvencije elektroenergetskog sistema u raznim zemljama (Izvor: Fakultet elektrotehnike, Split)	54
Slika 25. Krivulja zahtijevanog napona VE	57
Slika 26. Tipičan zahtjev sposobnosti prolaska VE kroz stanje kvara	59
Slika 27. Zahtjev za prolaskom VE kroz stanje kvara u raznim zemljama	59
Slika 28. Karakteristike odnosa reaktivne i radne snage u raznim zemljama	62
Slika 29 Krivulja sistema frekventnog odziva za izlaznu snagu VE (% raspoložive snage)	78
Slika 30. Tipična izlazna snaga vjetroturbine sa stabilnom brzinom vjetra	93
Slika 31. Normalizirana greška u prognozi proizvodnje VE u Njemačkoj u zadnjih 9 godina	97
Slika 32. Faktor redukcije greške u prognozi za VE vs promatrano područje	97
Slika 33. Devijacija prognozirane proizvodnje iz VE vs diversificirana instalirana snaga	98
Slika 34 Odnos kvalitete prognoze vjetra i potrebne rezerve u sistemu	99
Slika 35 Prosječna pogreška predviđanja proizvodnje VE u Njemačkoj 2009	102
Slika 36 Pogreška predviđanja proizvodnje VE u Njemačkoj	102
Slika 37 Najveća zabilježena pogreška predviđanja proizvodnje VE	103
Slika 38 Proizvodnja VE u Španiji u razdoblju 2009. – 2010. (Izvor: REE)	104
Slika 39 Proizvodnja VE u Španiji 30.3.3008. (Izvor: REE)	104
Slika 40 Krivulja vjerojatnosti pogreške predviđanja proizvodnje VE D-1 i H-5	105
Slika 41 Pogreška predviđanja alata Sipreolico 2005. – 2009.	106
Slika 42 Predviđanje i ostvarenje proizvodnje VE u Španiji 23.1.2009.	107
Slika 43 Predviđanje i ostvarenje proizvodnje VE u Španiji 15.11.2009.	107
Slika 44 Predviđanje i ostvarenje proizvodnje VE u Španiji 1.3.2010.	108

Slika 45 Lokacije i snage VE u Hrvatskoj	109
Slika 46 Maksimalna i prosječna proizvodnja VE u Hrvatskoj, te maksimalne satne promjene proizvodnje VE	110
Slika 47 Histogram satnih promjena proizvodnje VE u Hrvatskoj	111

Sažetak

Ovaj Izvještaj sastavni je dio niza od tri izvještaja iz ovog projekta u kojem je analiziran potencijal razvoja vjetroenergetike 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.

Glavni ciljevi ovog projekta su:

- ❑ Odrediti odgovarajuće nivoe snage VE koji se mogu priključiti na elektroenergetsku mrežu u BiH;
- ❑ Utvrditi da li su i kolike potrebne dodatne investicije u jačanje domaće elektroenergetske mreže kako bi se povećala priključna snaga VE, i
- ❑ Pojasniti tržišna pravila kako bi se mogla inkorporirati i dispečirati nova proizvodnja energije iz obnovljivih izvora uz podršku poticajnih tarifa (feed-in tarifa).

Ovaj Izvještaj sastoji se od deset glavnih dijelova. Nakon uvoda, u drugom i trećem dijelu daje se pregled pitanja povezanih sa integracijom vjetroelektrana u elektroenergetski sistem i pregled elektroenergetskog sektora u BiH. U poglavlju 4 definirano je nekoliko scenarija razvoja VE s odgovarajućim rasponima ukupne instalirane snage VE. To je bazirano na pregledu već odobrenih projekata za vjetroelektrane, te konzistentnom i vjerodostojnom pregledu projekata koji su predloženi ili planirani.

U poglavlju 5 daje se pregled:

- ❑ Tehnike regulacije frekvencije i radne snage koja se koristi u BiH, i njihovo poređenje s iskustvom raznih zemalja koje su već integrisale VE u sistem
- ❑ Tehnike regulacije napona i kompenzacije reaktivne snage koja se koriste u BiH i njihovo poređenje s iskustvom raznih zemalja koje su integrisale VE u sistem
- ❑ Potrebe Nezavisnog operatora sistema (NOS) u pogledu podataka o vjetroelektranama s naglaskom na iskustvo drugih zemalja, te se daje lista budućih zahtjeva NOS-a za podacima.

U poglavlju 6 daje se pregled nedavno usvojenog Mrežnog kodeksa u BiH, koji je dopunjen zahtjevima za vjetroelektrane. Autori su u ovom radu NOS-u predložili na razmatranje još nekoliko dodatnih dopuna Mrežnog kodeksa. U poglavlju 7. daje se pregled postojećih pravila za raspodjelu troškova povezanih sa jačanjem mreže neophodnim zbog priključka VE.

U poglavlju 8 daje se pregled veleprodajnog tržišta električne energije u kontekstu toga kako NOS treba uključiti VE u satne planove (količine) proizvodnje i veleprodajno tržište. U poglavlju 9 daje se pregled tehnika prognoziranja

proizvodnje energije iz VE i njihovih primjena koje bi odgovarale integraciji VE u elektroenergetski sistem BiH, te se donose iskustva Njemačke, Španije i Hrvatske.

U ovom Izvještaju daje se i nekoliko ključnih preporuka, među njima i sljedeće:

- ❑ Operativne prakse u BiH će se trebati mijenjati kako bi se omogućila integracija VE. Konkretno, postoji potreba za tržištem pomoćnih usluga koje će ispravno funkcionirati, sa jasno definiranim nadležnostima, obavezama i pravima svih uključenih strana
- ❑ Biće potrebna dodatna rezervna (regulacijska) snaga. Veličina potrebnih dodatnih rezervi će zavisiti o:
 - ❑ razini priključne snage VE
 - ❑ preciznosti sistema predviđanja proizvodnje VE
 - ❑ nivou sigurnosti koji je prihvatljiv za NOS
- ❑ Mrežni kodeks je potrebno dalje unaprijediti u pogledu:
 - ❑ pregleda zahtjeva prema VE
 - ❑ pogonskih nadležnosti VE
 - ❑ podataka koje VE trebaju dostavljati NOS-u
- ❑ Potrebno je finalizirati aranžmane raspodjele troškova na ime jačanja mreže između Elektroprenosa i investitora u VE; iako postoji metodologija, još uvijek nije definiran ključni parametar koji utiče na raspodjelu troškova, te je stoga cjelokupna osnova alokacije troškova nejasna.
- ❑ Tržišna pravila je potrebno u znatnoj mjeri unaprijediti u pogledu:
 - ❑ nadležnosti za plaćanje troškova balansiranja vezanih za VE
 - ❑ osnove iz koje se troškovi balansiranja izvode
 - ❑ određivanja cijena pomoćnih usluga; i
- ❑ NOS-u će biti potrebno uspostaviti sistem prognoziranja proizvodnje iz VE dovoljnom preciznošću, kojem će se obezbijediti svi potrebni ulazni podaci prije nego što prve VE budu puštene u pogon.

1 Uvod

Ovaj Izvještaj iz okvira Zadatka 1 sastavni je dio niza od tri izvještaja iz okvira projekta u kojima je ispitan potencijal razvoja vjetroenergetike u Bosni i Hercegovini (BiH), s pripadnim tehničkim, pravnim i ekonomskim aspektima. Prema ovom Zadatku, uzimajući u obzir tehnička ograničenja i zahtjeve za priključenje velikih komercijalnih VE na prijenosnu mrežu, biće obrađeni sljedeći aspekti:

- ❑ Odobreni (zatečeni) i predviđeni budući projekti kojima će se procijeniti ukupna instalisana snaga VE u BiH u periodu 2010.-2020.;
- ❑ Pogonski zahtjevi vezani za povećani udjel VE u prijenosnom sistemu BiH.

Nedavno je uspostavljen tzv. vjetroatlas za Bosnu i Hercegovinu. Ta analiza pokazuje da Bosna i Hercegovina ima znatan vjetroenergijal. Procjenjuje se da je ukupna snaga vjetroenergijala koji se danas istražuje u BiH oko 3.000 MW, od čega je svega 900 MW - 1.300 MW procijenjeno kao izvodljivo. Taj potencijal još uvijek nije iskorišten. Novi atlas pokazuje da su među najperspektivnijim područjima za eksploataciju vjetroenergije regije oko Bihaća, Tomislavgrada, Livna, Glamoča, Mostara i dio istočne Hercegovine, Trebinje i Gacko. Da bi bila moguća buduća integracija vjetroenergije, čiji je potencijal geografski relativno koncentriran i čija raspoloživost fluktuiraju zavisno o brzini vjetra, NOS i Elektroprenos trebaju procijeniti, zajedno sa renomiranim međunarodnim ekspertima, implikacije instalisanja proizvodne snage VE na sistem, pozivajući se pritom na najbolje međunarodne prakse.

Iako je u BiH već predložena ili planirana znatna snaga VE, još uvijek niti jedna vjetroelektrana nije sagrađena, niti puštena u pogon, pa ni NOS, ni Elektroprenos nemaju praktično iskustvo u priključku, pogonu, izradi rasporeda i dispečiranju VE. NOS zanima uticaj predloženih projekata VE na sposobnosti regulacije energetskeg sistema i tražio je provođenje detaljne analize sposobnosti regulacije energetskeg sistema. Takva analiza je prvi cilj ovog projekta.

EBRD također konsistentno radi i na stvaranju regionalnog tržišta energije na Balkanu. Ovim projektom nastoje se povećati mogućnosti razvoja tržišta električne energije u regiji promoviranjem regionalne saradnje i povećanjem razmjene električne energije između BiH i susjednih zemalja. Ovim Projektom bi se trebali otvoriti i projekti VE u BiH, čime bi se ubrzala integracija energije iz obnovljivih izvora u mrežu i trebalo bi se pomoći održavanju stabilnosti i pouzdanosti elektroenergetske mreže BiH.

Također, postoji potreba za pojašnjenjem tržišnih pravila, kao i pripadnih procesa, kako bi NOS bio u mogućnosti da inkorporira dispečiranje nove proizvodnje energije iz obnovljivih izvora uz podršku poticajnih tarifa. Ta podrška će obuhvatiti garancije novčanih tokova od potrošača do proizvođača energije iz obnovljivih izvora prema sistemu poticajnih tarifa, te usmjeriti troškove balansiranja kojima će upravljati nove balansno odgovorne strane.

EBRD će pomno pratiti provedbu zaduženja i prijedloge investicija koji će biti rezultat ove analize mreže i identifikacije zahtjeva za jačanjem mreže, koji će se onda razmatrati u svrhu finansiranja, skupa sa investicijama u projekte VE koji će se ubrzati uz pomoć ove studije.

U najvećem dijelu ovog Izvještaja se stoga razmatraju razni pogonski aspekti upravljanja rada prijenosnog sistema kako se udio VE povećava. Da bi se to uradilo, za svaki analizirani aspekt korišten je slijedeći pristup:

- ❑ Postojeća praksa u BiH;
- ❑ Međunarodno iskustvo u upravljanju sa povećanim udjelom vjetroenergije;
- ❑ Procjena daljih zahtjeva u BiH u cilju upravljanja prijenosnim sistemom uz povećani udio vjetroenergije.

U skladu sa opisom Projektnog zadatka, preostali dijelovi Izvještaja se odnose na sljedeće:

- ❑ U poglavlju 2. su date osnovne informacije o pitanjima integracije vjetroelektrana (VE) iz globalne, evropske i regionalne perspektive
- ❑ U poglavlju 3. je dat pregled BiH elektroenergetskog sektora
- ❑ U poglavlju 4. je dat pregled scenarija razvoja projekata VE u BiH
- ❑ U poglavlju 5. smo se osvrnuli na tehničke zahtjeve (regulaciju frekvencije i radne snage, regulaciju napona i upravljanje reaktivnom snagom te zahtjevi za podacima) za rad sistema kako se VE budu integrisale
- ❑ U poglavlju 6. analiziramo zahtjeve iz Mrežnog kodeksa
- ❑ U poglavlju 7. razmatramo raspodjelu troškova potrebnog jačanja mreže
- ❑ U poglavlju 8. dajemo pregled zahtjeva za uključivanje dispečiranja vjetroenergije u okviru tržišnih procedura
- ❑ U poglavlju 9. smo se osvrnuli na tehnike predviđanja proizvodnje iz vjetroenergije koje će biti potrebne kako se bude povećavao udio vjetroenergije u energetsom sistemu.

U poglavlju 10. dat je sažet prikaz nalaza, skupa sa našim zaključcima i preporukama.

2 Općenito o integraciji vjetroelektrana u sistem

Integracija vjetroelektrana (VE) se postepeno razvijala u posljednjih 30 godina, od jednostavnih turbina konstantne brzine vrtnje do sistema potpuno promjenjive brzine koji omogućavaju regulaciju izlaznih vrijednosti snage¹. U velikom dijelu tehnologije starije generacije brzina rotora vjetroturbine je određena je frekvencijom elektroenergetske mreže, a turbina radi ispod vrijednosti svoje vršne efikasnosti u najvećem dijelu radnog područja tj. brzina vjetra. Ovo se ipak pokazalo ekonomičnim i robusnim konceptom i povećana je i optimizirana upotreba. Tehnološki razvoj vjetroturbina je bio izuzetan. Na datom području jedna moderna vjetroturbina godišnje proizvede 200 puta više električne energije i to po najmanje pola cijene za kWh nego njen ekvivalent prije pet godina.

Operatori prijenosnog sistema (OPS) ili u slučaju BiH, Nezavisni operator sistema (NOS), međutim, moraju rješavati sve više izazova povezanih sa integracijom sve viših nivoa vjetroenergije u svoje elektroenergetske sisteme. Ti izazovi proizilaze iz prirode izlazne snage vjetroturbina:

- ❑ Ne može se dispečirati;
- ❑ Posjeduje značajnu varijabilnost usljed promjenjivog resursa - vjetra; i
- ❑ Njene izlazne vrijednosti imaju značajnu nesigurnost usljed poteškoća u preciznom prognoziranju vremenskih uvjeta.

Najveći dio vremena VE rade pri djelimičnom opterećenju, ovisno o brzini vjetra. Sa stajališta elektroenergetskog sistema, vjetroturbine se mogu smatrati proizvodnim objektima sa prosječnom snagom koja odgovara 20-40% nazivne snage, odnosno sa vršnim snagama tri do pet puta veći od prosječne proizvodnje.

2.1 Resurs vjetra

Južni dio BiH ima najveći vjetro potencijal, kao što je to prikazano na Slici 1, uz srednju godišnju brzinu vjetra otprilike do 4,9 m/s na nadmorskoj visini od 50 m, što je inicijalno vrlo obećavajuće za razvoj VE.²

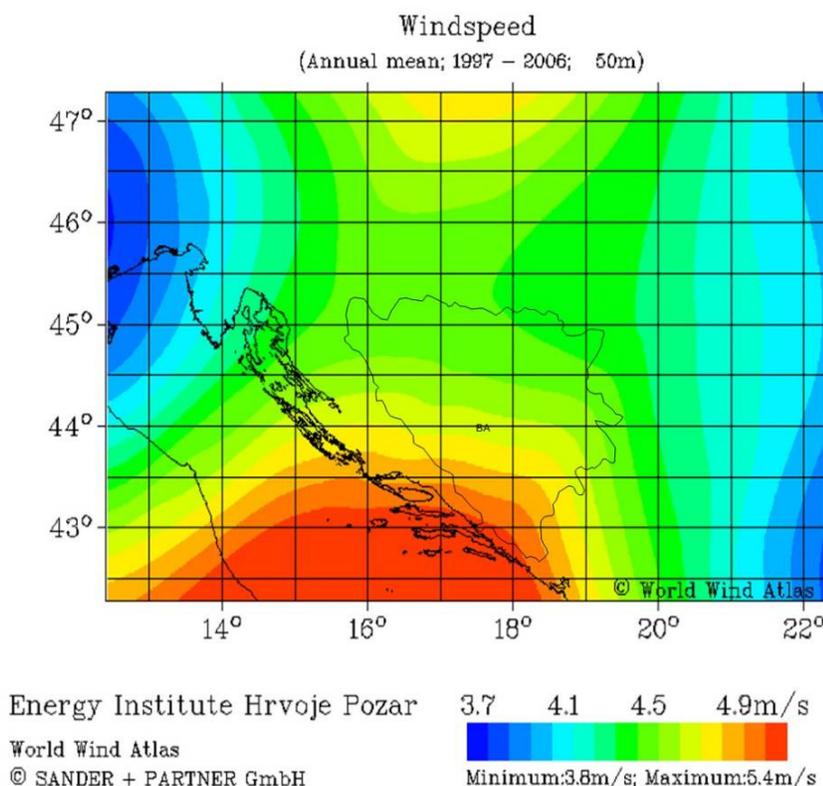
Postojeće vjetroelektrane koje su u pogonu, a koje su najbliže teritoriji BiH, nalaze se u Hrvatskoj. Proces integracije VE u Hrvatskoj je otpočeo prije više od 10 godina. Trenutno postoji 6 VE (58 vjetroturbina) u funkciji, sa ukupnom instalisanom snagom od oko 78 MW. Za BiH je važno da ima na umu da u Hrvatskoj ima ukupno 92 MW u četiri dodatne VE za koje je građevinska dozvola već izdana i izgradnja se očekuje u bliskoj budućnosti. Osim toga, 6 projekata vjetroelektrana instalisane snage 259 MW ima lokacijske dozvole. Za druge 4 VE izdana je saglasnost za

¹ EWEA Grid Report 2010

² Ovdje je potrebno napomenuti da se navedena vrijednost odnosi na srednju godišnju vrijednost na širem području, što služi samo za ilustraciju vjetrovitosti područja, ali ne i za evaluaciju konkretnih mikrolokacija.

priključenje na mrežu, kao preduvjet za izdavanje lokacijske dozvole. Sve lokacije su relativno blizu granici sa BiH. Stoga je to pozitivan znak za investitore da je šire područje obećavajuće u smislu vjetro potencijala. S druge strane, mogu se očekivati neočekivani (neplanirani) prekogranični preljevi električne energije.

Slika 1. Srednje godišnje vrijednosti brzina vjetra u BiH



2.2 Pitanje promjenjivosti vjetra

Kao što smo već rekli, najveći izazov za integraciju velikih VE u sistem javlja se usljed znatne promjenjivosti proizvodnje iz vjetroelektrana ili drugim riječima, zbog znatne nesigurnosti u pogledu proizvodnje iz VE, odnosno poteškoća u preciznom prognoziranju vremenskih uvjeta.

Pri tom su za NOS bitne sljedeće informacije:

- promjenjivost snage proizvodnje VE i mjera u kojoj se ta promjenjivost može predvidjeti;
- mogućnosti vjetroturbina u osiguravanju pomoćnih usluga; i
- buduća očekivana razina instalirane snage vjetroelektrana.

Promjenjivost izlazne snage vjetroelektrana ima tendenciju smanjenja paralelno sa povećanjem raspršenosti vjetroturbina (veća raspršenost - manja promjenjivost), dok se promjenjivost izlazne snage povećava sa određenom vremenskom skalom (dulji period - veća promjenjivost). Promjenjivost proizvodnje velikih vjetroelektrana iz sekunde u sekundu ili iz minute u minutu je relativno mala, dok promjenjivost u toku perioda od nekoliko sati može biti velika čak i kada su vjetroturbine distribuirane na širem prostoru. Stoga je za vremenske skale od nekoliko sati do dana unaprijed, predviđanje proizvodnje vjetroenergije koje radi ili koristi operator sistema od krucijalne važnosti.

Prognoziranje proizvodnje VE je relativno nova praksa. Iskustvo do danas pokazuje da je uglavnom moguće generalno predvidjeti proizvodnju iz VE. Međutim, istodobno su moguće i velike devijacije i u nivou i proračunu vremena izlaznih vrijednosti VE. Za rad elektroenergetskog sistema je nesigurnost prognoziranja važna zato što se raspored za druge elektrane vrši na osnovu prognoziranog doprinosa VE i svako odstupanje od prognoze se mora nadoknaditi iz raspoloživih rezervi.

Proizvodnja električne energije iz vjetra može u znatnoj mjeri varirati u periodu od 12 sati. U slučaju ekstremnih vjetrova vjetroturbine se automatski isključuju. Olujnim frontama ponekad treba oko šest sati da pređu preko područja površine od nekoliko stotina kilometara. Među primjerima ekstremnih, ali ipak rijetkih, promjena snage zabilježenih tokom olujnog vremena su:

- ❑ Danska: smanjenje proizvodnje VE za 2,000 MW u periodu od 6 sati (12 MW/min) dana 8. januara 2005.;
- ❑ Sjeverna Njemačka: smanjenje proizvodnje VE od preko 4,000 MW u roku od 10 sati sa ekstremno negativnim smanjenjem snage od 16 MW/min dana 24. decembra 2004.;
- ❑ Španija: povećanje proizvodnje VE za 800 MW u 45 minuta (promjena snage 1,067 MW/sat), i smanjenje 1000 MW u periodu od jedan sat i 45 minuta (negativno smanjenje snage 570 MW/sat); i
- ❑ Teksas: smanjenje proizvodnje VE za 1,550 MW po stopi od oko 600 MW/sat u periodu od 2½ sata, dana 24. februara 2007.

Ključne stvari koje NOS treba imati na umu kako udio energije vjetra u elektroenergetskom sistemu bude dobivao na značaju su sljedeće:

- ❑ Mora postojati dovoljno raspoloživih konvencijalnih elektrana u periodima sa malim doprinosom energije vjetra;
- ❑ Mora postojati dovoljan broj elektrana sa mogućnošću brze regulacije (u svrhu primarne i sekundarne regulacije) u toku perioda jakih vjetrova (t j. mora postojati dovoljno pogonske snage uz sposobnost povećanja odnosno smanjenja snage unutar zahtijevanih vremenskih skala)
- ❑ Mora postojati dovoljno tercijarne rezerve kojima će se pokriti sve moguće nesigurnosti ponude i potražnje u situacijama u kojima dolazi do

velikog smanjenja ukupne proizvodnje VE u okviru vremenskog horizonta od 4 do 6 sati (koji se može javiti istovremeno s povećanjem opterećenja);

- ❑ Sposobnost negativne regulacije raspoložive količine proizvodnje iz VE u periodima niske potražnje i visoke proizvodnje iz VE.
- ❑ Moguće razmjere trgovine sa susjednim zemljama.

Trenutno u BiH postoji jaz između velikog zanimanja investitora u VE i potencijala vjetroenergije s jedne strane, i malih dosadašnjih rezultata integracije VE, s druge strane. Do danas niti jedna VE nije instalirana u BiH. Izrada projekata VE obično traje od 2 do 4 godine, ovisno o administrativnim procedurama. Za dostavu vjetroturbina, izgradnju i probni pogon potrebno je još godinu do godinu i po dana. Još uvijek nisu uspostavljeni mehanizmi prognoziranja i balansiranja. To znači da postojeće stanje ne ide u prilog VE, pri čemu je najveći dio sistemskih obaveza stavljen na teret NOS-a, dok VE praktično nemaju nikakvih obaveza u smislu sudjelovanja u prognoziranju, regulaciji ili balansiranju, pa se svakako preporučuje unaprijediti postojeću regulativu uvođenjem ovih obaveza.

Međutim, SCADA sistem se redovito razvija i mehanizam pomoćnih usluga je uspostavljen i formalno je u funkciji je, iako postoje određeni problemi u njegovoj punoj primjeni. U skladu s tim, NOS se nalazi pred velikim izazovima u pogledu integracije velikih VE i mnoga pitanja u vezi s tim će se morati riješiti u bliskoj budućnosti.

3 Pregled elektroenergetskog sektora u BiH

Upravljačka struktura energetskog sektora je podijeljena na:

- ❑ *Državni nivo* – Prijenos je podijeljen na operatora sistema (NOS BiH) i kompaniju za prijenos električne energije, Elektroprenos BiH;
- ❑ *Federaciju Bosne i Hercegovine (FBiH)* – sa dvije vertikalno integrisane elektroprivrede koje su nadležne za proizvodnju, distribuciju i snabdijevanje (EP HZHB i EP BiH),
- ❑ *Republiku Srpsku (RS)* – sa jednim vertikalno integrisanim holdingom (EP RS), ali u svom sastavu ima 5 preduzeća za proizvodnju električne energije i 5 preduzeća za distribuciju i snabdijevanje.

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

3.1 Glavne institucije elektroenergetskog sektora

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

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

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

Sukladno Zakonu o električnoj energiji u RS, elektroenergetsku politiku RS vodi Vlada RS. Prema Zakonu o ministarstvima RS Ministarstvo privrede, energetike i razvoja je, u području energetike, nadležno za donošenje mjera ekonomske i razvojne politike u energetskom sektoru.

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

Državna komisija za električnu energiju (DERK)

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

- izdavanje, promjene, suspenzije, ukidanje, praćenje i provođenje poštivanja licenci iz svoje nadležnosti,
- regulacija, odobravanje i nadzor tarifa i tarifnih metodologija za usluge prijenosa, pomoćnih usluga i rad NOS-a BiH,
- izdavanje pravila i propisa u okviru svoje nadležnosti, među koje spada i revizija i usvajanje tržišnih pravila i mrežnih kodeksa, te normi i uvjeta za priključak i pristup mrežama,
- uspostavljanje, praćenje i provođenje pravila vezanih za nediskriminirajući pristup trećih strana prijenosnoj mreži,
- praćenje i provođenje uvjeta vezanih za međunarodnu trgovinu električnom energijom, posebno osiguravanje poštivanja međunarodnih tehničkih zahtjeva,
- uspostavljanje, praćenje i provođenje standarda kvalitete usluga prijenosa električne energije i pomoćnih usluga,
- koordiniranje i odobravanje investicijskih planova kompanije za prijenos električne energije, uključujući planove vezane za prijenosnu mrežu i kvalitetu usluga prijenosa električne energije,
- praćenje djelotvornosti mehanizma i metoda kojima se osigurava ravnoteža između potražnje i ponude električne energije u sustavu,
- zaštita potrošača kojom se osigurava pravedan i ravnopravan tretman, visokokvalitetne usluge, konkurencija i sprečavanje antikonkurencijskih aktivnosti, rješavanje sporova među korisnicima sustava, u skladu s regulatornim ovlaštenjima i odno snim državnim zakonima,
- stvaranje i održavanje konkurentnih tržišta kada je to izvedivo,
- prevencija protukonkurentnog ponašanja,
- odobravanje mehanizma rješavanja preopterećenosti kapaciteta sustava za prijenos električne energije,
- reguliranje standarda usluga, kodeksa ponašanja i računovodstvenih zahtjeva vlasnika licenci,

- ❑ izdavanje godišnjih izvještaja i drugih javnih informacija o DERK-u.

Regulatorna komisija za električnu energiju u FBiH (FERK)

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

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

Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske (RERS)

Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske (RERS) osnovana je 2002. godine kao Regulatorna komisija za električnu energiju Republike Srpske, sukladno Zakonu o električnoj energiji u RS kao neovisna i neprofitna organizacija s ciljem reguliranja monopolskog ponašanja i osiguranja transparentnog i nediskriminirajućeg položaja svih sudionika na tržištu električne energije u RS. Godine 2007. stupio je na snagu Zakon o izmjenama i dopunama Zakona o električnoj energiji kojim je, pored nadležnosti, promijenjen i naziv Regulatorne komisije za električnu energiju Republike Srpske u "Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske" (u daljem tekstu: Regulatorna komisija).

Osnovne nadležnosti RERS-a u sektoru električne energije su:

- ❑ nadzor i regulisanje odnosa između proizvodnje, distribucije i kupaca električne energije uključujući i trgovce električnom energijom,
- ❑ propisivanje metodologije i kriterijuma za utvrđivanje cijene korišćenja distributivne mreže i cijena snabdijevanja nekvalifikovanih kupaca električnom energijom i metodologije za utvrđivanje naknade za priključenje na distributivnu mrežu,
- ❑ donošenje tarifnog sistema za prodaju električne energije i korišćenje distributivne mreže,

- utvrđivanje tarifnih stavova za korisnike distributivnih sistema i tarifnih stavova za nekvalifikovane kupce,
- izdavanje ili oduzimanje dozvola za proizvodnju, distribuciju i trgovinu električnom energijom,
- donošenje opštih uslova za isporuku električne energije,
- utvrđivanje cijena električne energije na pragu elektrane.

Nezavisni operator sistema u BiH

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

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

Elektroprenos

Elektroprenos BiH a.d. Banja Luka je kompanija za prijenos električne energije u Bosni i Hercegovini. Zakonom o prijenosu, regulatoru i operatoru sistema električne energije u Bosni i Hercegovini, koji je donesen 2002. godine, stvoreni su uvjeti za uspostavljanje zajedničke kompanije za prijenos električne energije, što je i postignuto 2004. godine Zakonom o osnivanju kompanije za prijenos električne energije u Bosni i Hercegovini. Elektroprenos BiH je reguliran od strane DERK-a. Njegova glavna obaveza je prijenos električne energije i svi poslovi koji se odnose na prijenos električne energije koji obuhvataju (ali nisu ograničeni na prijenos električne energije) održavanje, izgradnju, i proširenje energetskog sistema BiH, s tim da ne obuhvataju one poslove koji su zakonom dodijeljeni u nadležnost NOS-a. Elektroprenos je akcionarsko društvo u zajedničkom vlasništvu FBiH i RS, sa predstavnicima akcionara u Odboru u skladu sa vrijednošću početnog kapitala uloženog u kompaniju. I NOS i Elektroprenos se suočavaju sa izazovom iznalaženja najboljeg i najadekvatnijeg načina povezivanja VE na prijenosnu mrežu i analizom efekta tih novih izvora energije na pogon i sigurnost bh. (i regionalne) elektroenergetske mreže.

Distribucija i snabdijevanje

U Federaciji BiH postoje dva javna elektroprivredna preduzeća, JP Elektroprivreda BiH d.d. Sarajevo (u daljem tekstu: EP BiH) i JP „Elektroprivreda Hrvatske Zajednice Herceg Bosne“ d.d. Mostar (u daljem tekstu: EP HZHB). Oba preduzeća su

vertikalno integrisana, čije su djelatnosti sljedeće: proizvodnja električne energije, distribucija električne energije i snabdijevanje električnom energijom.

U Republici Srpskoj postoji Elektroprivreda Republike Srpska –Trebinje (ERS). ERS je javna vertikalno integrisana elektroprivredna kompanija. Njene djelatnosti obuhvataju proizvodnju električne energije, distribuciju, snabdijevanje, izvoz i uvoz i upravljanje elektroenergetskim sistemom Republike Srpske. Godine 2005. kompanija je reorganizirana i registrirana kao holding koji se sastoji od matičnog preduzeća i 11 javnih preduzeća (5 preduzeća za proizvodnju i 5 preduzeća za distribuciju električne energije i jednog instituta).

3.2 Tržišna pravila

Za stvaranje jedinstvenog tržišta električne energije u BiH tek treba utvrditi detaljna pravila i provesti ih. Međutim, kvalifikovani kupci danas mogu sklopiti ugovore direktno sa licenciranim snabdjevačima, što samo implicitno ostavlja utisak o jedinstvenom tržištu. DERK nema ovlaštenja da provodi poslove nadzora nad tržištem. Potrebno je dalje raditi na koncipiranju tržišta.

Tržišna pravila su donesena za prijelazni period. U njima je definiran način na koji će NOS ispunjavati svoje obaveze upravljanja mehanizmom za balansiranje. Pravila je pripremio NOS, a DERK ih je usvojio u junu 2006. godine. Ova Pravila još uvijek nisu potpuno primijenjena, s obzirom da je preduvjet za primjenu daljinsko očitavanje brojila. Ovo pitanje je potrebno riješiti ako se očekuje da balansno tržište bude u potpunosti funkcionalno. Još uvijek nisu utvrđena pravila za konkurentno tržište i potrebno je odrediti ko će predvoditi ovaj zadatak.

Mrežni kodeks je donesen. NOS provodi Mrežni kodeks i druga tehnička pravila i poslovni proces u skladu sa Zakonom o NOS-u i Zakonom o Elektroprenosu. Opći uvjeti priključenja na mrežu su nedavno također doneseni.

3.3 Postojeći kapaciteti elektroenergetskog sektora

Proizvodnja električne energije

Ukupna proizvodnja električne energije u BiH ima sljedeće osnovne karakteristike:

- ukupna godišnja proizvodnja je na razini od 15 TWh,
- sve postojeće elektrane su hidroelektrane ili elektrane na uglj,
- većina postrojenja je stavljena u pogon u periodu od 1955. do 1989. godine.
- sve termoelektrane su projektovane za korištenje domaćeg uglja kao pogonskog goriva (lignit i mrki uglj),
- ukupna instalisana proizvodna snaga je oko 3,900 MW, od čega je preko 98% u vlasništvu tri dominantna preduzeća: EP BiH, EP HZHB i ERS. Ostatak se odnosi na nezavisne proizvođače koji su u vlasništvu oko

dvadeset malih hidroelektrana i agregata za proizvodnju električne energije za vlastite potrebe, dok se višak proizvodnje injektira u elektroenergetski sistem ³,

- ❑ ukupan godišnji višak električne energije u BiH (višak proizvodnje u odnosu na domaću potrošnju) varira između 570 GWh (2007.) i 3 TWh (2009.),
- ❑ najvažnija novija investicija u proizvodnju bila je izgradnja hidroelektrane Mostarsko blato (60 MW) 2010. godine, sa očekivanom godišnjom proizvodnjom od 170 GWh,
- ❑ očekuje se da će novi blokovi termoelektrana biti pušteni u pogon nakon 2015. godine, kao naprimjer, blok 7 u TE Tuzla, (450 MW) 2017., TE Stanari (300 MW) 2015. i blok 8 u TE Kakanj (300 MW) 2018. godine.

Pregled instalisanih proizvodnih snaga prema vrsti i vlasništvu dat je u Tabela 1.

Tabela 1 .Instalisana proizvodna snaga u BiH (MW)

Power plants	EP BiH	EP HZHB	ERS	Independent generators	Total
Hydro power plants > 5 MW	514.400	792.600	720.000		2,027.000
Hydro power plants < 5 MW	3.366		5.900	20.141	28.973
Thermal power plants	1,125.000		600.000		1,725.000
Industrial power plants				52.500	52.500
Gas power plants				0.298	0.298
Total	1,642.766	792.600	1,325.900	72.939	3,834.205

(Izvor: DERK 2009.)

Sa udjelom hidroelektrana od 54% u ukupnoj proizvodnoj snazi, proizvodnja električne energije u BiH uveliko zavisi o hidrologiji, posebno u EP HZHB, u kojoj su sva proizvodna postrojenja hidroelektrane.

U zadnjih nekoliko desetljeća BiH sistem kontinuirano ima višak proizvedene električne energije. Usljed deficita u široj regiji i viška proizvodnje u BiH, aktivnosti veleprodajnog tržišta na BiH granici su relativno velike.

Također, važno je napomenuti da prema novom Indikativnom planu 2012-2021 blok 3 (G3-100 MW) u TE Tuzla prestaje sa radom u 2013. godini, blok 4 (G4-200 MW) u 2019. godini, dok blok 5 (G5- 110 MW) TE Kakanj izlazi iz pogona 2018. godine.

³ DERK: Godišnji izvještaj 2009., 2010.

Prijenos električne energije

Prijenos električne energije u BiH ima sljedeće karakteristike:

- potpuna teritorijalna pokrivenost, sa dobro razvijenom mrežom naponske razine 400 kV (ukupne dužine 865 km), 220 kV (1524 km) i 110 kV (3919 km),
- dobra povezanost sa susjednim sistemima sa 36 interkonecijskih vodova na naponskim nivoima 400 kV, 220 kV i 110 kV,
- 144 VN i VN-SN transformatorske stanice, od čega 9 transformatorskih stanica 400/X kV, 8 transformatorskih stanica 220/X kV i 127 transformatorskih stanica 110/X kV,
- prihvatljiv nivo gubitaka u prijenosnoj mreži (2,6%),
- modernizacija upravljanja sistemom je nedavno završena.

Detaljniji opis prijenosnog sistema BiH će biti sadržan u izvještaju 2.

Distribucija električne energije

Distribucija električne energije u BiH ima sljedeće karakteristike:

- potpuna teritorijalna pokrivenost,
- pokriva naponske razine 35 kV i ispod toga,
- potrebne su investicije u revitalizaciju mreže,
- ukupni gubici električne energije u elektrodistributivnoj mreži 2009. godine su iznosili 1,303 GWh ili 14,23% u poređenju sa bruto potrošnjom na distributivnoj mreži, što predstavlja manji pad u poređenju s prethodnom godinom kada su gubici iznosili čak 14,30%.

Operatori distributivnog sistema (ODS) nadležni su za mjerenje, instalacije, održavanje, očitavanje i upravljanje podacima.

4 Projekti VE u BiH

Cilj ovog dijela studije je dati odgovor na prvi zahtjev iz Projektnog zadatka za Zadatak 1, a odnosi se na pregled „projekata koji su već odobreni i/ili projekata koji su predloženi ili planirani da bi se ocijenila ukupna snaga VE u BiH koja će se instalirati u periodu do 2015“. NOS BiH je dao osnovne informacije o planiranim vjetroelektranama i izradio je scenarije koji se trebaju analizirati. Stoga, umjesto da dajemo pregled projekata pojedinačno, u ovom dijelu ćemo analizirati scenarije sa informacijama koje je dostavio NOS BiH, a u skladu s Indikativnim planom razvoja proizvodnje.

Trenutno ni jedna VE nije u pogonu, niti postoji iskustvo u integraciji VE. Ali, postoji 47 projekata VE koji su u različitim fazama razvoja, od kojih je najveći broj smješten u južnom dijelu zemlje sa najvećim vjetroenergetskim potencijalom. Ukupna snaga ovih projekata prelazi 3,000 MW (izvor: NOS BiH), iako većina tih projekata neće nikad biti realizirana.

Za 15 projekata postoji mjerenje brzine vjetra na lokaciji. Na području Hercegovine otpočela je priprema za izgradnju prve dvije VE: Mesihovina (44 MW) i Podveležje (46 MW, faza prva).

Mogućnost integracije vjetroelektrana u elektroenergetski sistem Bosne i Hercegovine se procjenjuje na osnovu analize varijacija u proizvodnji (snazi) vjetroelektrana, kao i mogućnosti sistema da preuzme energiju proizvedenu u vjetroelektranama u određenim karakterističnim stanjima sistema, ovisno o opterećenju i raspoloživosti drugih elektrana i prijenosne infrastrukture.

Analiza promjenjivosti proizvodnje u vjetroelektranama provela se na osnovu sljedećih ulaznih parametara:

- scenariji razvoja VE – koji iznos snage VE na kojoj lokaciji (regiji),
- podaci o brzini vjetra za svaku lokaciju posebno.

4.1 Scenariji razvoja vjetroelektrana

Za ovu studiju je NOS BiH obezbijedio osnovne informacije o planiranim vjetroelektranama u Bosni i Hercegovini (oko 50 projekata⁴). Za te planirane vjetroelektrane dostavljene su sljedeće informacije:

- naziv projekta
- planirana ukupna instalisana snaga
- broj vjetroturbin i veličina svake jedinice u MW

⁴ NOSBiH, Indikativni plan razvoja proizvodnje 2011. - 2020., Sarajevo, juni 2010.

- planirana godišnja proizvodnja
- investitor
- očekivana godina puštanja u pogon
- lista izdane projektne dokumentacije (dozvole, ugovori...)
- lokacija

NOS BiH je prihvatio da se analiziraju scenariji na osnovu nivoa udjela proizvodnje VE u ukupnoj potrošnji (2%, 5%, 10%, 15% i 20%) i različitu prostornu razdiobu VE širom Bosne i Hercegovine.

Prilikom određivanja instalisane snage za svaki scenario, nivo udjela VE je izračunat za prognozu potrošnje za 2020. godinu na osnovu podataka iz gore pomenutog Indikativnog plana razvoja proizvodnje, u kojem se daju četiri različite prognoze. Prosjek te četiri prognoze (15,1 TWh do 2020.) uzet je u daljem razmatranju. Uz pretpostavku da će proizvodnost VE biti oko 2300 radnih sati godišnje na nazivnoj snazi (eng. full load hours - FLH)⁵, definirani su niže navedeni scenariji:

- 150 MW
- 300 MW
- 600 MW
- 900 MW - koncentrirane lokacije
- 900 MW – raspršene lokacije
- 1300 MW - koncentrirane lokacije
- 1300 MW – raspršene lokacije

Sa NOS-om BiH je dogovoreno da će se detaljno analizirati scenariji sa VE instalisane snage između 150 MW i 900 MW, dok će se analiza scenarija sa VE instalisane snage 1300 MW izvršiti više generalno. Analiza prijenosne mreže i neophodnih investicija u prijenos predstavljena u izvještajima 2 i 3, a obuhvata scenarije VE instalisane snage od 150 MW i 900 MW.

Ovi scenariji su „popunjeni“ lokacijama VE koje su odabrane sa liste od oko 50 lokacija vjetrofarmi koje je dostavio NOS. U odabiru projekata koristi se sljedećih 10 kriterija (poredanih po prioritetu):

- izgrađeni ili u fazi izgradnje
- građevinska dozvola izdana

⁵ FLH se računa kao ukupna godišnja proizvodnja podijeljena s nazivnom snagom

- lokacijska dozvola (urbanistička saglasnost) izdana
- saglasnost za priključenje na mrežu izdana
- pozitivno završena procedura ocjene učinka na okoliš
- potencijal energije vjetra
- riješeno pravo korištenja zemljišta ili prava vlasništva nad zemljištem
- koncesija
- mjerenja vjetroklime urađena ili su u toku
- naveden kao projekat od javnog interesa od strane Vlade Federacije BiH ili je definiran u Energetskoj strategiji Republike Srpske

Važno je istaknuti da za ovu vrstu systemske analize nije presudno izvršiti evaluaciju konkretnih projekata VE, nego ukupan uzajamni uticaj na pogon sistema, bez obzira na konkretan projekat VE, mikrolokaciju ili investitora u VE. Raspodjela pojedinačnih projekata po pojedinim scenarijima nije od značajnijeg utjecaja na rezultate ove systemske studije, pa u tom smislu, niti autori, niti NOS ovdje ne navode niti jedan konkretan projekat VE.

Tema ove studije nije bila definirati kriterij po kojem će se neki projekti odobriti i priključiti, a neki drugi projekti neće. Međutim, važno je napomenuti da je ti kriteriji priključka moraju biti nepristrani te je njima nužno osigurati da se razvijaju najbolji i najbrži projekti, ali i spriječiti da neki projekti koji ishode određenu dokumentaciju i zastanu sa razvojem sprječavaju druge projekte u razvoju.

NOS je također dostavio i Atlas vjetrova za Bosnu i Hercegovinu (u daljnjem tekstu: Atlas). Atlas je izradila švicarska kompanija Sander + Partner GmbH i ona omogućava stvaranje desetominutnih serija podataka o brzini i smjeru vjetra u toku perioda od 30 godina (1978.-2007.). Podaci iz atlasa su analizirani i obrađeni uz upotrebu sofisticiranog alata za modeliranje atmosfere MM5 koji uzima u obzir veliki broj atmosferskih parametara (Sunčevo zračenje, temperature na različitim nivoima, pritisak, vlažnost, brzina vjetra, smjer vjetra, itd.), kao i orografiju⁶ i hrapavost terena. Konačni rezultati (temeljeni na Atlasu) pripremljeni su u prostornoj rezoluciji od 1 km (raster) i za visine od 50 m, 80 m i 120 m iznad tla.

Podaci iz Atlasa se koriste za procjenu potencijala vjetra na određenoj lokaciji (6. kriterij s ranije navedene liste). Korištena aplikacija omogućava unos preciznih koordinata, ali desetominutna serija se može dobiti samo za najbližu tačku u mreži 1 km x 1 km (najbliža tačka se automatski pronalazi na aplikaciji).

Na osnovu raspoloživih podataka za projekte (izvor: NOS), na slijedećoj slici i u Tabeli 2. prikazani su scenariji koji su prostorno podijeljeni u 5 regija. Prikazom po

⁶ Orografija izučavanje formiranja reljefa čime se ovdje obuhvaća utjecaj brda i svakog dijela uzvišenog terena u širem promatranom području

regijama izbjegava se nepotrebna rasprava o tome koji projekti VE ulaze u koji scenarij izgradnje, jer to nije bitno za ovu razinu sistemske analize.

Prilikom odabira projekata vjetrofarmi za scenarije snage 150 MW, 300 MW i 600 MW, korišteni su definirani kriteriji. Međutim, ekstremni scenariji od 900 MW i 1300 MW, preostali kapacitet (preko 600 MW) dodatno su razrađeni u smislu prostorne razdiobe – jedan ima prostorno koncentrirane lokacije, a kod drugog postoji maksimalna disperziranost lokacija.

U svim scenarijima postoji znatna koncentracija vjetrofarmi u širem području (cca 35 km x 35 km) oko Tomislavgrada i šireg područja oko Mostara. U „koncentriranim“ scenarijima odabrane su dodatne vjetrofarme što bliže ta dva područja, dok u scenarijima „široke razdiobe“ odabrane su dodatne vjetrofarme na lokacijama koje su udaljene od te dvije grupe.

S obzirom da je pred kraj izrade ove analize (jun - august 2011.) Ministarstvo industrije, energetike i rudarstva RS poništilo Ugovore o javno-privatnom partnerstvu sa opštinama na teritoriji RS, postavilo se pitanje kako tretirati VE na području RS koje se pojavljuju u scenarijima za 900 MW, i 1300 MW. Elektroprivreda RS je za novi Indikativni plan 2012/2021 dostavila prijavu za jednu vjetroelektranu instalisane snage do 50 MW u 2015. godini, na lokaciji koja bi se odredila nakon mjerenja na više lokacija. S obzirom da je ova elektroprivreda od strane Ministarstva energetike RS zadužena za istraživanje vjetropotencijala na teritoriji Republike Srpske, ovo je također bilo potrebno uobziriti u promatranim scenarijima dodavanjem jedne dodatne lokacije snage do 50 MW u Istočnoj Hercegovini. Stoga se naknadno uveo jedan dodatni scenarij (A1, 200 MW) u kojem se planira dodatna izgradnja jedne VE snage 50 MW u širem regionu Trebinja. Planira se njen priključak na mrežu uvodom/izvodom voda 110 kV Nevesinje – Gacko koji tek treba biti izgrađen. Stoga je utjecaj VE u ovom scenariju ispitan na budućoj topologiji mreže 2015. i 2020. godine, kako je prikazano u izvještaju 2.

Slika 2. Regionalna raspoređenost razmatranih VE

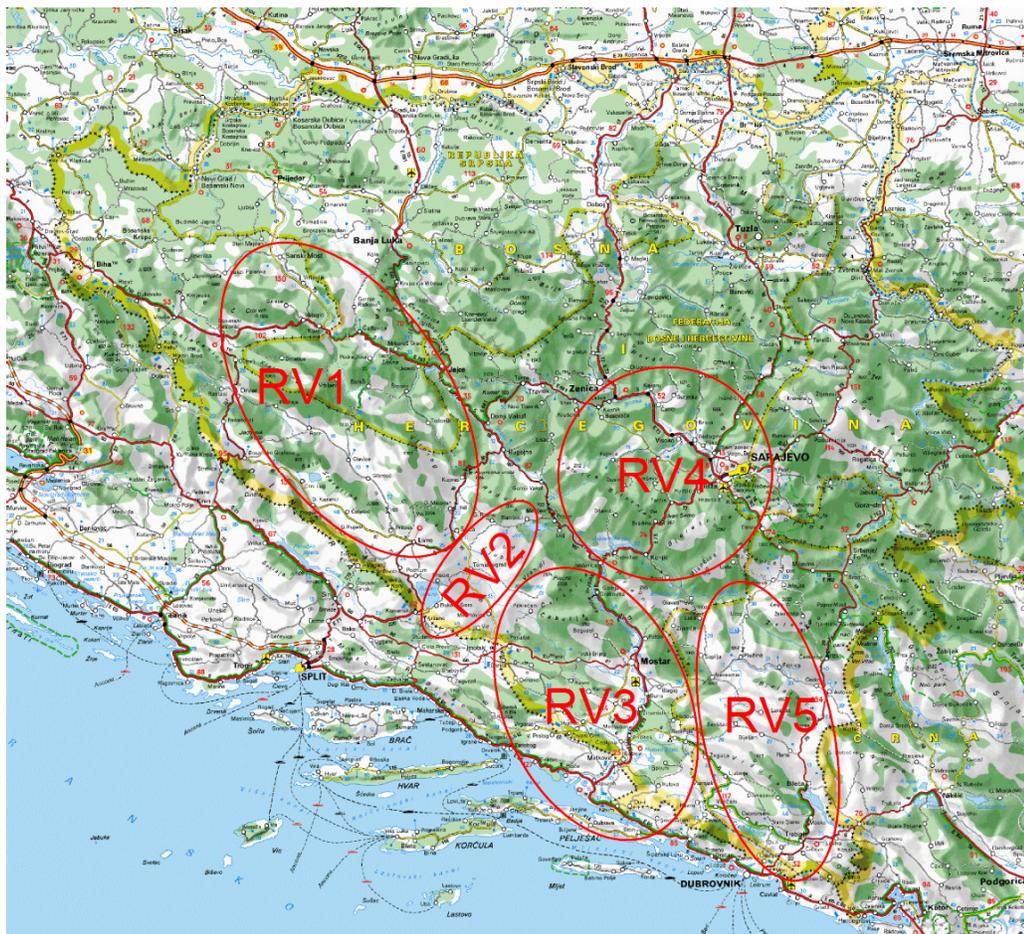


Tabela 2. Instalirana snaga VE za svaki scenarij

Prostorna raspodjela/ ukupna snaga	150 MW	300 MW	600 MW	900 MW - A	900 MW - B	1300 MW - A	1300 MW - B
REGIJA 1	0	52	52	259	52	305	259
REGIJA 2	44	114	369	369	369	369	369
REGIJA 3	74	146	176	222	332	264	332
REGIJA 4	40	40	40	40	40	64	40
REGIJA 5	0	0	0	60	108	307	297
UKUPNO	160	352	637	950	901	1309	1297

* naknadno je pridodan i scenarij 200 MW kao što je opisano na str. 25.

4.2 Ulazni podaci o brzini vjetra

Za ovu studiju je NOS obezbijedio samo podatke o brzini vjetra iz Atlasa, kao što je to opisano u tekstu gornjeg pododjeljka. Odlučili smo da koristimo podatke koji su

izračunati za nadmorsku visinu od 80 m. Iako su dostupni podaci za period od 30 godina za svaku lokaciju posebno, zbog ograničenja u računanju koriste se desetogodišnji podaci za period 1998.-2007., što je više nego dovoljno za ovakvu vrstu analize.

Ključna pitanja za ovu vrstu analiza su raspoloživost i kvalitet ulaznih podataka. Iako su mjerenja vjetra na lokaciji daleko najbolji ulazni podaci, te vrste podataka nisu javno dostupne u BiH u opsegu potrebnom u svrhu ove studije (scenario 150 MW do 1300 MW). Stoga, autori vjeruju da je set ulaznih podataka koji je korišten u studiji vrlo relevantan za svrhu ove vrste planirajuće studije. Primarna namjena podataka o brzinama vjetra iz Atlasa je da se prikaže opća slika energetskog potencijala vjetra, da se konzistentno uporede različita područja, da se procijeni promjenjivost vjetra i da se provede analiza kojom će se ocijeniti globalni potencijal. Naravno, prilikom analize konkretnih vjetrofarmi, potrebno je mjerenje brzine vjetra na lokaciji. Međutim, ova sistemski studija fokusirana je na šire područje i uticaj na sistem, a ne na konkretne lokacije.

Prilikom komentiranja kvalitete ulaznih podataka i korištenja podataka iz Atlasa u svrhu analize varijacija proizvodnje VE i potrebne regulacijske snage potrebno je imati na umu sljedeće :

- ❑ Svi podaci iz Atlasa su rezultat jedinstvene, konzistentne procedure, stoga nema grešaka u mjerenju, niti bilo kakve druge pristrasnosti;
- ❑ Serije podataka o brzini vjetra imaju pouzdanu vremensku istodobnost – što je izuzetno važno za analizu varijacija. Vremenska sinhroniziranost mjerenja vjetra na lokaciji je uvijek upitna, posebno kada su serije podataka dostavljene iz nekoliko različitih izvora, alata i sa nekoliko lokacija;
- ❑ Usljed ograničenja u modeliranju (pojednostavljeni model terena, manja prostorna rezolucija, itd.) rezultati modeliranja (a takvi su i korišteni podaci iz Atlasa) nikada ne mogu dati precizan prikaz vjetrokline kao što daju mjerenja na samoj lokaciji. To se odnosi ne samo na prosječnu brzinu vjetra ili razdiobu, nego i promjenjivost brzine vjetra;
- ❑ Rezolucija 1 km x 1 km – ili uzimanje podataka sa najbliže tačke u takvoj rezoluciji – može dovesti do grešaka, posebno na kompleksnom terenu;

Na osnovu ovih razmatranja pri analizama varijacija u proizvodnji VE, odnosno potrebnoj regulacijskoj snazi može se očekivati sljedeće:

- ❑ stvarna promjenjivost brzine vjetra na lokaciji veća je od promjenjivosti izračunate na temelju podataka iz Atlasa;
- ❑ Zbog činjenice da je analiziran vremenski period od 10 godina, moguće je očekivati neke periode s ekstremnih varijacijama vjetra;
- ❑ Zbog pojednostavljenog (izravnog) modela terena koji je korišten za računanje nizova podataka o brzini vjetra, očekuje se da će korelacija

serije podataka o brzini vjetra (te stoga i o proizvodnji VE) među različitim tačkama biti veća nego što je to u stvarnosti.

4.3 Analiza proizvodnje iz VE

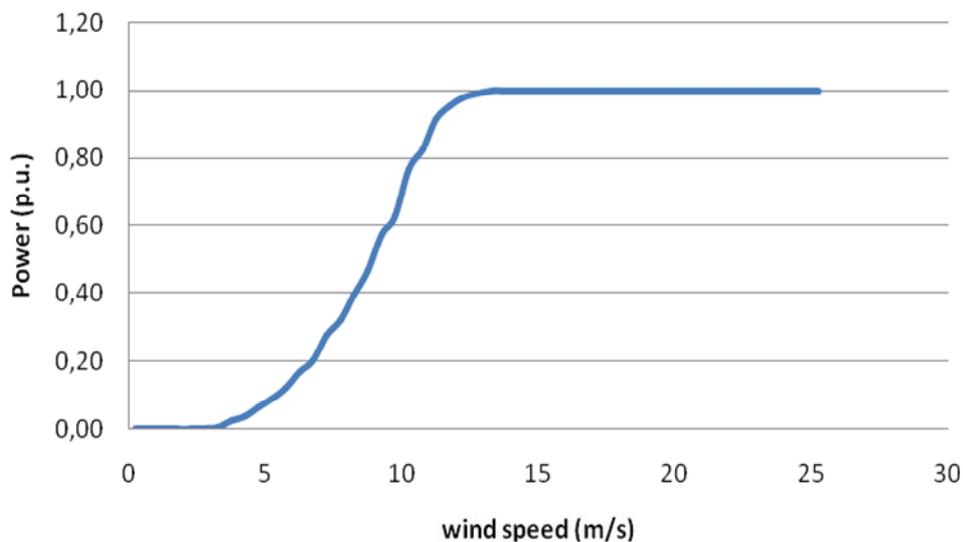
U ovom odjeljku su urađene sljedeće analize:

- Izračun proizvodnje iz VE,
- Analiza varijacija u proizvodnji iz VE,
- Analiza potrebne sistemske regulacijske snage.

4.3.1 Modeliranje VE i izračunavanje proizvodnje

U ovim analizama je svaka VE modelirana kao jedna vjetroturbina sa instalisanom snagom koja je jednaka instalisanoj snazi cijele VE. Osim toga, za sve VE se pretpostavlja da je glava rotora postavljena na visini od 80 m i za sve je prosječna krivulja snage izračunata (u jediničnim vrijednostima, p.u.) kao prosječna krivulja snage 10 tipova vjetroturbina u klasi od 1 MW do 3 MW. Data krivulja snage definirana je za standardne uvjete (standardna gustoća zraka 1,225 kg/m³). Ovakvo pojednostavljenje nema znatnog uticaja na rezultate studije.

Slika 3. Prosječna krivulja snage VE



Snaga VE se izračunava za svaki desetominutni interval na osnovu podataka o brzini vjetra na 80 m visine i prikazane prosječne krivulje snage. Prilikom izračunavanja snage vjetrofarme na takav način, potrebno je u razmatranje uzeti sljedeće:

- modeliranjem cijele vjetrofarme kao jedne vjetroturbine povećavaju se varijacije, zato što je zanemaren efekat smanjenja varijacija brzine vjetra (i proizvodnje) u cijeloj vjetrofarmi;

- ❑ sljedeći izvori smanjenja snage su također zanemareni:
 - ❑ utjecaj zasjenjenja (wake effect)
 - ❑ smanjenje snage usljed smanjenja gustoće zraka na većim visinama (u poređenju sa standardnom gustoćom zraka)
 - ❑ periodi mirovanja usljed zaledivanja lopatica (što je vjerovatno na visinama preko 1000 m)
 - ❑ gubici u transformaciji NN/SN/VN i gubici u mreži
 - ❑ efekat histereze (mirovanje dok se čeka da brzina vjetra padne ispod određenog limita nakon isključenja zbog dostizanja previsoke brzine vjetra (eng. cut-out wind speed))

Imajući na umu da je ovaj dio studije fokusiran na varijacije u proizvodnji VE, a ne na godišnju proizvodnost, navedena pojednostavljenja mogu biti prihvaćena, posebno kada se uzme u obzir da serijski podaci o brzini vjetra nisu na raspolaganju za egzaktnu tačku u vjetrofarmi, nego za najbližu tačku u mreži 1 km x 1 km.

Nakon što se izračuna snaga, odnosno energija vjetrofarme za svaki desetominutni interval, proizvedena energija se računa kroz sljedeće korake:

- ❑ energija proizvedena u svakom desetominutnom intervalu jednaka je snaga x 1/6 sata
- ❑ sva energija proizvedena u desetominutnim intervalima se sabira
- ❑ zbir energije se normalizira na jednogodišnji period.
- ❑ normalizirana proizvodnja se smanjuje za 10% da bi se uzeli u obzir gubici⁷.

Krivulja trajanja proizvodnje VE se određuje statističkom analizom preko serije desetominutnih podataka. Računa se broj intervala u kojima je snaga jednaka ili veća od određenog nivoa snage (u koracima od 5%). Rezultirajući broj sati se zatim normalizira na jednogodišnji period.

Konačno, važno je imati na umu da je u ovoj studiji analizirana istovremenost vjetra na više različitih lokacija. Stoga, što je manja istovremenost vjetra na većem području (tj. različitim područjima istog EES-a), to su manje varijacije na razini sustava, te samim time i manje potrebe za rezervom. Međutim, problem BiH sistema, kao i svih relativno malih sistema, je što su lokacije potencijalnih VE na relativno malim međusobnim udaljenostima, što podrazumijeva veliku razinu istovremenosti vjetra. Obzirom na nesigurnost izgradnje konkretnih projekata VE, ovdje je važno dobiti očekivani raspon promjenjivosti proizvodnje svih VE u BiH, a ne pojedinačnih VE.

⁷ Ovaj broj označava sve gubitke, ne samo električne gubitke, nego i izgubljenu proizvodnju zbog neraspoloživosti mreže i/ili održavanja, gubitak aerodinamične efikasnosti (na lopaticama turbine), gubitke usljed efekta histereze, turbulencija, itd.

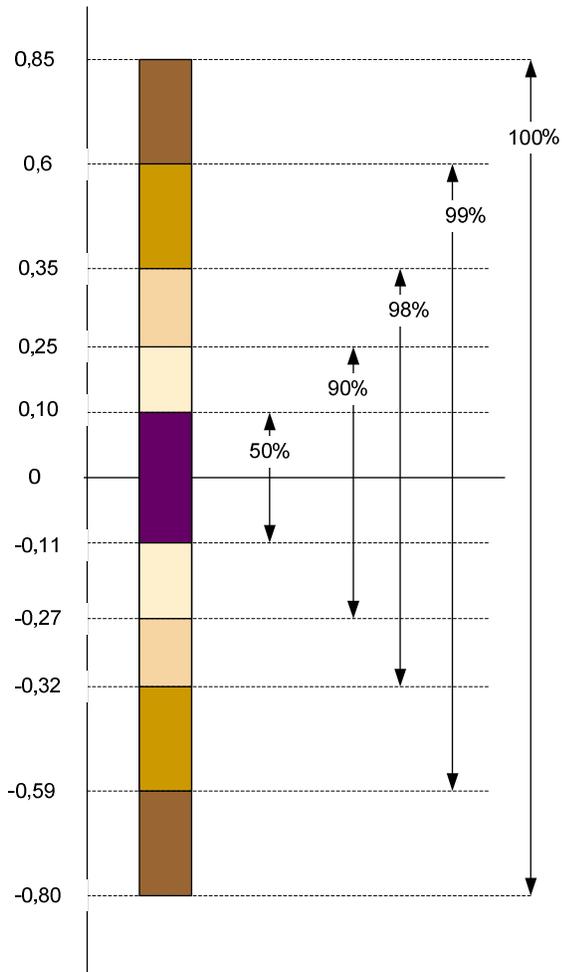
4.3.2 Analiza desetominutne varijacije proizvodnje VE

Analiza varijacija proizvodnje VE bazirana je na seriji podataka izračunatih kao razlike u proizvodnji između dva susjedna desetominutna vremenska intervala. U statističkoj analizi se određuje frekvencija određenih intervala varijacija. Puni opseg proizvodnih varijacija se kreće od -100% (brzo smanjenje snage od pune snage na nulu) do +100% (prijelaz na punu snagu, naprimjer, nakon potpunog isključenja VE). Opseg od -100% do +100% je podijeljen na četrdeset 5% intervala, i za svaki 5% interval se određuje frekvencija pojave na osnovu navedenih serija podataka. Frekvencija određenih varijacija proizvodnje predstavljena je grafički na slikama u daljem tekstu.

U okviru analize varijacija u proizvodnji VE grafički je obrađeno pitanje – *koji je minimalni opseg varijacija koji se u određenom vremenu neće premašiti?* Ti grafički prikazi su protumačeni na sljedeći način (vidi Slika 4) – cijeli stubac je podijeljen na nekoliko dijelova u različitim bojama koji označavaju određeni postotak vremena, ili kumulativnu vjerovatnost. Opseg se računa od nulte vrijednosti varijacije do viših varijacija (u apsolutnoj vrijednosti). Počevši od nulte pa do pozitivne i negativne strane, prvi ljubičasti dio stupca označava opseg varijacija u kojem se javlja 50% svih negativnih i 50% svih pozitivnih varijacija: 50% svih pozitivnih varijacija se kreće u opsegu od 0% do 10% ukupnog instalisanog kapaciteta, a 50% svih negativnih varijacija se javlja u opsegu od 0% do -11%. Na sličan način, sljedeći svijetlo smeđi dio stupca označava opseg varijacija u kojem se dešava 90% svih varijacija. Najtamniji dio stupca označava maksimalan opseg pozitivnih i negativnih varijacija.

Distribucija obojenih dijelova stupca je gotovo, ali ipak ne u potpunosti simetrična. Dijelovi koji su blizu nule su više simetrični, odnosno postaju manje simetrični što su bliži maksimalnom rasponu varijacija, jer što su varijacije ekstremnije to su takvi slučajevi nasumičniji.

Slika 4. Rasponi varijacija u proizvodnji iz VE



Zadnjom analizom je prikazana regulacijska snaga koja je potrebna da bi se balansirale promjene proizvodnje (snage) vjetrofarmi od određene referentne vrijednosti u desetominutnoj domeni, što predstavlja domenu sekundarne regulacije sustava.

Prethodna analiza varijacija proizvodnje daje indikacije onoga što se može očekivati. Sistem treba biti balansiran kada postoji razlika između postojećeg nivoa proizvodnje (snage) i postojećeg nivoa potrošnje (opterećenja). Da bi se održao balans, operatori sistema moraju planirati proizvodnju prema prognozi ili planu potrošnje električne energije. Što je plan bolji, za očekivati je manja odstupanja od plana. Svakako, iznenadni ispadi u sistemu (npr., kvarovi u mreži ili prekid pogona elektrane) također prouzrokuju debalanse koje sistem mora biti u stanju poravnati. Kada dođe do debalansa, bez obzira da li se radi o odstupanju od plana ili kvara u sustavu, najprije reaguju „brze“ elektrane koje su u stanju provesti sekundarnu regulaciju, odnosno promijeniti nivo proizvodnje električne energije unutar vremenskog okvira koji se kreće od nekoliko minuta do nekoliko desetina minuta. Ove operacije se mogu regulirati automatski (što je najčešće slučaj), ili na zahtjev upravljačkog centra. Zatim slijedi prilagođavanje proizvodnje električne energije u

drugim elektranama koje sporo reaguju (tercijarna regulacija) što omogućava „brzim“ elektranama da se vrate u optimalnu pogonsku tačku (optimalna u smislu opsega proizvodnje i regulacije). Tercijarna regulacija reagira u vremenskom okviru od nekoliko desetina minuta do nekoliko sati.

Integracija VE u sistem uvodi izvor energije s ograničenom mogućnošću regulacije proizvodnje. Proizvodnja VE obično može biti smanjena samo u razdobljima visokih vjetrova, ali najveći dio vremena proizvodnju električne energije u VE diktiraju vremenski uvjeti. U tom smislu, proizvodnja električne energije iz vjetroelektrana je varijabilna, ali relativno predvidiva. S druge strane, u VE praktično nema kvarova koji bi mogli prouzrokovati trenutno isključenje cijele VE – jedna ili dvije vjetro turbine se mogu isključiti, ali ne i cijela VE u istom trenutku, osim u periodima visokih vjetrova kada se cijela vjetrofarmna može isključiti u relativno kratkom roku.

Pogon sistema sa VE u pogledu potrebne regulacijske snage će prije svega zavisiti o sljedećem:

- ❑ Vremenska rezolucija plana proizvodnje elektrana – 5-minutnai, 15-minutnai, 30-minutnai ili satni intervali.
- ❑ Krajnji rok za dostavu dnevnog voznog reda – ako su planovi proizvodnje, kao i prognoza proizvodnje na VE dostavljeni blizu tačke (vremena) realizacije, tada je prognoza puno tačnija. Naprimjer, u Finskoj je greška prognoze za dan unaprijed za 4 vjetrofarme (ukupno) oko 10% od instalisane snage 4 vjetrofarme. Relativna greška se smanjuje na oko 8% za prognozu proizvodnje 6 sati unaprijed i ispod 6% za prognozu jedan sat unaprijed.
- ❑ Veći broj VE na većem prostoru (veća disperziranost) poboljšava tačnost prognoze.

Za potrebe ove analize pretpostavili smo da se proizvodnja električne energije u drugim elektranama (osim VE) određuje prema četverosatnoj prognozi proizvodnje VE. Drugim riječima, konstantan nivo proizvodnje je pretpostavljen za grupu VE u toku perioda od 4 sata. Nivo proizvodnje VE se računa kao prosjek proizvodnje električne energije u dvadeset četiri desetominutna intervala u periodu od 4 sata. Simulacija prognoze sa četverosatnim prosjekom je prilično konzervativan pristup zato što su danas u sistemima koji djeluju sa znatnim udjelom VE uobičajene satne (a ne 4-satne) prognoze proizvodnje.

Ova vrsta 4-satne prognoze uz pretpostavku konstantnog vjetra može podrazumijevati prijelaze sistema iz raznih kvazistacionarnih stanja – u svakom 4-satnom periodu se može pretpostaviti da elektroenergetski sistem može poravnati odstupanja u proizvodnji električne energije i ponovno uspostaviti puni opseg

sekundarne regulacije korištenjem tercijarne regulacije u promatranom 4-satnom periodu ⁸.

Rezultati analize potreba za regulacijskom snagom su predstavljeni na isti način kao i rezultati analize varijacija proizvodnje.

Osim toga, unutar analize potreba za regulacijskom snagom, također je izračunata i količina električne energije potrošene u sekundarnoj regulaciji. Ta količina je prirodno jednaka nuli, zato što postoji jednaka količina negativnih i pozitivnih odstupanja od prognoze (prosjeak).

Kao što je pomenuto ranije, analize iz ovog izvještaja su bazirane na podacima iz Atlasa - 10-minutne serije podataka o brzini vjetra. Ti podaci su izvučeni iz Atlasa za desetogodišnje razdoblje (1998.-2007.) za tačku unutar mreže 1 km x 1 km koja je najbliža koordinati promatrane VE.

Proizvodnost grupa VE u 7 inicijalno definiranih scenarija predstavljena je u Tabela 3. Proizvodnost se računa uz pretpostavku gubitaka u iznosu od 10%.

Tabela 3. Proizvodnost VE u svakom scenariju

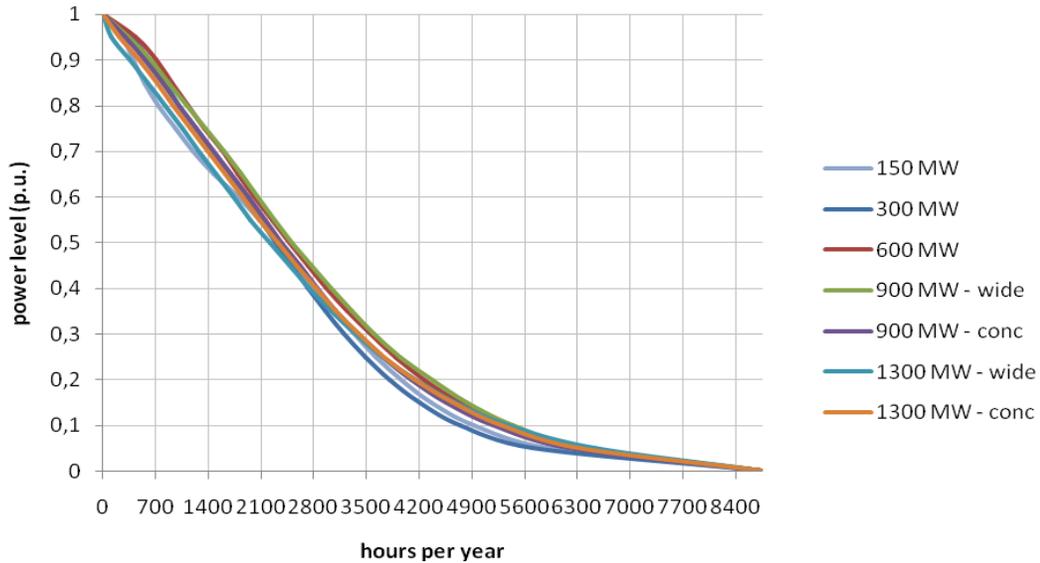
Scenarij	150 MW	300 MW	600 MW	900 MW - širok	900 MW - konc.	1300 MW - širok	1300 MW - konc.
Instalisana snaga (MW)	160	352	637	950	901	1309	1297
Proizvodnost (FLH)	2259	2283	2510	2534	2393	2332	2378
Proizvodnja (GWh)	361.4	803.6	1598.9	2407.3	2156.1	3052.6	3084.3

Imajući na umu da je proizvodnost izračunata na osnovu dugogodišnjih podataka iz Atlasa, za najbližu tačku u mreži Atlasa, realno je pretpostaviti da bi brzina vjetra u egzaktnoj tački bila veća. Stoga bi i proizvodnost bila nešto veća. Ipak, izračunati nivoi proizvodnosti su razumno visoki.

Krivulja trajanja opterećenja za 7 različitih scenarija je predstavljena na Slika 5.

⁸ Pretpostavlja se da je 4-satno trajanje kvazistacionarnih stanja dovoljno za povrat normalnog pogona. Što je sistem veći i izdržljiviji to je kraće trajanje i obratno.

Slika 5. Krivulja trajanja opterećenja VE u svakom scenariju



Krivulja trajanja proizvodnje VE daje informacije o broju sati godišnje u kojima je nivo izlazne snage VE jednak ili veći od određenog nivoa. Naprimjer, za svih sedam scenarija oko 2800 sati godišnje će nivo proizvodnje biti iznad 40% ukupne instalisane snage VE. U svih sedam scenarija su rezultati relativno slični.

Neki karakteristični podaci o trajanju proizvodnje VE su predstavljeni u Tabela 4.

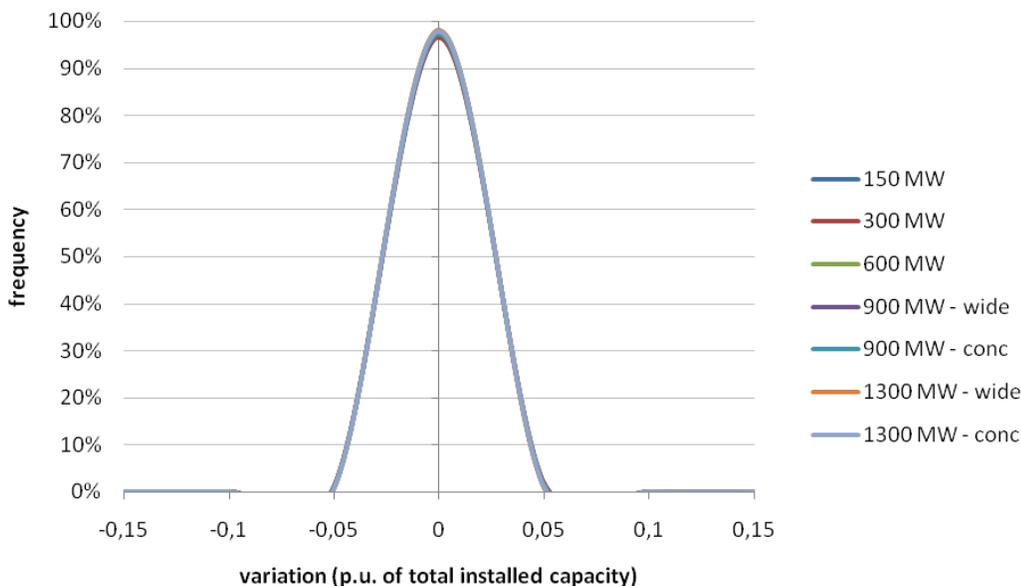
Tabela 4. Vrijeme trajanja opsega izlazne snage VE (h/god)

	150 MW	300 MW	600 MW	900 MW - širok	900 MW - konc.	1300 MW - širok	1300 MW - konc.
	Trajanje (sati godišnje)						
P=0	185.71	109.47	77.62	55.72	36.81	21.59	24.14
P<=0.05	2856.17	3048.36	2414.51	2354.61	2571.54	2235.06	2447.86
P<=0.1	3838.11	4014.73	3394.62	3309.55	3579.67	3376.33	3473.38
P<=0.15	4397.87	4559.78	4022.35	3921.53	4201.76	4076.38	4116.36
P<=0.5	6436.36	6457.93	6273.18	6243.55	6379.90	6545.75	6432.33
P>=0.8	739.89	1012.75	1136.46	1126.75	1008.88	826.31	938.02
P>=0.9	2.71	4.27	4.79	4.30	3.85	2.41	3.26
P>=0.95	2.68	3.91	4.13	3.17	2.93	1.07	2.04
P=1	0.14	0.14	0.10	0.04	0.03	0.00	0.01

Iz Tabela 4 se može zaključiti da ekstremno visoki ili niski nivoi snage postaju manje učestali u scenarijima sa velikom instalisanom snagom. Kako se povećava broj vjetrofarmi, ukupna proizvodnja ima tendenciju većeg grupisanja oko prosječnog nivoa snage. Međutim, to smanjenje frekvencije pojave ekstremne snage (ili grupisanje oko prosječnog nivoa snage) uz povećanje ukupne snage vjetera i/ili broja vjetrofarmi nije naročito značajno zbog činjenice da je analizirano područje relativno malo u smislu meteoroloških uvjeta. Drugim riječima, sve vjetrofarme istovremeno imaju slične vremenske uvjete.

Na osnovu podataka i metodologije opisane u gornjem tekstu, došlo se do sljedećih rezultata - Slika 6.

Slika 6. Distribucija vjerovatnosti varijacija za VE⁹



Puni opseg varijacija proizvodnje VEje veći od opsega prikazanog na Slika 6, ali su varijacije izvan opsega od -0.05 p.u. do 0.05 p.u. ekstremno rijetke, te stoga nisu ni vidljive na ovom grafikonu. U opsegu od -0.05 p.u. do 0.05 p.u. frekvencija pojave takvih varijacija je praktično ista u svim scenarijima. Ovakvi rezultati ukazuju na valjanost pretpostavke o ulaznim podacima:

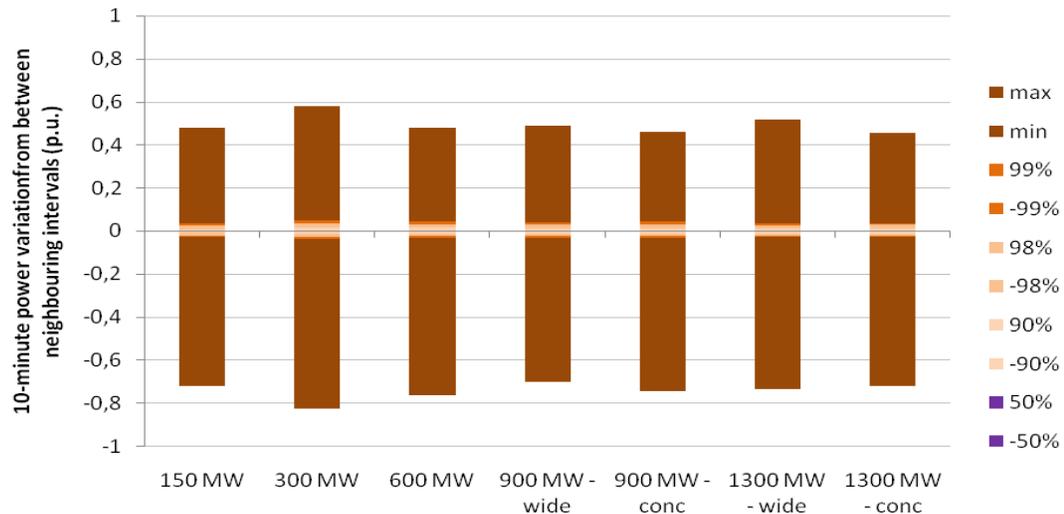
- ❑ Model izravnog terena dovodi do veće korelacije vremenskih nizova podataka o brzini vjetra u cijelom analiziranom području;
- ❑ Lokalni efekti (efekti na lokaciji) koji mogu dovesti do većih varijacija u brzini vjetra nisu (ne mogu biti) uzeti u obzir u modelu MM5 – što rezultira nižom razinom promjenjivosti u odnosu na stvarnu promjenjivost vjetra na svakoj lokaciji.

S aspekta ove studije prvi navedeni efekt je konzervativan u usporedbi s realnim vrijednostima, dok efekat iz druge tačke može dovesti do umanjenja promjenjivosti proizvodnje u odnosu na realne vrijednosti. Autori procjenjuju da se takva odstupanja prihvatljiva za ovakvu vrstu analize.

Rezultati ove analize su također predstavljeni i na Slika 7 koja pokazuje opsege varijacija za određene karakterističnevremenske raspone:

⁹ Sličnost oblika ovih krivulja razdiobe posljedica je korištenja podataka iz Atlasa vjetrova.

Slika 7. 10-minutne varijacije u vrijednosti izlazne snage VE



Grafikon na Slika 7 pokazuje da se 99% svih 10-minutnih varijacija javlja u opsegu od otprilike $\pm 3-4\%$ od ukupne instalisane snage. Međutim, maksimalni opseg varijacija je daleko širi i kreće se od oko -75% do 50% od ukupne instalisane snage. Velika razlika između opsega u kojem se javlja 99% svih varijacija i opsega u kojem se javlja 100% svih varijacija rezultat je činjenice da su maksimalne varijacije slučajni događaj i i što je duži period analize to su veće maksimalne varijacije. Svakako, teoretski maksimum iznosi -1 p.u. ili 1 p.u. za trenutačan gubitak cjelokupne snage vjetra ili za trenutačan prijelaz kompletne snage vjetra na punu snagu, s tim da je u praksi izrazito rijetko, gotovo nemoguće.

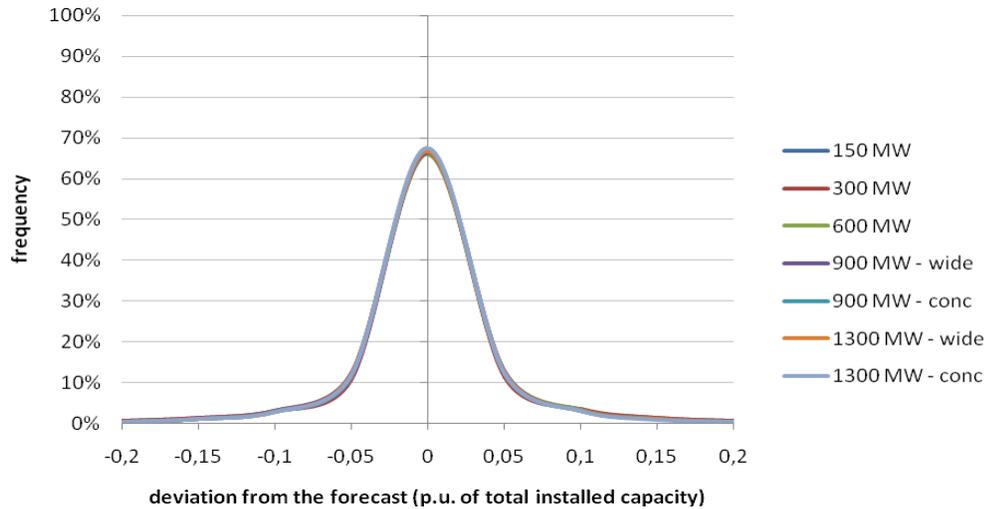
Opseg u kojem nastaje 50% svih varijacija toliko je uzak (otprilike $\pm 0.3\%$ od ukupne instalisane snage) da se jedva može primijetiti na Slika 7.

Savjetovali bismo oprez prilikom analize ovih rezultata na osnovu podataka iz Atlasa – prema sličnoj analizi urađenoj za susjedne sisteme (ali koristeći drugačije izvore podataka o brzini vjetra), opseg varijacija u kojem nastaje 50% do 99% svih varijacija može biti znatno veći (to jeste, tri do pet puta veći), dok opseg maksimalnih varijacija može biti manji. Ali, to nema nikakav znatan uticaj na cjelokupne rezultate studije s obzirom da se opseg pojedinih varijacija ne koristi u analizi rezervi sistema. Umjesto toga, za potrebe rezervi sistema koristi se odstupanje od prognoze i ti ulazni podaci su dovoljno pouzdani.

4.3.3 Sistemska regulaciona snaga za balansiranje VE

Na osnovu podataka i metodologije opisane u gornjem tekstu, došlo se do sljedećih rezultata - Slika 8 pokazuje frekvenciju određenih nivoa odstupanja proizvodnje VE od prognoze. Odstupanja se određuju kao razlika između sadašnjeg 10-minutnog nivoa proizvodnje i 4-satne prognoze. Još jednom je potrebno primijetiti da 4-satna prognoza znači da je planirana (prognozirana) konstantna vrijednost snage vjetra za period od četiri sata. Vrijednost prognoze se određuje kao prosjek svih 10-minutnih nivoa snage u danom četverosatnom periodu.

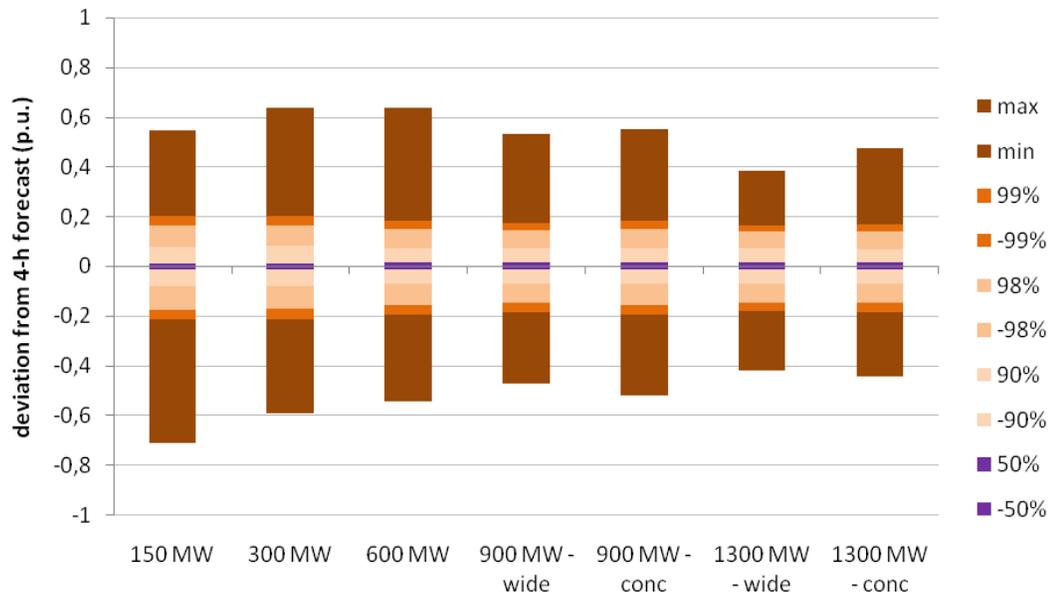
Slika 8. Nivo odstupanja izlazne snage VE od prognoze



Iako postoji značajna razlika u rezultatima (u smislu opsega i frekvencija pojave) između 10-minutnih varijacija i 10-minutnih devijacija od 4-satne prognoze, rezultati za sedam scenarija su u oba slučaja slični, što potvrđuje pretpostavke navedene u prethodnom odjeljku.

Preko 99.5% svih devijacija nastaje u opsegu ± 0.2 p.u., pa radi preglednosti nije prikazan puni opseg grafikona. Rezultati ove analize također su predstavljani i na Slika 9, koja pokazuje opsege varijacija za određene karakteristične frekvencije (udjele vremena):

Slika 9. Devijacije izlazne snage VE od 4-h prognoze



99% svih devijacija javlja se u opsegu od oko $\pm 20\%$ ukupne instalisane snage svih VE, dok se maksimalne devijacije kreću od $\pm 40\%$ do $\pm 60\%$ ukupne instalisane snage svih VE, ovisno o scenariju.

Kada se uporede opsezi promatranih devijacija za scenarije veće i manje raspršenosti lokacija, može se primijetiti mali, ali ipak pozitivan efekat geografske disperzije (smanjena korelacija) – opsezi devijacije za scenarije veće raspršenosti su u oba slučaja nešto uži nego u scenarijima manje raspršenosti lokacija VE.

Regulacijske snage potrebne u svakom scenarijupredstavljene su u Tabela 5 i na Slika 10.

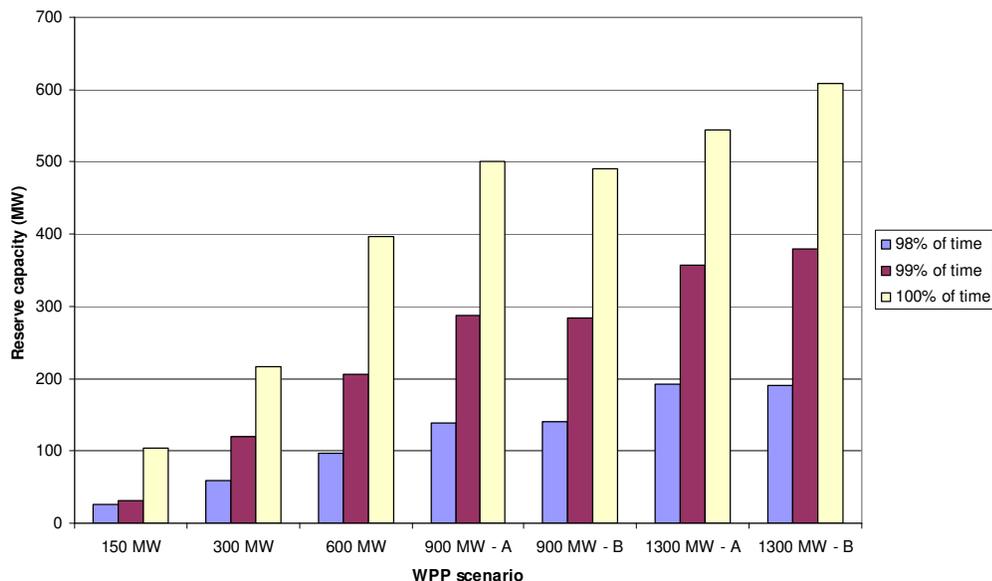
Tabela 5. Zahtijevana sistemska regulacijska snaga za svaki scenarij VE sa 4-h prosjekom kao prognozom proizvodnje VE

	150 MW	300 MW	600 MW	900 MW - wide	900 MW - conc	1300 MW - wide	1300 MW - conc
Instalisana snaga (MW)	160	352	637	950	901	1309	1297
Udio vremena	Zahtijevana snaga sekundarne regulacije (MW)						
98% ukupnog vremena (nedovoljno za 175 h/god)	26	59	97	139	140	192	190
99% vremena (nedovoljno za 88 h/god)	32	120	207	287	284	357	380
Maksimum – jednom u deset godina	104	217	397	500	490	544	608

Ovdje je potrebno napomenuti da se navedenu rezervu osigurava adekvatnim mehanizmom pomoćnih usluga čime se motiviraju proizvodne kompanije da ponude svoje regulacijske kapacitete, Ta usluga plaća se kroz mrežarinu, iznos definira regulator, a plaćaju je svi korisnici mreže.

Ako odgovarajući alati za prognoziranje proizvodnje VE nisu na raspolaganju i nije moguće predvidjeti pojavu varijacija proizvodnje VE sa prihvatljivim stepenom sigurnosti, u tom slučaju NOS treba uvijek imati dovoljnu regulacijsku snagu za reguliranje najveće moguće varijacije, bez obzira na njenu vjerovatnost.

Slika 10. Zahtijevana rezervna snaga za svaki scenarij



Na osnovu ovih vrijednosti, kao i na osnovu postojeće dispečerske prakse u BiH, moguće je procijeniti koji je nivo sistemskih rezervi potrebno imati na raspolaganju za integraciju željene razine VE.

Prilikom određivanja potrebne regulacijske snage prikazane u Tabela 5 i na Slika 10, kao referenca je uzeta najveća apsolutna vrijednost devijacija (dakle veća vrijednost između negativne i pozitivne devijacije). Ovi rezultati pokazuju procenat vremena u kojem je navedena regulacijska snaga adekvatna za balansiranje devijacija proizvodnje VE (i pozitivne i negativne). U preostalom vremenu (izraženom u satima godišnje) taj nivo regulacijske snage je neadekvatan. Količina energije potrošena samo u pozitivnoj regulaciji (dakle, uz povećanje proizvodnje drugih elektrana, kada je proizvodnja VE smanjena u toku negativnih devijacija) prikazana je u Tabela 6.

Tabela 6. Energija za regulaciju sistema za svaki scenarij VE

Scenarij	150 MW	300 MW	600 MW	900 MW - wide	900 MW - conc	1300 MW - wide	1300 MW - conc
Energija potrošena u pozitivnoj regulaciji godišnje (GWh)	18.67	43.00	77.27	112.65	107.44	154.49	150.70
Udio u ukupnoj proizvodnji VE	5.16%	5.35%	4.83%	4.68%	4.98%	5.06%	4.89%

Ista navedena količina regulacijske energije ne bi bila proizvedena u konvencionalnim elektranama u toku pozitivnih devijacija snage vjetra.

Potrebna regulacijska snaga je podijeljena u tri razine za svaki scenarij izgradnje VE, ovisno o grešci u prognoziranju proizvodnje VE (stvarna regulacijska snaga će biti određena pomoću ove greške kada se budu primjenjivale tehnike prognoziranja proizvodnje VE u BiH) i postotku vremena za koji će vrijednosti regulacijske snage biti dovoljne za reguliranje varijacija u proizvodnji VE.

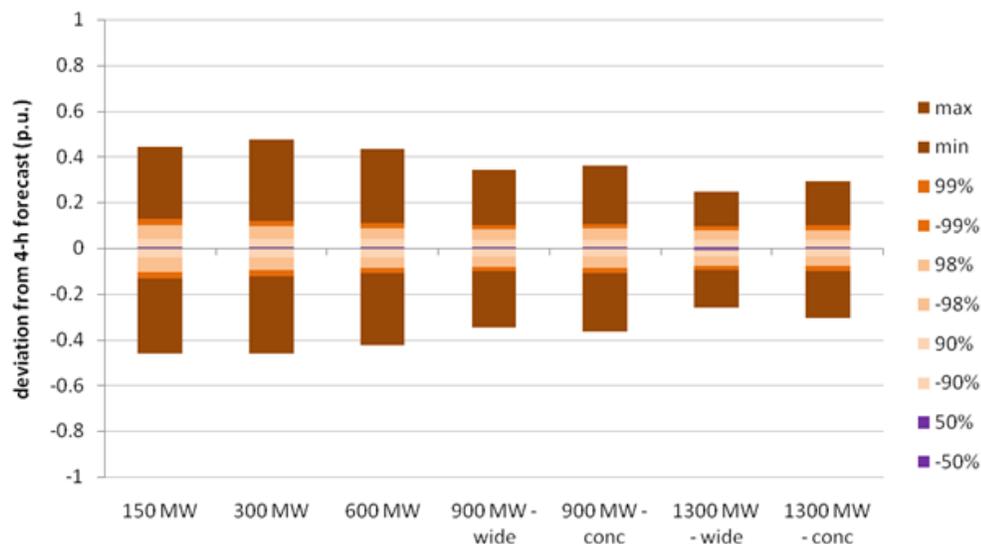
Prema Odluci o određivanju tarifa za pomoćne usluge, sekundarna regulacija u BiH treba praktično uvijek biti na raspolaganju na nivou od ± 50 MW, kao što je to definirano i obavezom prema ENTSO-E. Ova snaga je adekvatna za neočekivane varijacije u opterećenju, ali bez VE u pogonu. Važno je ovdje istaći da u BiH postoje tri elektroprivrede sa planiranom i realiziranom potrošnjom. Stoga, ukupne neočekivane varijacije opterećenja na sistemski nivo praktično su zbir tri varijacije. Uobičajena devijacija između realiziranog i planiranog opterećenja se kreće do 5%. U odjeljku 5.1 dan je pregled iskustva BiH u obezbjeđenju rezervi. Dakle, ranije pomenuta rezerva snage od oko ± 50 MW treba biti dovoljna za pokriće varijacije opterećenja. Ali, za integraciju VE treba biti na raspolaganju i dodatna snaga sekundarne regulacije, kao što je to prikazano u Tabela 5.

Drugim riječima, sa ukupnom raspoloživom snagom regulacije na postojećem nivou od ± 50 MW nije moguće regulirati bilo koju VE te će stoga biti potrebna znatna dodatna regulacijska snaga kada prva VE bude puštena u pogon. Ukoliko postoji želja da se integrira 148 MW VE (scenarij A), tada NOS ima potrebu za dodatnih ± 104 MW maksimalne regulacione snage, kao što je to prikazano u Tabela 5. Za druge scenarije postoji potreba za dodatnom maksimalnom regulacijskom snagom od oko ± 217 MW (za scenarij 300 MW), ± 397 MW (za scenarij 600 MW), ± 500 MW (za scenarij 900 MW) i do ± 600 MW (za scenarij 1300 MW).

Ove vrijednosti su određene pod strogom pretpostavkom da u periodu od 10 godina neće biti niti jednog 10-minutnog perioda sa neadekvatnim rezervama snage, bez obzira koliko je niska vjerovatnoća pojave takvih perioda. Također se pretpostavlja da su devijacije određene kao razlika između 10-minutnog nivoa proizvodnje VE i 4-satne prognoze, pri čemu je prognozirana vrijednost određena kao prosjek svih 10-minutnih nivoa proizvodnje VE u danom 4-satnom periodu. **Drugim riječima, pretpostavili smo da je greška u prognoziranju jednaka devijaciji od 4-satnog prosjeka. Mora se imati na umu da prognoza koja je jednaka 4-satnom prosjeku nije visokokvalitetna prognoza. Ako imamo bolje alate za prognoziranje, ekvivalentne 2-satnom prosjeku, ili 1-satnom prosjeku, potrebe za regulacijom bi definitivno bile znatno manje.**

Na Slika 11 su prikazane devijacije izlazne snage od 2-satne prognoze (ustvari, od 2-satnog prosjeka proizvodnje VE). Ako to uporedimo sa devijacijom izlazne snage VE od 4-satne prognoze (vidi Slika 9), tu očito imamo puno niži nivo devijacija. To podrazumijeva puno niži nivo potrebne rezerve snage u odnosu na slučaj prognoze koja je jednaka 4-satnom prosjeku, što potvrđuje ranije navedenu tvrdnju.

Slika 11. Devijacije izlazne snage VE od 2-h prognoze



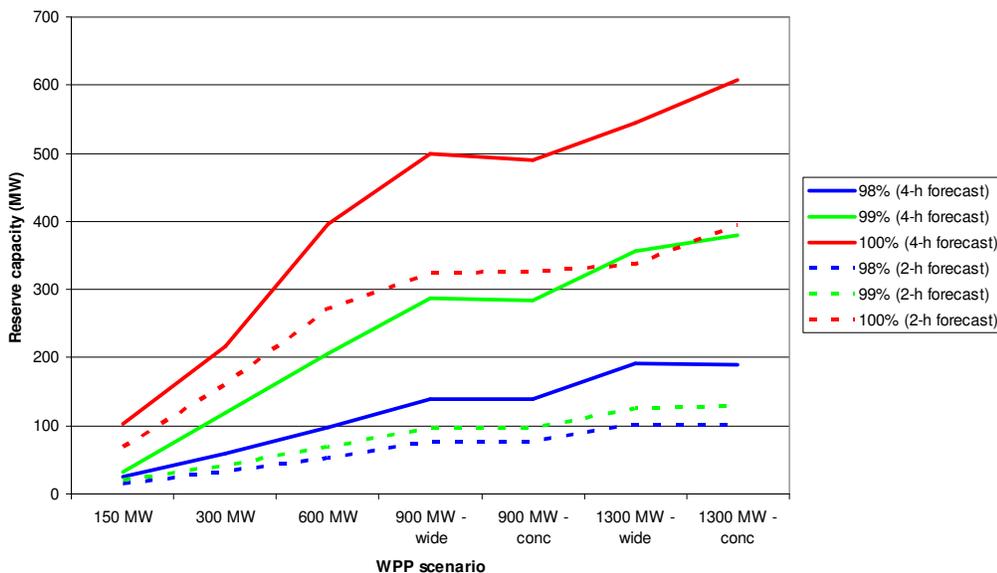
Za ovaj slučaj u Tabela 7 je prikazana potrebna snaga regulacije sistema za svaki scenarij posebno.

Tabela 7. Zahtijevana sistemska regulacijska snaga za svaki scenarij VE sa 2-h prosjekom kao prognozom VE

	150 MW	300 MW	600 MW	900 MW - wide	900 MW - conc	1300 MW - wide	1300 MW - conc
Instalisana snaga (MW)	160	352	637	950	901	1309	1297
Udio vremena	Potrebna snaga sekundarne regulacije (MW)						
98% vremena (nedovoljno 175 h/god)	15	33	53	76	76	101	102
99% vremena (nedovoljno 88 h/god)	19	41	68	96	96	125	128
Maksimalno – jednom u deset godina	68	161	272	323	326	337	395

Poređenje ova dva nivoa greške u prognoziranju (prognoza uzeta kao 4-satni prosjek i prognoza uzeta kao 2-satni prosjek) prikazano je na Slika 12, na kojoj isprekidana linija predstavlja 2-satnu prognozu, dok puna linija predstavlja 4-satnu prognozu.

Slika 12 Usporedba zahtijevane sistemske rezerve za dva nivoa greške u prognozi



Drugim riječima, ako prognoziranje proizvodnje iz VE ima iste greške kao i devijacija proizvodnje iz VE od prethodne 2-satne prosječne proizvodnje, tada bi za integraciju 150 MW VE BiH sistemu trebalo još 68 MW dodatne rezerve snage samo za VE. Ako je greška u prognoziranju jednaka 4-satnom prosjeku, tada bi potrebna rezerva snage za isti scenarij bila 104 MW. Do oba iznosa se došlo na osnovu pretpostavke da će 100% vremena BiH sistem imati maksimalnu rezervu snage, ili drugim riječima, za deset godina BiH sistem neće nikad imati nedovoljnu rezervu snage za pokriće svih mogućih devijacija u proizvodnji VE. Jasno, ako je greška u prognoziranju proizvodnje VE jednaka devijaciji od prethodnog 1-satnog prosjeka, potrebna rezerva snage bi bila čak i niža.

Dodatno smanjenje regulacijske snage se postiže ako prihvatimo određeni broj sati godišnje u toku kojih regulacija neće biti dovoljna za pokriće svih mogućih varijacija u proizvodnji VE. Naprimjer, ako je za NOS prihvatljivo da ima adekvatne rezerve za 99% vremena (nedovoljno za 88 h/god), potrebna rezerva snage bi bila dodatno smanjena. U scenariju 150 MW sa greškom u prognoziranju koja je jednaka devijaciji od 2-satnog prosjeka potrebne rezerve snage bi bile svega ± 19 MW, dok u istom scenariju sa greškom u prognoziranju koja je jednaka devijaciji od 4-satnog prosjeka potrebne rezerve snage bi iznosile ± 32 MW. Osim toga, ako je za NOS prihvatljivo da ima adekvatne rezerve za 98% vremena (nedovoljno za 175 h/god), potrebne rezerve snage bi bile dalje smanjene. U istom scenariju 150 MW sa greškom u prognoziranju koja je jednaka devijaciji od 2-satnog prosjeka potrebne rezerve snage bi bile svega ± 15 MW, dok u istom scenariju sa greškom u prognoziranju koja je jednaka devijaciji od 4-satnog prosjeka potrebne rezerve snage bi iznosile ± 26 MW.

Potrebne rezerve snage za sve druge scenarije i vremenske okvire su prikazane na Slika 12, a što je, podsjećamo izvedeno iz najboljih ulaznih podataka koji su trenutno na raspolaganju. Međutim, na osnovu praktičnog iskustva BiH sa VE, tj. kada VE budu u pogonu i nakon kalibracije sistema prognoziranja proizvodnje VE, NOS BiH

će imati puno više ulaznih podataka na osnovu kojih će moći donositi odluke o tome koji je nivo sigurnosti i vjerovatnoće prihvatljiv za njihove sistemske potrebe.

Na kraju, iskustva drugih zemalja u rasponu 10-minutnih i satnih varijacija proizvodnje VE prikazana su u Tabela 8. Jasno je da su te varijacije u određenoj mjeri predvidive, ali ipak prouzrokuju veliku nesigurnost. Što je kvalitetnije prognoziranje proizvodnje vjetroelektrana, to su potrebne niže rezerve.

Tabela 8. Satne varijacije proizvodnje iz VE kao udio instalisane snage VE¹⁰

Region	Region size	Numbers of sites	10-15 minutes		1 hour		4 hours		12 hours	
			Max decrease	Max increase	Max decrease	Max increase	Max decrease	Max increase	Max decrease	Max increase
Denmark	300x300 km ²	> 100			-23%	+20%	-62%	+53%	-74%	+79%
West-Denmark	200x200 km ²	> 100			-26%	+20%	-70%	+57%	-74%	+84%
East-Denmark	200x200 km ²	> 100			-25%	+36%	-65%	+72%	-74%	+72%
Ireland	280x480 km ²	11	-12%	+12%	-30%	+30%	-50%	+50%	-70%	+70%
Portugal	300x800 km ²	29	-12%	+12%	-16%	+13%	-34%	+23%	-52%	+43%
Germany	400x400 km ²	> 100	-6%	+6%	-17%	+12%	-40%	+27%		
Finland	400x900 km ²	30			-16%	+16%	-41%	+40%	-66%	+59%
Sweden	400x900 km ²	56			-17%	+19%	-40%	+40%		

1-satne varijacije proizvodnje VE u promatranim državama kreću se u opsegu od 16-36% instalisane snage VE. 10-15-minutne varijacije su dane samo za tri zemlje različite veličine i snage (Njemačka, Portugal i Irska), u kojima je opseg varijacija između 6% (Njemačka) i 12% (Portugal i Irska) instalisane snage VE.

U poređenju s tim, u BiH gornji grafikoni za sve scenarije pokazuju da se 99% svih 10-minutnih varijacija u 10 godina javljaju u opsegu od otprilike $\pm 4\%$ od ukupne instalisane snage vjetra, što je slične veličine kao i gore pomenute vrijednosti¹¹. Međutim, maksimalni opseg varijacija u BiH u 10 godina je daleko širi, i kreće se od oko -75% do 50% od ukupne instalisane snage. Kao što je to pomenuto u gornjem tekstu, ovi podaci nisu u potpunosti uporedivi zato što BiH podaci nisu dobiveni od VE u pogonu, niti su promatrane regije iste veličine. Naprimjer, u BiH scenariju 150 MW, razdaljina između vjetroelektrana je oko 80 km, dok je površina u najvećem scenariju, 1300 MW, (široki scenarij) oko 100 x 200 km². Stoga se vrijednosti dane u Tabela 8 mogu uzeti samo za ilustraciju. Na osnovu poređenja sa rezultatima vjetra i iskustvom iz drugih zemalja, bilo bi razumno pretpostaviti da će rezultati za BiH proizvedeni iz podataka iz Atlasa najvjerovatnije nešto malo umanjiti procjenu realnih potreba za rezervama.

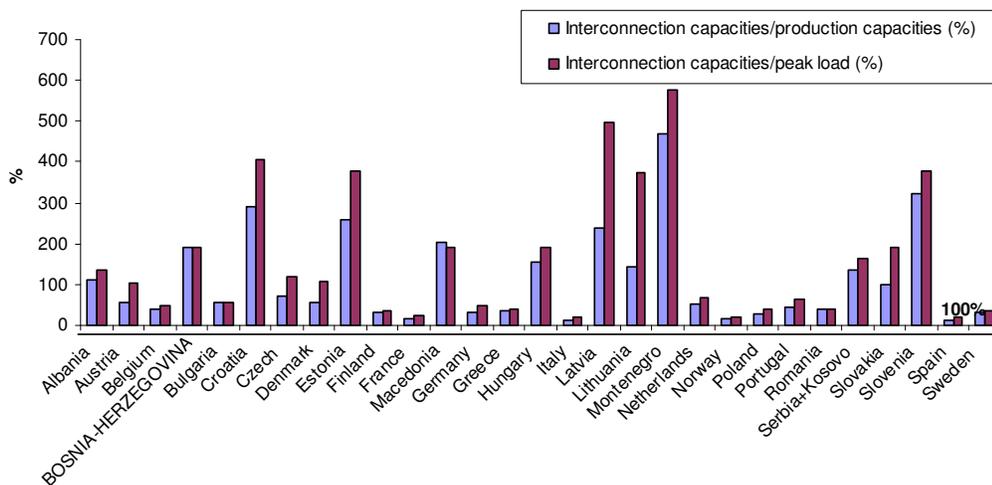
4.3.4 Prekogranična pitanja

Elektroenergetski sistem BiH je vrlo dobro povezan sa susjednim sistemima, kao što je to prikazano na Slika 13. Ukupna instalisana interkonecijska snaga BiH pokriva oko 200% njenog vršnog opterećenja i oko 200% od ukupnih proizvodnih kapaciteta.

¹⁰ Danska, podaci za 2000-2002 from <http://www.energinet.dk>; Irska, Eirgrid podaci, 2004-2005; Njemačka, ISET, 2005; Finska, 2005-2007 (Holmgren, 2008); Švedska, simulirani podaci za 56 lokacija sa dominantim vjetrom 1992-2001 (Axelsson et al., 2005); Portugal, INETI; EWEA, Grid Report 2010

¹¹ Primijećuje se da korištenje podataka iz Atlasa može dovesti do umanjene procjene u promatranom opsegu od 99%, ali trenutno nema odgovarajućih izmjerenih podataka o vjetru za BiH

Slika 13. Instalirana snaga interkonekcija BiH u poređenju sa drugim evropskim državama



Udio VE u BiH može imati određeni efekat na elektroenergetski sistem susjednih zemalja, ali i obratno, posebno u slučaju Hrvatske. Naime, najveći dio potencijala VE lokacija nalazi se relativno blizu HR-BiH granice. Udio VE može imati uticaj na određene tokove snaga interkonekcijskim vodovima, što će morati uzeti u obzir i NOS i susjedni operatori prijenosnog sistema u procesu analiza priključenja na mrežu. Srećom, interkonekcijski vodovi nisu maksimalno opterećeni, tako da se pri pogonu VE, preliminarno govoreći, ne očekuju uska grla na interkonekcijama. Sve analize koje su rađene u ovoj studiji provedene na modelima elektroenergetskog sistema cijele regije, verificiranim od strane svih nadležnih operatora sistema od Slovenije do Turske, u kojima su u Hrvatskoj uključene VE koje su službeno dobile suglasnost za priključak u narednom srednjoročnom razdoblju. Također, uobziren je i 10-godišnji plan razvoja prijenosne mreže Hrvatske. U tom smislu je uzet u obzir međusobni utjecaj susjednih sistema.

Kako bi se pravilno tretirala promjenjivost proizvodnje VE, pogotovo onih u pograničnom području morat će se uspostaviti mehanizam unutardnevne prekogranične trgovine električnom energijom.

Usljed jakih interkonekcija sa susjednim sistemima, potrebno je posebno analizirati sposobnost raspodjele rezervi između dva sistema. Do sada je svaki elektroenergetski sistem poštivao odredbe Pogonskog priručnika UCTE/ENTSO-E, kao i druge međunarodne obaveze. U regiji još uvijek nema raspodjele rezervi među više sistema. Jedino iskustvo u tom smislu bio je godišnji ugovor o tercijarnoj regulaciji između slovenskog operatora sistema i HE u južnom dijelu BiH. Vjerujemo da bi mogućnost raspodjele rezervi mogla biti korisna za veću VE integraciju ubuduće, s tim da postoji veliki broj pretpostavki koje se trebaju unaprijed ispuniti. Prije svega, mehanizam pomoćnih usluga nije do danas harmoniziran među svim regionalnim sistemima. S druge strane očekuje se da će se uspostaviti regionalno tržište električne energije sa velikim brojem mogućnosti i proizvoda. Ali, u ovoj fazi vjerujemo da se mogućnosti integracije VE trebaju odrediti korištenjem samo BiH resursa.

4.4 Sažetak analize scenarija

Cilj ovog poglavlja bio je dati sumarni pregled projekata koji su već odobreni i/ili projekata koji su predloženi ili planirani kako bismo ocijenili ukupnu snagu VE u BiH, analizirali očekivanu ukupnu proizvodnju VE i dali komentar na regulacijsku snagu koja je potrebna za balansiranje VE.

NOS BiH je dao osnovne informacije o planiranim VE i razvio je scenarije za analizu. Trenutno nije niti jedna VE u pogonu, niti postoji iskustvo u integraciji VE. Ali zato postoji 47 projekata VE koji su u raznim fazama razvoja. Većina njih je smještena u južnim dijelovima zemlje gdje postoji najveći potencijal vjetrova. Ukupna snaga tih projekata je preko 3000 MW (izvor: NOS BiH), iako većina tih projekata vrlo vjerojatno nikad neće biti realizirana.

Prema informacijama dostupnim u trenutku pisanja ove studije za 15 projekata postoje odgovarajuća mjerenja brzine vjetrova na lokaciji.

Za određivanje instalirane snage za svaki scenarij izračunat je nivo udjela proizvodnje VE u ukupnoj potrošnji električne energije 2020. godine na osnovu podataka iz već pomenutog Indikativnog plana razvoja, u kojem su date četiri prognoze. Prosjek te četiri prognoze (15.1 TWh do 2020.) uzet je kao osnova za daljnje proračune. Uz pretpostavku o proizvodnosti VE od oko 2300 FLH, definirani su sljedeći scenariji:

- 150 MW
- 300 MW
- 600 MW
- 900 MW - koncentrirane lokacije
- 900 MW - raspršene lokacije
- 1300 MW - koncentrirane lokacije
- 1300 MW - raspršene lokacije.

S obzirom da je pred kraj izrade ove analize došlo do određenih promjena u Republici Srpskoj, naknadno se uveo još jedan dodatni scenarij (200 MW) u kojem se planira dodatna izgradnja jedne VE snage 50 MW u širem regionu Trebinja. Stoga je uticaj VE u ovom scenariju detaljnije ispitan na budućoj topologiji mreže 2015. i 2020. godine, kako je prikazano u izvještaju 2.

Sukladno Indikativnom planu proizvodnje detaljno će se analizirati scenariji sa VE instalirane snage između 150 MW i 900 MW, dok će se analiza scenarija sa VE instalirane snage 1300 MW izvršiti više generalno. Analiza prijenosne mreže i neophodnih investicija u prijenos, predstavljena u izvještajima 2 i 3.

Ovi scenariji su „popunjeni“ lokacijama vjetrofarmi koje su odabrane sa liste od oko 50 lokacija vjetrofarmi, sa veličinama koje je dostavio NOS. U odabiru projekata koristi se sljedećih 10 kriterija (poredanih po prioritetu, sukladno Indikativnom planu proizvodnje):

- izgrađeni ili u fazi izgradnje
- građevinska dozvola izdana
- lokacijska dozvola (urbanistička saglasnost) izdana
- saglasnost za priključenje na mrežu izdana
- pozitivno završena procedura ocjene učinka na okoliš
- potencijal energije vjetra
- riješeno pravo korištenja zemljišta ili prava vlasništva nad zemljištem
- koncesija
- mjerenja vjetroklime urađena ili su u toku
- naveden kao projekat od javnog interesa od strane Vlade Federacije BiH ili je definiran u Energetskoj strategiji Republike Srpske

Važno je ponovno istaknuti da za ovu vrstu analize nije presudno izvršiti evaluaciju datog projekta VE, nego ukupan uzajamni uticaj svih VE na pogon sistema, bez obzira na konkretan projekat VE ili investitora u VE. U tom smislu niti mi niti NOS ne navodimo proizvoljno niti jedan konkretan projekat VE.

NOS je također dostavio i Atlas vjetrova za Bosnu i Hercegovinu (Atlas). Atlas je aplikacija koju je izradila švicarska kompanija Sander + Partner GmbH i ona omogućava stvaranje desetominutnih serija podataka o brzini i smjeru vjetra u toku perioda od 30 godina (1978.-2007.).

Analiza koja je predstavljena ovdje bazira se na podacima iz Atlasa – 10-minutne serije podataka o brzini vjetra za tačku u mreži rezolucije 1 km x 1 km koja je najbliža koordinati koja je definirana kao reprezent određene vjetrofarme. Proizvodnost grupa vjetrofarmi u 7 definiranih scenarija je izražena preko ekvivalentnog broja sati godišnje s punim angažmanom VE (FLH) u opsegu od 2259 h/god do 2534 h/god. Imajući na umu da se proizvodnost računa na osnovu dugoročnih podataka izvedenih iz Atlasa za najbližu tačku na mreži Atlasa, razumno je pretpostaviti da bi brzina vjetra u egzaktnoj tački bila veća. Stoga bi i proizvodnost bila veća. Ipak, izračunati nivoi proizvodnosti su razumno visoki.

99% od svih 10-minutnih varijacija u periodu od 10 godina javlja se u opsegu od otprilike $\pm 3-4\%$ od ukupne instalisane snage VE. Međutim, maksimalni opseg varijacija je daleko širi i kreće se od oko -75% do 50% od ukupne instalisane snage VE. Velika razlika između opsega u kojem se javlja 99% svih varijacija i opsega u kojem se javlja 100% svih varijacija rezultat je činjenice da su maksimalne varijacije

iznimno rijedak slučajni događaj i što je duži period analize to su veće maksimalne varijacije. Svakako, teoretski maksimum iznosi -1 p.u. ili +1 p.u. za trenutačan gubitak cjelokupne snage vjetra ili za trenutačan prijelaz kompletne snage VE na punu snagu, s tim da je u praksi to gotovo nemoguće.

Opseg u kojem nastaje 50% svih varijacija proizvodnje VE je vrlo uzak (otprilike $\pm 0.3\%$ od ukupne instalisane snage VE).

Odstupanja se određuju kao razlika između sadašnjeg 10-minutnog nivoa snage i 4-satne prognoze. Još jednom je potrebno napomenuti da 4-satna prognoza znači da je planirana (prognozirana) konstantna vrijednost snage vjetra za period od četiri sata. Vrijednost prognoze se određuje kao prosjek svih 10-minutnih nivoa snage u danom četverosatnom periodu. 99% svih devijacija javlja se u opsegu od oko $\pm 20\%$ ukupne instalisane snage VE, dok se maksimalne devijacije kreću od $\pm 40\%$ do $\pm 60\%$ ukupne instalisane snage VE, ovisno o scenariju.

Kada se uporede opsezi devijacija za scenarije veće i manje raspršenosti lokacija VE, može se primijetiti mali, ali ipak pozitivan efekat geografske disperzije (smanjena korelacija) – opsezi devijacije za scenarije veće raspršenosti su u oba slučaja nešto uži nego u scenarijima manje raspršenosti lokacija VE.

U smislu potrebne regulacijske snage, rezultati su predstavljeni u Tabela 5 i na Slika 10.

Dodatno smanjenje regulacijske snage se postiže ako posmatramo broj sati godišnje u toku kojih će regulacija biti dovoljna za pokriće varijacija u proizvodnji iz energije vjetra. Naprimjer, ako je za NOS prihvatljivo da ima adekvatne rezerve za 99% vremena (nedovoljno za 88 sati godišnje), potrebne rezerve snage bi bile dodatno smanjene. U scenariju 150 MW sa greškom u prognoziranju koja je jednaka devijaciji od 2-satnog prosjeka potrebne rezerve snage bi bile svega ± 19 MW, dok u istom scenariju sa greškom u prognoziranju koja je jednaka devijaciji od 4-satnog prosjeka potrebne rezerve snage bi iznosile ± 32 MW. Osim toga, ako je za NOS prihvatljivo da ima adekvatne rezerve za 98 % vremena (nedovoljno za 175 sati godišnje), potrebne rezerve snage bi bile dodatno smanjene. U istom scenariju 150 MW sa greškom u prognoziranju koja je jednaka devijaciji od 2-satnog prosjeka potrebne rezerve snage bi bile svega ± 15 MW, dok u istom scenariju sa greškom u prognoziranju koja je jednaka devijaciji od 4-satnog prosjeka potrebne rezerve snage bi iznosile ± 26 MW.

5 Tehnički zahtjevi za integraciju VE

Nakon nekoliko mjeseci priprema i konsultacija, DERK je u maju 2011. usvojio dopunu Mrežnog kodeksa s novim tehničkim zahtjevima za VE u BiH. U Mrežni kodeks BiH su dodane dopune pod nazivom „Tehnički zahtjevi za priključak vjetroelektrana na mrežu“. (Vidjeti Dio 6. u daljem tekstu).

Tehnički zahtjevi za priključak i pogon VE su:

- Zahtjevi koji se odnose na regulaciju frekvencije i upravljanje radnom snagom
- Zahtjevi koji se odnose na regulaciju napona i kompenzaciju reaktivne snage
- Zahtjevi koji se odnose na podatke o VE u postupku prijave za priključenje na mrežu i podatke tokom pogona VE.

Detalji o tehničkim zahtjevima za proizvodne jedinice i posebno VE u BiH su predstavljeni u pododjeljcima u daljem tekstu.

5.1 Tehnike regulacije frekvencije i regulacije aktivne snage

U ovom odjeljku je dan pregled tehnika regulacije frekvencije i radne snage u BiH sa naglaskom na iskustvo u drugim zemljama, kao što stoji u drugoj tački projektnog zadatka (ToR). Prikazano je nekoliko relevantnih međunarodnih iskustava u svrhu poređenja i davanja primjera.

Ti zahtjevi se odnose na sposobnost vjetrofarmi da reguliraju, to jeste, da reduciraju svoju izlaznu snagu na definirani nivo (ograničenje aktivne snage), i to isključivanjem turbina ili promjenom ugla lopatice rotora. Osim toga, većina mrežnih kodeksa zahtijeva da vjetrofarme (posebno one sa velikom instalisanom snagom) imaju frekventni odziv, što znači da reguliraju svoju izlaznu radnu snagu prema devijacijama u frekvenciji sistema, to jeste, da doprinesu regulaciji frekvencije sistema bilo povećanjem ili smanjenjem izlazne snage (MW), kao odgovor na promjene frekvencije. Potrebno je naglasiti i da promjene radne snage obično moraju biti u skladu sa odgovarajućim razinama koje važe za konvencionalne elektrane.

Iako se sistemska frekvencija najčešće (99,99% vremena) održava unutar normalnog pogonskog opsega, NOS mora osigurati bezbjedan rad elektroenergetskog sistema također i u toku najtežih ispada u elektroenergetskom sistemu. Stoga, NOS mora osigurati da svi generatori imaju mogućnost toleriranja pojave viših i nižih frekvencija od nazivne. Stoga NOS od proizvođača zahtijeva da imaju mogućnost promjene izlazne snage prema promjenama frekvencije sistema. S obzirom da se električna energija ne može efikasno akumulirati, proizvodnja i potrošnja moraju biti konstantno izjednačavane i automatska regulacija frekvencije se mora primjenjivati.

5.1.1 Iskustvo u obezbjeđenju rezervi u BiH

Model obezbjeđenja i korištenja svih pomoćnih usluga u elektroenergetskom sistemu BiH definiran je u Metodologiji za izradu tarifa za usluge prijenosa električne energije, nezavisnog operatora sistema i pomoćne usluge i u Odluci o određivanju tarifa za pomoćne usluge. Broj učesnika u mehanizmu pomoćnih usluga je smanjen i u praksi sveden na tri postojeće elektroprivrede, kvalificirane kupce (Aluminij d.d. Mostar) i Komunalno Brčko. Sa ovim mehanizmom tri elektroprivrede su i na strani potraživanja i i na strani plaćanja, dok su kvalificirani kupci i ED Brčko samo na strani plaćanja. Nešto više detalja o iskustvu u obezbjeđenju rezervi u BiH nalazi se u godišnjem izvještaju DERK-a¹², dok smo dodatne podatke dobili od NOS-a.

Pomoćne usluge u BiH obuhvataju sljedeće:

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

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

Godine 2010. DERK je odredio tarifu pomoćne usluge za rezerve snage u **sekundarnoj regulaciji**. Tarifa za pomoćnu uslugu rezerve snage u sekundarnoj regulaciji iznosi 16,257 KM/kW mjesečno. Također je određeno da se ukupni mjesečni zahtjevi (od 43 MW u junu do 59 MW u decembru) dijele na 5 elektrana, kako je to prikazano u Tabela 9:

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

¹² DERK, Izvještaj o energetsom sektoru za 2009.

Tabela 9. Rezerve snage u sekundarnoj regulaciji u 2010.

Mjesec 2010.	Rezerve snage u sekundarnoj regulaciji (MW)					
	Potrebna snaga	HE Jablanica	HE Trebišnjica	HE Višegrad	HE Rama	HE Bočac
Januar	57	22	5	14	11	5
Februar	54	21	5	13	10	5
Mart	50	20	5	11	9	5
April	46	16	5	11	9	5
Maj	45	16	5	12	7	5
Juni	43	16	5	11	6	5
Juli	44	16	5	12	6	5
August	46	17	5	13	6	5
Septembar	48	20	6	15	7	0
Oktobar	50	21	5	12	7	5
Novembar	54	22	5	13	9	5
Decembar	59	23	5	15	11	5

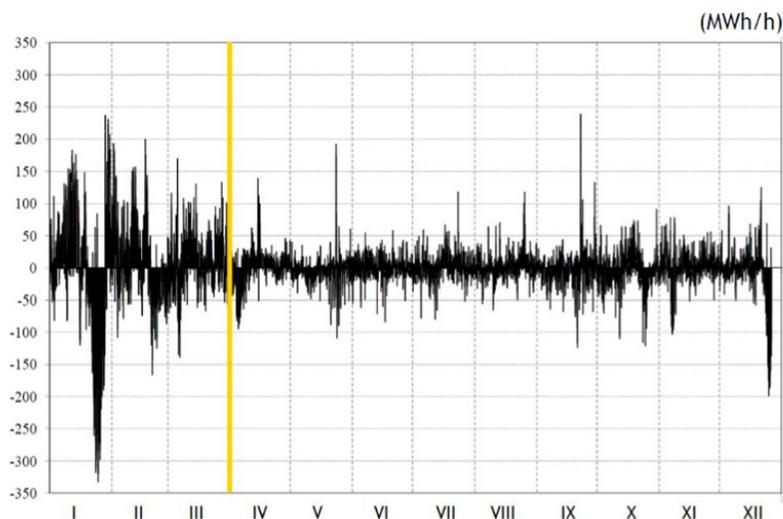
NOS administrira postupak nabavke pomoćnih usluga. Do ostvarivanja tehničkih preduvjeta za obračun, energija koja se isporučuje u režimu sekundarne regulacije biti će tretirana (kompenzirana) kroz obračun i kompenzaciju neželjenih odstupanja. Stoga se sva neplanirana odstupanja trenutno mjere i zatim kompenziraju povratom dane energije bilo narednog dana ili sedmice, bez povrata novca.

Osim gore navedenih HE, postoji mogućnost i za druge elektrane da učestvuju u sekundarnoj regulaciji. Imajući na umu dobro razvijen portfelj HE u BiH, kao i iskustvo NOS-a u P/f regulaciji, to znači da je BiH tehnički u stanju ispunjavati svoje potrebe sistemskih rezervi. Ali glavni problem je primjena mehanizma pomoćnih usluga i plaćanja tih usluga [odnosno nepostojenje tog mehanizma]. Naime, neuobičajeno je da se operatoru sistema ne pruža mogućnost da provodi i aktivno učestvuje u sprovođenju pružanja sistemskih usluga, već da praktički samo prati aktivnosti drugih subjekata. Prema mišljenju autora ovakav princip nije dobar, niti održiv, pa ga definitivno treba unaprijediti i dodijeliti operatoru odgovarajuće ovlasti u cjelovitom mehanizmu sistemskih usluga, te provoditi konačan obračun s pripadnim plaćanjem korištenih usluga.

Utvrđena je cijena pomoćne usluge rezerve snage u **tercijarnoj regulaciji** u iznosu od 5,216 KM/kW, dok tarifa za električnu energiju koja se isporučuje u režimu tercijarne regulacije iznosi 23,295 pf/kWh. Ova cijena za kWh se računa kao trostruka vrijednost cijene električne energije najskuplje proizvodne jedinice u sistemu. NOS BiH će administrirati postupak nabavke pomoćne usluge tercijarne regulacije od vlasnika licenci za proizvodnju električne energije/elektroprivreda u čijem su sastavu proizvodne jedinice. Sve tri elektroprivrede (EP HZHB, EP BiH, ERS) su dužne obezbijediti navedeni obim snage (250 MW) za dobavljanje pomoćne usluge. Elektroprivrede moraju pružiti ovu uslugu u opsegu od 80% do 100% ponuđene rezerve pri čemu mogu nominirati i druge proizvodne jedinice. NOS BiH je dužan identificirati korisnike koji plaćaju električnu energiju isporučenu u režimu tercijarne regulacije. Vrijeme jednokratnog korištenja tercijarne rezerve može trajati do šest sati od trenutka angažiranja prema nalogu NOS-a BiH, s tim da se tercijarna rezerva može maksimalno koristiti četiri puta u jednom mjesecu. Minimalno vrijeme između dva angažmana tercijarne rezerve je 48 sati.

Bez obzira na gore navedene propise i definicije, trenutno najveći problem u mehanizmu pomoćnih usluga u BiH, kao i u analizi integracije VE su nedozvoljena odstupanja cijelog BiH sistema od dnevnih rasporeda ili tržišnih planova. Od kraja 2008. godine pa do danas neželjena, to jeste, nedozvoljena satna odstupanja od dnevnih rasporeda dosežu drastične nivoe, što je narušilo normalan rad sistema i izazvalo negativne reakcije koordinatora ENTSO-E bloka. Konkretnije, najveća odstupanja (debalans) BiH sistema su 2009. godine iznosila +240 MWh/h i -330 MWh/h, kao što je to prikazano na Slika 14 (negativno odstupanje podrazumijeva višak u sistemu, a pozitivno odstupanje deficit u sistemu).

Slika 14. Neželjene satne devijacije bilance BiH sistema 2009.



Izvor: DERK

Zbog gore navedenog problema, te obzirom da ta odstupanja predstavljaju povredu i tržišnih pravila i ENTSO-E pravila, DERK je insistirao na uvođenju poravnjanja i plaćanja za neželjena odstupanja (odnosno nedozvoljenih odstupanja od dnevnog rasporeda), kao što je to određeno Tržišnim pravilima. Od tada (1. april 2009.; vidjeti na Slika 15), prema navodima svih učesnika u sektoru, ta odstupanja su do kraja 2009. godine bila svedena u prihvatljivije okvire.

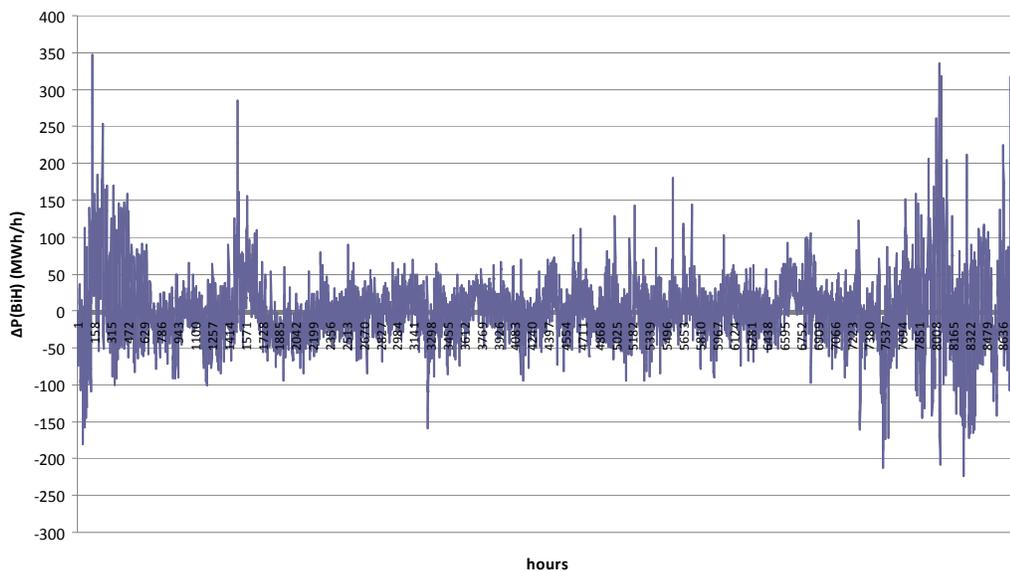
Prema izvještaju DERK-a, nedozvoljena odstupanja na satnoj osnovi svake balansno odgovorne strane obračunavaju se i plaćaju u skladu sa odredbama Tržišnih pravila. Za obračun cijena nedozvoljenih odstupanja, u skladu sa Tržišnim pravilima, NOS BiH koristi regulirane cijene električne energije na pragu proizvodnih jedinica u BiH.

Po prijemu satnih nominacija, NOS BiH izračunava i objavljuje cijenu debalansa koja se primjenjuje u toku narednog dana za sve periode poravnjanja narednog dana (program razmjene). Postoji jedna cijena debalansa za sate u kojima kontrolno područje BiH raspolaže sa viškom snage/energije i druga cijena debalansa za sate u kojima kontrolnom području BiH nedostaje snage/energije. U satu u kojem je regulacijska greška kontrolnog područja negativna, smatra se da je sistem 'kratak'. U satu u kojem je regulaciona greška kontrolnog područja pozitivna, smatra se da je

sistem 'dug'. 'Visoka cijena debalansa' (VCD_d) za dan d je jednaka reguliranoj cijeni energije najskuplje proizvodne jedinice nominovane za taj dan d i koristi se u toku perioda poravnanja u kojima je sistem 'kratak'. 'Niska cijena debalansa' (NCD_d) za dan d je jednaka reguliranoj cijeni energije najjeftinije proizvodne jedinice nominovane za taj dan d i primjenjuje se u toku onih perioda poravnanja u kojima je sistem 'dug'.

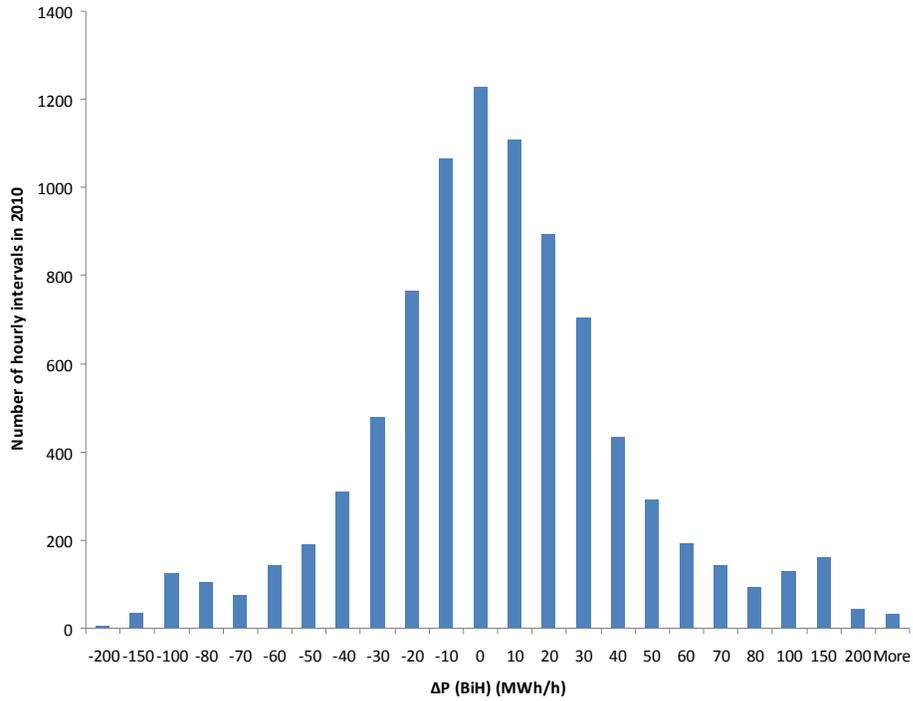
Međutim, u 2010. godini situacija se ponovo pogoršala, posebno na početku i na kraju godine, kao što je to prikazano na Slika 15 i Slika 16. Najveće odstupanje BiH sistema od planiranog rasporeda razmjena sa susjedima 2010. godine je iznosilo +347 MWh/h i -224 MWh/h. Godine 2010. čak 35 sati (što je ekvivalent jednog i po dana bez prekida) ta odstupanja su iznosila preko ± 200 MWh/h, kao što je to prikazano na Slika 16 i Slika 17. Iako su ova odstupanja kompenzirana unutar kontrolnog bloka, pod koordinacijom koordinatora ENTSO-E kontrolnog bloka (slovenski ELES), među pripadnim operatorima prijenosnog sistema (Hrvatska i Slovenija) ovakva odstupanja predstavljaju krupan problem koji se mora riješiti prije nego što značajnija integracija VE u BiH sistem bude počela.

Slika 15. Neželjeni satni debalans razmjena BiH sistema prema susjednim sustavima 2010.

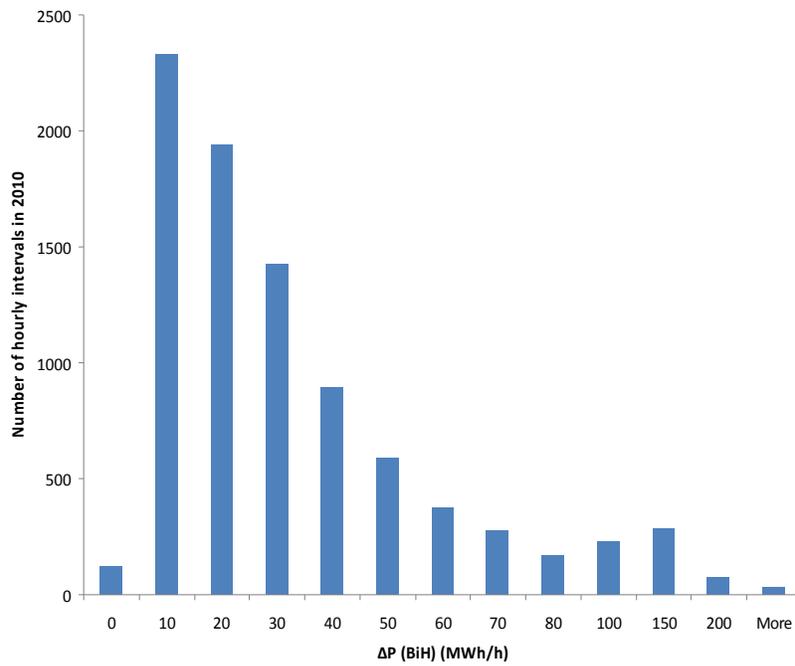


Izvor: NOS BiH

Slika 16. Histogram neželjenog satnog debalansa BiH sistema 2010.



Slika 17. Histogram apsolutnih vrijednosti neželjenih satnih devijacija BiH sistema 2010.



Godine 2010. 632 sati (ili 7,2% godine) BiH sistem je imao neplanirana, nedozvoljena odstupanja prema susjednim sistemima koja su prelazila 100 MWh/h.

5.1.2 Uticaj VE na balans sistema

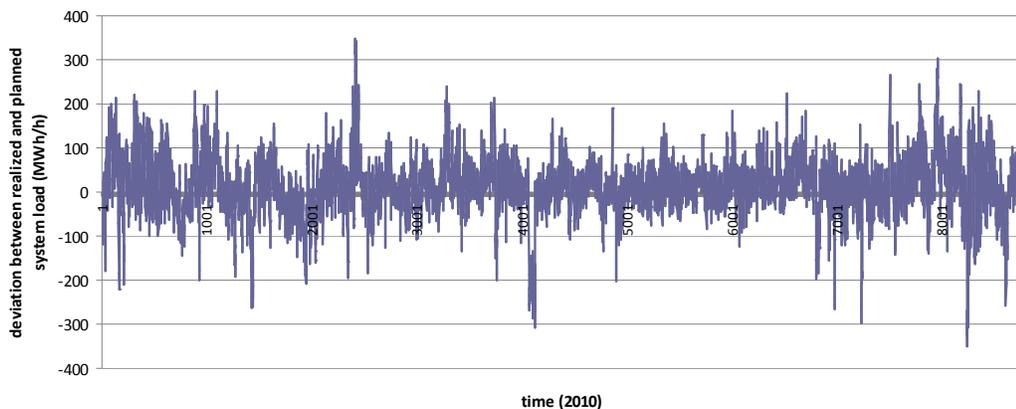
Sasvim je jasno da će pogon VE povećati problem debalansa, posebno prije primjene adekvatnog sistema prognoze vjetera i njegove kalibracije prema lokalnim uvjetima. Osim toga, susjedni sistemi se također suočavaju sa problemom neželjenih odstupanja. S obzirom da u posljednje vrijeme pogonske prakse nisu značajnije poboljšane, mogu se očekivati i veći problemi u radu sistema. U skladu s tim, od presudne je važnosti da se mehanizam pomoćnih usluga u BiH stavi u ispravnu i punu funkciju, pri čemu će uloga svake odgovorne strane, kao i nadležnosti, obaveze i prava svake strane biti jasno definirani i provedeni. Također, mehanizam pomoćnih usluga se mora u potpunosti provesti u svim susjednim zemljama prije nego što sve one izvrše integraciju velikog udjela VE, kako je to planirano.

U ovom pododjeljku ćemo analizirati:

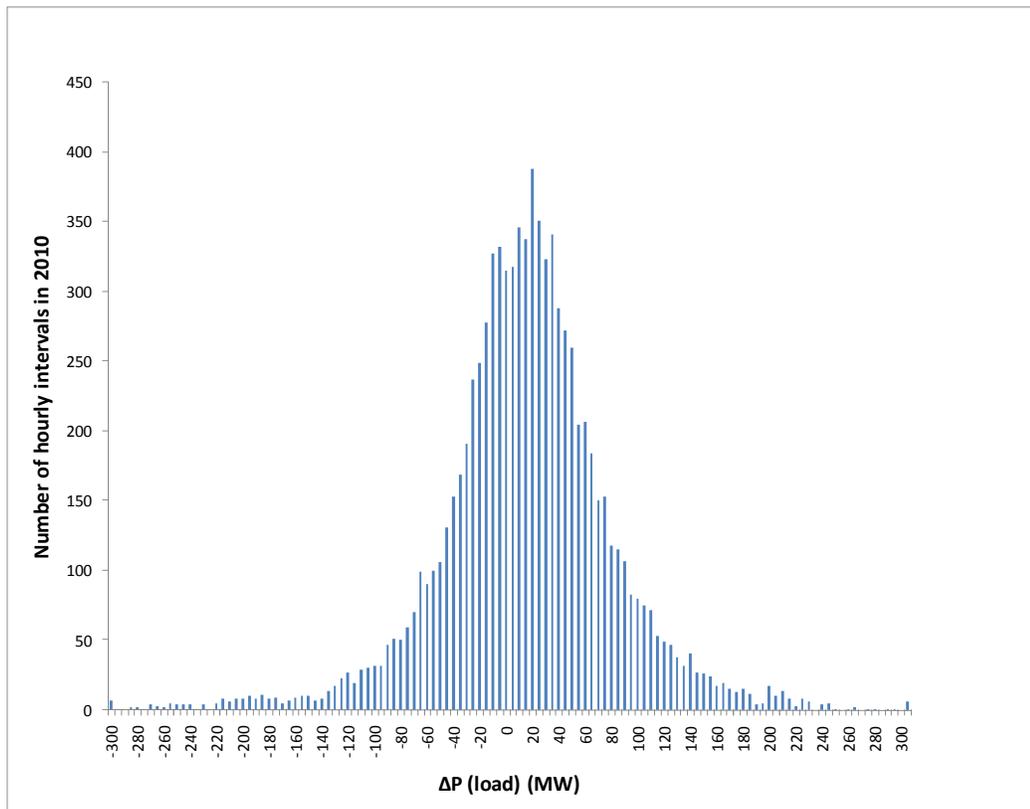
- ❑ nivo odstupanja između planiranog i realiziranog opterećenja sistema u BiH (napominjemo da smo u prethodnom pododjeljku analizirali ukupan debalans sistema prema susjednim sistemima koji se sastoji od odstupanja opterećenja od plana i odstupanja proizvodnje od plana),
- ❑ nivo odstupanja između prognoziranog i ostvarene proizvodnje iz VE,
- ❑ nivo odstupanja zbira dvije gore pomenure nezavisne vrijednosti.

U tom cilju smo od NOS-a dobili ulazne podatke o planiranom i ostvarenom opterećenju sistema 2010. godine. Na Slika 18 je prikazano odstupanje između ostvarenog i prognoziranog opterećenja sistema BiH. Ono se kreće do ± 350 MWh/h, sa prosječnom apsolutnom vrijednošću 49 MWh/h.

Slika 18. Satna devijacija između ostvarenog i planiranog opterećenja BiH sistema 2010.



Slika 19. Histogram satnih devijacija između ostvarenog i planiranog opterećenja sistema u BiH 2010.



Na Slika 19 je prikazan histogram satnih odstupanja između ostvarenog i planiranog opterećenja sistema u BiH u 2010. godini. Imajući na umu da je vršno opterećenje sistema 2100 MW, a minimalno opterećenje sistema 800 MW, ova odstupanja su ekstremno velika. Uobičajena je evropska praksa da odstupanje opterećenja bude na nivou do 5%, ovisno o strukturi potrošnje, ali ove vrijednosti za BiH su nekoliko puta veće. To ukazuje na potrebu za znatnim poboljšanjem prognoziranja opterećenja prije nego što počne integracija VE. Osim toga, bile bi korisne i analize uzroka toliko velikih odstupanja ostvarenog opterećenja od plana.

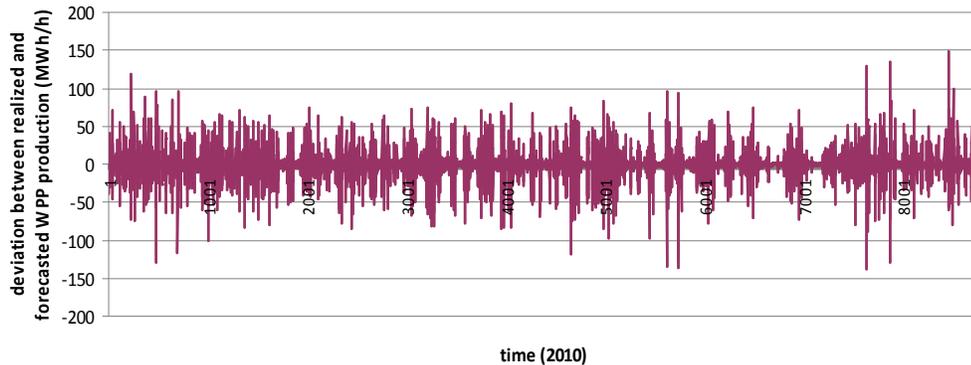
Razlika između ukupnog debalansa sistema prema susjednim sistemima (Slika 15) i odstupanja ostvarenog opterećenja sistema od prognoze (Slika 18) jasno pokazuje da druge varijable (ostvarena proizvodnja HE, TE) također u znatnoj mjeri odstupaju od prognoze. Stoga je očito da prognoziranje treba biti preciznije na razini i proizvodnje i opterećenja. Za 2010. godinu je koeficijent korelacije¹³ između debalansa sistema i odstupanja ostvarenog opterećenja od prognoze iznosio -0,35, što je prilično niska vrijednost.

S druge strane, samo u svrhu ove analize smo koristili raspoložive podatke o proizvodnji VE za prosječnu vjetrovitu godinu (pretpostavili smo da je to 2010.) u

¹³ Do njega se došlo dijeljenjem kovarijance dvije varijable i produkta njihovih standardnih devijacija

scenariju sa VE instalisane snage 340 MW. Satna odstupanja između ostvarene i prognozirane (prosjeak 4 sata) proizvodnje VE izračunata su i prikazana na Slika 20.

Slika 20. Satna devijacija između ostvarene i prognozirane proizvodnje VE



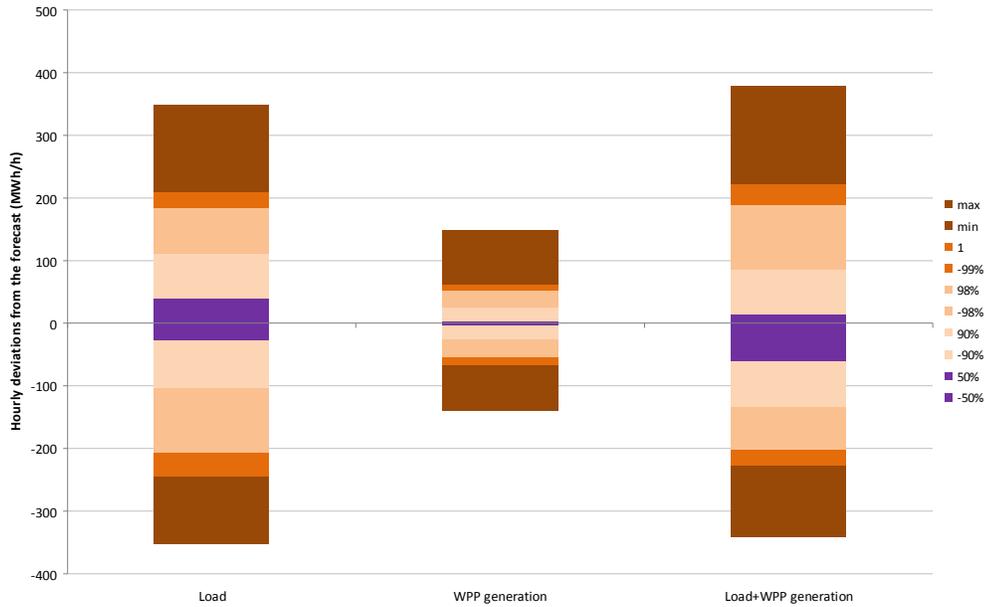
Jasno je da je nivo ovih odstupanja daleko manji nego u odstupanja ostvarenog opterećenja sistema od plana. Naime, pretpostavljena snaga VE iznosi 340 MW, a opterećenje sistema i do 2100 MW. Maksimalno odstupanje između ostvarene proizvodnje VE i četverosatnog prosjeka je +148 MWh/h (-139 MWh/h). U skladu s tim, očekuje se određeni uticaj na ranije promatrana odstupanja opterećenja. Međutim, ovaj odnos odstupanja proizvodnje VE i opterećenja se može promijeniti u slučaju da se tehnike prognoziranja opterećenja u znatnoj mjeri usavrše (što bi trebalo biti lako izvedivo).

Ako pretpostavimo da se ove dvije varijable (odstupanje proizvodnje VE od plana i odstupanja opterećenja od plana) dešavaju istovremeno, dobit ćemo ilustraciju potencijalnog uticaja VE na odstupanja opterećenja sistema od plana.

Naravno, s obzirom da nema preciznih podataka za VE za 2010. godinu, ova vrsta analize se može uzeti samo kao ilustracija. Osim toga, ove dvije varijable (opterećenje i proizvodnja VE) su potpuno nezavisne varijable. To znači da njihova uzajamna veza nije snažna i može se razlikovati od jednog do drugog vremenskog horizonta. Kada se radi o ovoj vrsti analize, mora se imati na umu da su varijacije opterećenja i VE suprotnog smjera, što znači da se negativno odstupanje opterećenja i pozitivno odstupanje VE trebaju zbrojiti (i obrnuto) da bi se dobile ukupne varijacije za koje se pretpostavlja da će ih dispečer u praksi balansirati.

Ako stavimo odstupanja opterećenja i odstupanja VE od prognoze skupa u istu vremensku domenu, dobit ćemo rezultat kako je to prikazano na Slika 21. U ovom primjeru bi integracija VE blago povećala ukupna odstupanja. Naprimjer, maksimalno odstupanje opterećenja (opterećenje + VE) je iznosilo 379 MW, dok je maksimalno odstupanje opterećenja iznosilo 348 MW. Također, 50% vremena odstupanje ostvarenog opterećenja od prognoze se kreće u granicama od <-29 MW, 40 MW>, dok sa uključivanjem VE ukupna odstupanja od prognoze (opterećenje + VE) se kreću u granicama <-61 MW, 13 MW> (tako da je to učinak VE asimetričan). Detalji su prikazani na Slika 21.

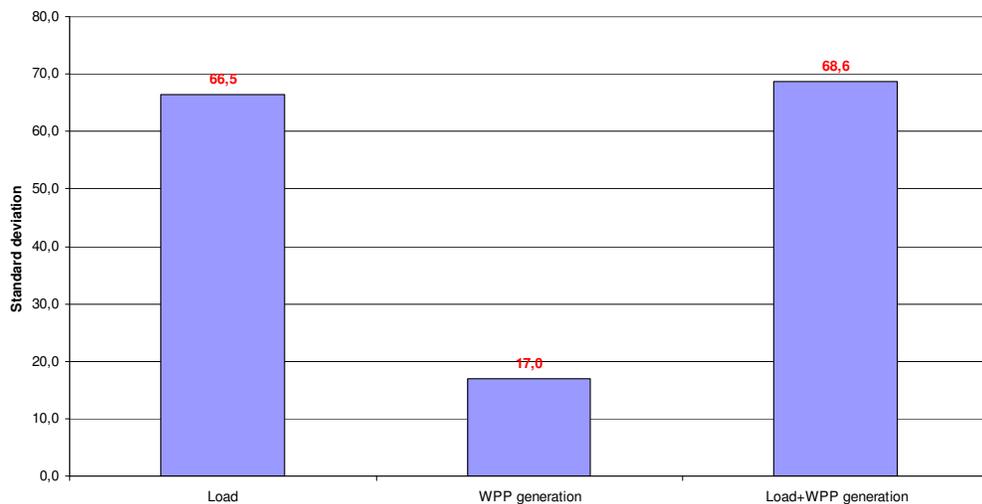
Slika 21. Satne devijacije ostvarenja od prognoze u sva tri promatrana slučaja



Ukupan uticaj VE se može lako prikazati vrijednošću standardne devijacije, kao što je to prikazano na Slika 22. Standardna devijacija je sasvim dobar indikator u ovom slučaju, s obzirom da je riječ o približno Gaussovoj (normalnoj) distribuciji u kojoj je 99% slučajeva unutar tri standardna devijacije.

Imajući na umu sve gore navedene pretpostavke korištene u našem ilustrativnom primjeru, jasno je da će VE imati negativan uticaj na cjelokupno odstupanje sistema od plana razmjena: standardna devijacija sa VE je jednaka 68,6, dok je standardna devijacija bez VE jednaka 66.5. Ova analiza se bazira na postojećoj praksi prognoziranja opterećenja.

Slika 22. Standardna devijacija od prognoze za sva tri slučaja



Na kraju, na osnovu svega gore navedenog, zaključci o prognoziranju, iskustvu u obezbjeđenju rezervi i potencijalnom učinku VE su sljedeći:

- ❑ Prognoziranje opterećenja BiH sistema je potrebno znatno poboljšati,
- ❑ Prognoziranje proizvodnje HE također treba poboljšati i poštivati koliko god je to moguće (uključujući i periode sa ekstremnim hidrološkim uvjetima), posebno dijela koji se odnosi na obezbjeđenje sekundarne regulacije,
- ❑ Prognoziranje proizvodnje TE se treba u potpunosti poštivati. Nije uobičajeno niti prihvatljivo da TE u znatnoj mjeri odstupaju od prognoze, kao što je to slučaj u BiH. Stoga bi to trebalo biti relativno lako unaprijediti,
- ❑ Veliko odstupanje ostvarenog opterećenja i proizvodnje od prognoze, kakvo danas postoji, pretpostavlja:
 - ❑ znatne pogonske probleme za cijelo kontrolno područje (Hrvatska, Slovenija i BiH),
 - ❑ znatne dodatne troškove balansiranja sistema,
 - ❑ znatnu barijeru u radu i dodatni trošak za integraciju VE,
 - ❑ dodatne troškove za krajnje kupce u BiH.

U skladu s tim, *snažno preporučujemo* da svi učesnici na tržištu u BiH, uključujući i balansno odgovorne strane, unaprijede i poštivaju svoje prognoze koliko kod je to razumno i moguće. U suprotnom, integracija VE u BiH sistem bi izazvala ozbiljne debalanse u sistemu uz znatne dodatne troškove.

5.1.3 Međunarodno iskustvo na temelju mrežnih pravila u regulaciji frekvencije

Zahtijevana sposobnost ograničavanja radne snage je propisana u Mrežnom kodeksu Njemačke sa dozvoljenom promjenom snage od 10% priključne snage u minuti. Međutim, prema ovom Mrežnom kodeksu, kada frekvencija prelazi vrijednost od 50.2 Hz, vjetrofarme moraju reducirati svoju radnu snagu sa gradijentom 40% od raspoložive snage vjetroturbina po Hz¹⁴. Danski kodeks nalaže promjenu snage u rasponu od 10% do 100% nazivne snage u minuti, dok Mrežni kodeks Irske propisuje promjenu snage od 1-30 MW u minuti. Ustvari, irskim Kodeksom se zahtijeva frekventni odziv koji će kontrolirati radnu snagu prema propisanoj krivulji odziva. Prema britanskom Kodeksu, vjetrofarme trebaju imati uređaj za regulaciju frekvencije koji može pružiti primarnu i sekundarnu regulaciju frekvencije.

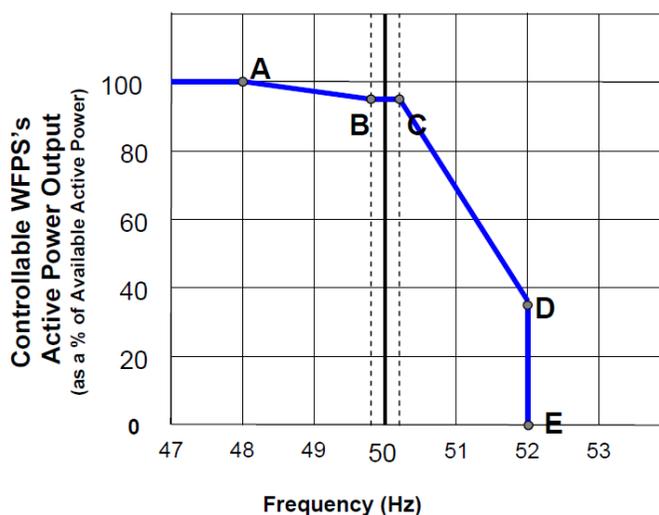
¹⁴ Naprimjer, za povećanje frekvencije sistema sa 50.2Hz na 50.3Hz vjetrofarma mora smanjiti svoj output (proizvodnju) za 4%.

Primjer krivulje frekventnog odziva snage iz irskog Mrežnog kodeksa za vjetrogeneratore dat je na Slika 23. Mrežni kodeks BiH zahtijeva istu krivulju frekventnog odziva za VE.

U ovom primjeru, u normalnom rasponu frekvencije sistema, VE su u pogonu sa izlaznom radnom snagom kako to pokazuje linija 'B' - 'C'. Ako sistemska frekvencija padne ispod tačke 'B', tada će sistem frekventnog odziva djelovati u smislu povećanja izlazne radne snage vjetrofarme, prema karakteristici frekvencija/radna snaga definiranoj linijom 'B'-'A'. Kada je sistemska frekvencija ispod normalnog opsega i vraća se prema granici nazivnog opsega, sistem frekventnog odziva vjetrofarme djeluje u smislu smanjenja izlazne radne snage prema karakteristici frekvencija/radna snaga definiranoj linijom 'A'-'B'. Opseg neosjetljivosti regulacije frekvencije se primjenjuje između sistemskih frekvencija koje odgovaraju tačkama 'B' i 'C', kada neće biti signala sa zahtjevom promjene izlaznih veličina radne snage vjetrofarme.

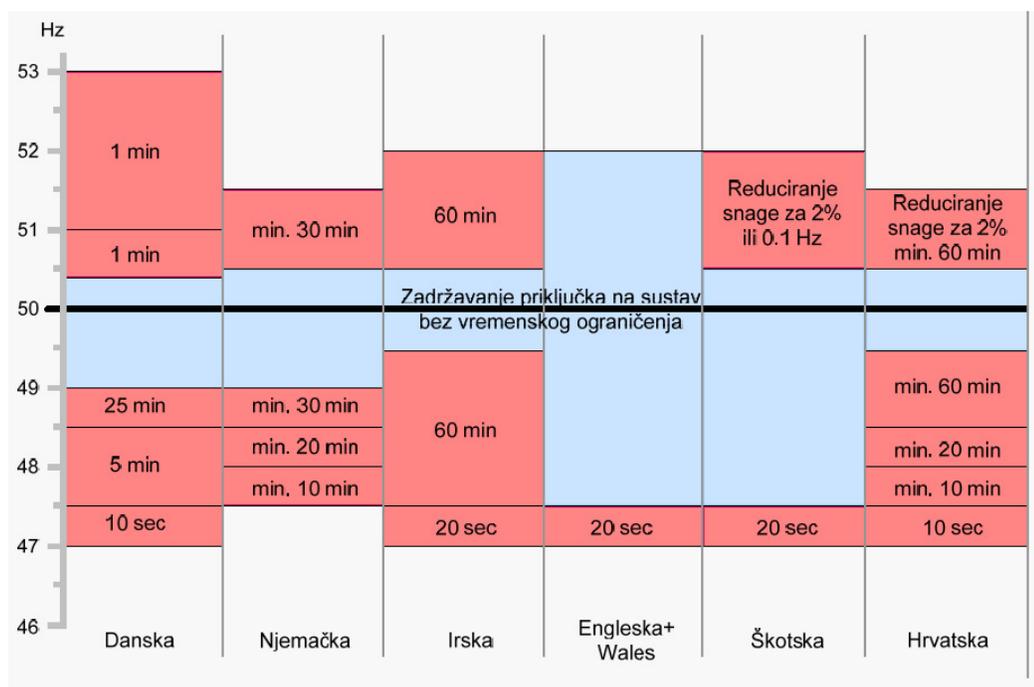
Kada se sistemska frekvencija podigne na nivo iznad tačke 'C', sistem frekventnog odziva djeluje u smislu smanjenja izlazne radne snage vjetrofarme prema karakteristici frekvencija/radna snaga definiranoj linijom 'C'-'D'-'E'. Kada je sistemska frekvencija veća ili jednaka 'D'-'E', tada nema izlazne radne snage vjetrofarme.

Slika 23. P/f krivulja



Zahtijevana tolerancija odstupanja frekvencije se uveliko razlikuje među mrežnim kodeksima raznih operatora prijenosnog sistema. Naprimjer, mrežni kodeksi Irske i Hrvatske zahtijevaju neprekidan pogon u opsegu od 49,5 Hz do 50,5 Hz. Donja granica ovog opsega je postavljena na 49 Hz u mrežnim kodeksima Njemačke i Danske. Zahtijevani opseg neprekidnog pogona u mrežnim kodeksima u Belgiji se kreće od 48,5 Hz do 51 Hz. Međutim, najširi (te stoga i najteži) frekventni opseg u neprekidnim pogonskim uvjetima, od 47,5 Hz do 52 Hz, nalazi se u Mrežnom kodeksu Velike Britanije, kao što je to prikazano na Slika 24.

**Slika 24. Ograničenja frekvencije elektroenergetskog sistema u raznim zemljama
(Izvor: Fakultet elektrotehnike, Split)**



Osim gore navedenih zahtjeva, mrežni kodeksi obično sadrže i zahtjeve koji se odnose na veća odstupanja frekvencije, ali za određeni vremenski period. Najekstremnija ograničenja za frekvenciju navedena u nekim mrežnim kodeksima su 47 Hz i 54 Hz. Opće pravilo je da u zemljama sa izoliranim elektroenergetskim sistemom ili sa slabim interkonekcijama (kao što je Irska), zahtijevani frekventni opseg je širi. Mrežnim kodeksom Irske se od vjetrofarmi zahtijeva da ostanu u pogonu najmanje 60 minuta u slučaju frekventnog opsega od 47,5 do 49,5 Hz ili od 50,5 do 52 Hz. VE će ostati u pogonu dodatnih 20 sekundi ako se frekvencija kreće u opsegu od 47 Hz do 47,5 Hz i u Irskoj i u Velikoj Britaniji, kao što je to prikazano na Slika 24.

Međutim, njemački prijenosni sistem sa vrlo snažnim interkonekcijama ne postavlja tako teške zahtjeve. Prema njemačkom Mrežnom kodeksu, obavezan je 30-minutni pogon vjetrofarmi u slučaju frekventnog opsega od 48,5 - 49 Hz ili 50,5 - 51,5 Hz. Osim toga, period od 20 minuta je obavezan u slučaju da se frekvencija kreće u rasponu od 48 Hz do 48,5 Hz, kao i dodatni period od 10 minuta u slučaju frekventnog opsega od 47,5 do 48 Hz. Slične granice su postavljene i u Hrvatskoj. U novousvojenim dopunama Mrežnog kodeksa BiH zahtjevi za frekvencijski odziv VE su definirani na sljedeći način: VE moraju imati sposobnost

- da neprekidno ostanu u pogonu sa normalnim izlaznim vrijednostima proizvodnje kada je frekvencija sistema od 49,5 Hz do 50,5 Hz;
- da ostanu priključene na mrežu prijenosa u trajanju od barem 60 minuta kada je frekvencija sistema od 47,5 do 52,0 Hz;

- ❑ da ostanu u pogonu na mreži prijenosa u trajanju od barem 20 sekundi za frekventni opseg od 47,0 do 47,5 Hz .

Jasno je da su ove odredbe jednake zahtjevima iz irskog Mrežnog kodeksa, kako je to opisano u gornjem tekstu.

5.2 Regulacija napona i upravljanje reaktivnom snagom

U ovom pododjeljku dajemo pregled tehnika regulisanja napona i upravljanja reaktivnom snagom u BiH, sa naglaskom na iskustva drugih zemalja, kao što je to navedeno u trećoj tački projektnog zadatka (ToR).

Vjetrofarme su često instalirane u predjelima udaljenim od ostatka mrežete stoga rezultujući tokovi reaktivne snage dugim i često radijalnim vodovima mogu dovesti do gubitaka snage i niskih napona. Osim toga, neke tehnologije vjetroturbina, posebno one starijeg dizajna, imaju vrlo ograničene mogućnosti u pogledu regulacije faktora snage. Stoga, sposobnost vjetrofarmi da reguliraju reaktivnu snagu predstavlja bitan zahtjev modernih mrežnih kodeksa. Drugim riječima, nedavno doneseni mrežni kodeksi u nekoliko zemalja zahtijevaju da vjetrofarme pružaju regulaciju reaktivne snage, često u odgovoru na varijacije u naponu elektroenergetskog sistema, kao što je to slučaj sa konvencionalnim elektranama. Navedeni zahtjevi za regulacijom reaktivne snage ovise o karakteristikama mreže s obzirom da uticaj injektiranja reaktivne snage u mrežu određenog naponskog nivoa ovisi o karakteristikama te mreže. U mrežnim kodeksima je propisano da operator sistema može definirati početnu vrijednost faktora napona, faktora snage i/ili reaktivnu snagu na tački priključka vjetrofarme.

Generatori, transformatori i drugi elementi induktivne prirode troše reaktivnu snagu koju preuzimaju iz sistema. Ako korisnik mreže koristi reaktivnu snagu iz sistema, tada se smanjuje kapacitet voda raspoloživ za protok radne snage. U poređenju sa radnom snagom, reaktivna snaga se ne može efikasno prenijeti na velike udaljenosti, te se stoga mora regulirati lokalno, u cilju: zadovoljenja zahtjeva u vezi sa sistemom zaštite, održavanja prijenosa radne snage i održavanja odgovarajućeg kvaliteta napona. Veće vrijednosti tokova reaktivne snage dovode do većeg nivoa gubitaka u mreži. Potrebno je smanjiti tok reaktivne snage u mreži da bi se reducirali gubici snage. Reguliranje reaktivne snage se može realizirati upotrebom: sinhronih generatora, , regulacijskih transformatora, statičkih VAR kompenzatora, prigušnica i kondenzatorskih baterija.

Generalno, **primarna regulacija napona** se ostvaruje preko automatskih regulatora napona sinhronih mašina, podešavanjima položaja preklopki transformatora i drugih uređaja za kompenzaciju reaktivne snage. Ove usluge se pružaju putem ugovora o regulaciji napona u kojima su utvrđene nadoknade za učešće u primarnoj regulaciji snage, kao i sankcije za nesudjelovanje u ugovorenoj regulaciji.

Koordiniran rad uređaja za regulaciju napona i reaktivne snage se postiže putem **sekundarne regulacije napona** koja se angažira na osnovu naloga NOS-a. U ugovorima za pružanje pomoćnih usluga utvrđene su nadoknade za učešće u sekundarnoj regulaciji napona.

Tercijarna regulacija napona predstavlja dugoročan proces optimizacije napona i reaktivne snage. Korištenjem softvera za proračun optimalnih tokova snaga uspoređuje se stvarni profil napona i reaktivne snage sa željenim profilom. Razlike se rješavaju korektivnim instrukcijama koje operator sistema izdaje odgovarajućim stranama uključenim u regulaciju.

Regulacija napona i reaktivne snage u elektroenergetskom sistemu BiH se vrši upotrebom sinhronih generatora i mrežnih transformatora sa automatskom regulacijom prijenosnog omjera. Unutar prijenosne mreže BiH nema priključenih paralelnih kondenzatora, prigušnica i ostalih kompenzacijskih uređaja. U elektroenergetskom sistemu BiH se obavlja samo primarna regulacija napona i reaktivne snage.

Sinhroni generatori priključeni su unutar elektroenergetskog sistema BiH na mreže sva tri naponska nivoa, što znači da mogu direktno uticati na naponske prilike na sva tri naponska nivoa. Hidroagregati HE Čapljina su konstruirani tako da mogu raditi u kompenzacijskom režimu rada i stoga bitno uticati na napone u mreži.

Vrlo često je moguća regulacija transformatora 400/x kV u beznaponskom stanju¹⁵ (izuzev transformatora 400/115 kV Banja Luka 6) sa koracima regulacije 1x5% (400/220 kV) ili 2x2,5% (400/110 kV), dok je regulacija transformatora 220/110 kV i 110/x kV automatska (pod naponom), s najmanjim koracima regulacije 12x1,25%.

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

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

Također, vrijednosti napona na tačkama priključka korisnika na prijenosnu mrežu mogu imati slijedeće kratkoročne varijacije:

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

Posebним odredbama ugovora sa korisnikom o priključku može se za pojedinu tačku priključka odobriti veće ili manje dozvoljeno odstupanje napona od nominalne vrijednosti na mjestu priključka. Veće dopušteno odstupanje napona od nominalne vrijednosti na mjestu priključka je dopušteno samo uz uvažavanje procedura koordinacije izolacije.

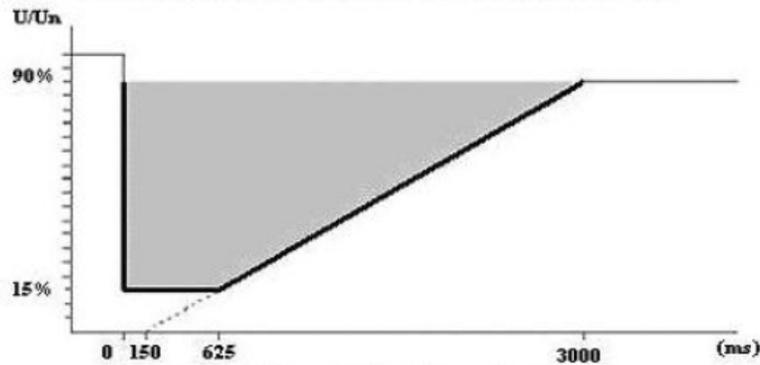
¹⁵ i.e. koriste se transformatori sa regulacijom napona bez opterećenja.

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

- održavanje napona u propisanim granicama
- automatsku regulaciju napona/reaktivne snage
- sposobnost proizvodnje reaktivne energije
- sposobnost prolaska kroz stanje kvara

VE u BiH mora ostati priključena na prijenosnu mrežu u slučaju propadanja napona na nekoj od faza ili eventualno na sve tri faze kada je mjerena veličina na blok transformatoru iznad boldirane crne linije na dijagramu na Slika 25.

Slika 25, Krivulja zahtijevanog napona VE



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

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

5.2.1 Sposobnost prolaska kroz stanje kvara

U scenariju visokog stepena korištenja energije vjetra istovremeni gubitak nekoliko hiljada MW snage proizvodnje VE postao je realan scenarij u mnogim energetske sistemima. Stoga, veliko povećanje instalisane snage VE zahtijeva da VE ostane u pogonu u slučaju određenih poremećaja u mreži. Zbog toga mnogobrojni zahtjevi

postavljeni u svim mrežnim kodeksima novijeg datuma obuhvataju odziv vjetrofarmi na propadanje napona u elektroenergetskom sistemu.

Sposobnost prolaska vjetroturbina kroz stanje kvara znači da ta postrojenja moraju izdržati propadanje napona do određenog postotka nominalnog napona i u određenom vremenskom trajanju bez isključenja. Ovaj zahtjev, poznat i kao sposobnost prolaza kroz stanje niskog napona, opisan je karakteristikom napon u odnosu na vrijeme, koja označava minimalnu potrebnu "otpornost" vjetroelektrane.

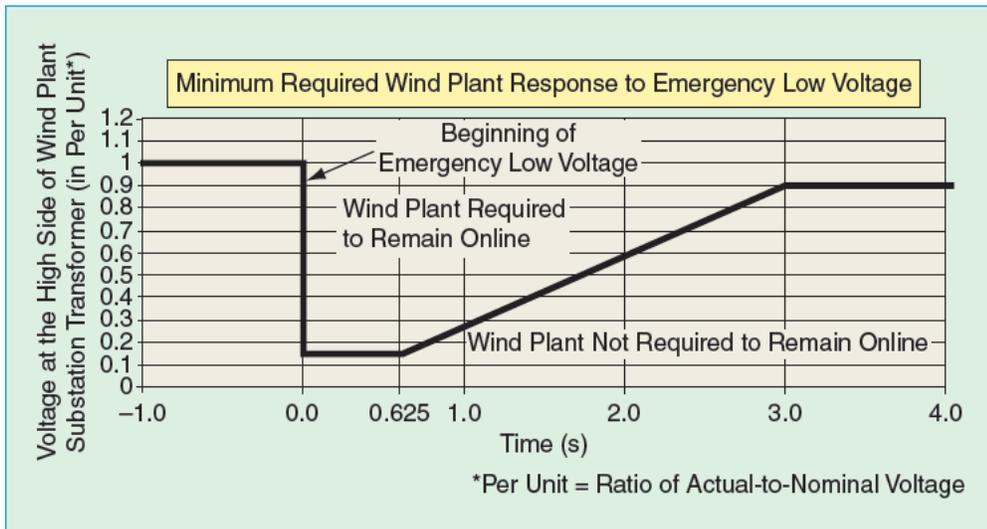
Zahtjevi zavise o specifičnim karakteristikama svakog elektroenergetskog sistema i o postavljenoj zaštiti, sa znatnim međusobnim odstupanjima. Naprimjer, u slučaju propadanja napona na priključnom čvoru do 92% nazivnog napona, prema belgijskom Mrežnom kodeksu potrebna je sposobnost vjetrofarmi da ostanu priključene na mrežu najmanje 1,5 sekundi. Međutim, za propade napona u rasponu od 50% do 92% vjetrofarme moraju ostati u pogonu 0,7 sekundi, a za propadanje napona ispod 50% od nazivnog napona (čak do 0%!) vjetrofarme moraju ostati u pogonu 0,2 sekunde. Slični zahtjevi su postavljeni i u mrežnim kodeksima Njemačke, Velike Britanije, Danske, Novog Zelanda i Švedske. Svim tim mrežnim kodeksima se zahtijeva sposobnost vjetrofarmi da ostanu priključene u toku propadanja napona čak do 0%¹⁶. Prema Mrežnom kodeksu Španije, vjetrofarme trebaju ostati priključene 0,5 sekundi ako su naponski propadi do 20% od nazivnog napona. Taj vremenski interval se linearno povećava na 1 sekundu sa propadanjima napona od 20% do 80% od nazivnog napona. Slična karakteristika napona u odnosu na vrijeme sadržana je i u Mrežnom kodeksu SAD-a i Irske.¹⁷

Ilustracija tipičnog zahtjeva prolaza kroz stanje niskog napona, sadržanog u raznim mrežnim kodeksima, nalazi se na Slika 26, s tim da napominjemo da postoje znatne varijacije u detaljima zahtjeva prolaska kroz stanje niskog napona postavljenog u mrežnim kodeksima raznih zemalja, kao što je to prikazano na Slika 27.

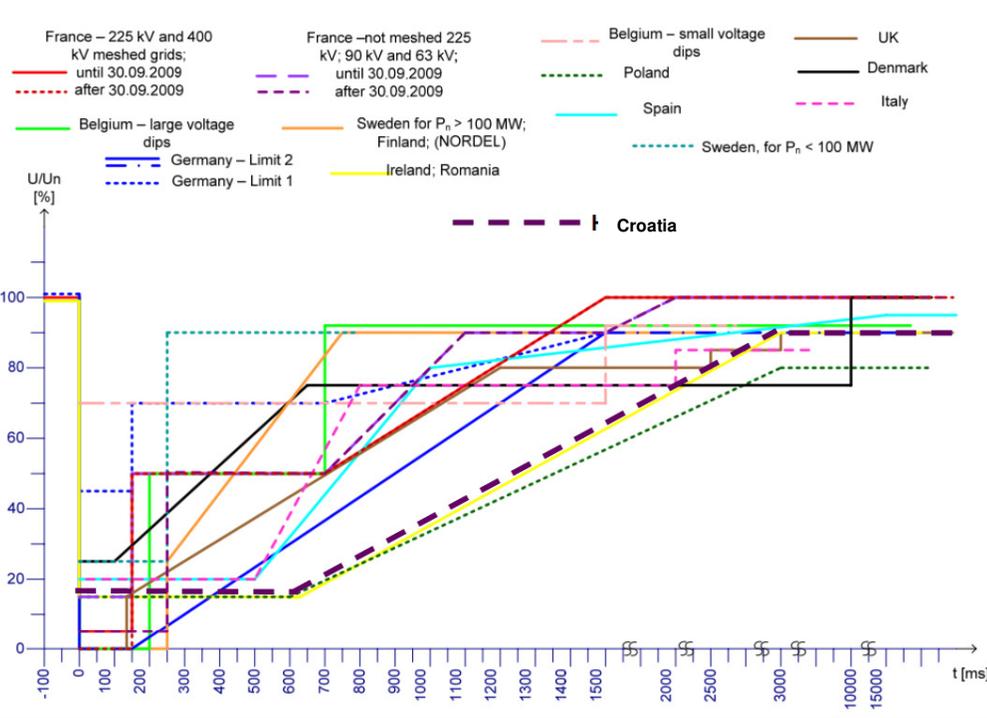
¹⁶ Mrežni kodeksi Njemačke, Danske i Velike Britanije zahtijevaju 0,15 sekundi, Mrežni kodeks Novog Zelanda 0,2 sekunde, a švedski Kodeks 0,25 sekunde.

¹⁷ 0,7 sekundi za naponske propade od 15% i linearno povećanje potrebne dužine pogona do 3 sekunde za naponske propade od 90%.

Slika 26. Tipičan zahtjev sposobnosti prolaska VE kroz stanje kvara



Slika 27. Zahtjev za prolaskom VE kroz stanje kvara u raznim zemljama



Izvor: FESB

Zahtjevi vezani za sposobnost prolaska VE kroz stanje niskog napona u Mrežnom kodeksu BiH, u dijelu o Tehničkim zahtjevima za priključak vjetroelektrana, slični su zahtjevima postavljenim u irskom i hrvatskom mrežnom kodeksu (Mrežni kodeks u BiH je obrađen u odjeljku 6.).

Međutim, potrebno je napomenuti da se ti zahtjevi odnose na tačku priključka na mrežu, generalno na VN nivou. Uzimajući u obzir tipične vrijednosti impedancije blok transformatora i priključnih vodova, relativno jednostavan proračun ukazuje na to da propadanje napona na 0% na visokonaponskom nivou odgovara propadanju napona od oko 15% na nivou nižeg napona na stezaljkama vjetroturbina.

Također je potrebno napomenuti da specifikacije mogu varirati sa nominalnim naponskim nivoom mreže i/ili sa snagom vjetrofarme. Naprimjer, zahtjev za vjetrofarme priključene na dansku mrežu na naponu ispod 100 kV nalaže da vjetrofarme izdrže manje propadanje napona nego vjetrofarme koje su priključene na više naponske nivoe, u smislu i veličine i trajanja propadanja napona. Slične razlike se mogu primijetiti i u propisu kojim je reguliran priključak vjetrofarmi ispod i iznad 100 MW na švedski prijenosni sistem.

Osim direktnih zahtjeva vezanih za prolaz kroz stanje kvara, nedavno usvojenim mrežnim kodeksima obično se zahtijeva mogućnost vjetrofarmi za brzi povrat radne i reaktivne snage na vrijednosti prije nastanka kvara, kada se napon sistema vrati na normalan pogonski nivo. Nekim mrežnim kodeksima se također zahtijeva veća proizvodnja reaktivne snage u vjetroturbinama u toku poremećaja (naduzbuđeni režim rada), kako bi se obezbijedila potrebna naponska podrška elektroenergetskom sistemu. Drugim riječima, nakon nastanka kvarova na mreži, vjetroturbine moraju injektirati jalovu snagu ovisno o trenutnom naponu i brzo se vratiti u normalan režim rada nakon što kvarovi na mreži budu otklonjeni sistemskom zaštitom.

Ovi zahtjevi su također tretirani na kvantitativno drugačiji način u raznim mrežnim kodeksima. Naprimjer, stope obnove radne snage, prema njemačkom i britanskom i/ili irskom mrežnom kodeksu, znatno se razlikuju, dok britanski kodeks zahtijeva trenutčan povrat (na 90% u 0,5 s nakon povrata napona), E.ON Netz zahtijeva povrat sa stopom od 20% od nominalne izlazne snage (sa dostizanjem 100% u 5 sekundi nakon povrata napona). Njemački kodeks postavlja lakši zahtjev zbog jake interkonekcije sa evropskim prijenosnim sistemom. S druge strane, potreba za brzom povratom radne snage na vrijednosti koje su postojale prije nastanka kvara bitnija je za stabilnost sistema u britanskom sistemu sa slabim interkonekcijama.

Kao što je to pomenuto u gornjem tekstu, zahtjevi za snabdijevanje reaktivnom strujom u toku propadanja napona također su uvršteni i u neke nedavno usvojene mrežne kodekse. Ovaj zahtjev znači da vjetrofarme trebaju podržavati mrežu proizvodnjom reaktivne snage u toku kvara na mreži, i podrška je potrebna i za brži povrat nazivnog napona u mreži. Naprimjer, prema njemačkom kodeksu, vjetrofarme trebaju mrežu naponski podržati injektiranjem dodatne reaktivne snage u toku propadanja napona, ali i sa većom apsorpcijom reaktivne snage u slučaju da su naponski nivoi mreže viši od nominalnih. Regulacija napona se mora desiti unutar 20 ms nakon prepoznavanja kvara obezbjeđenjem dodatne jalove snage na niskonaponskoj strani transformatora VE u iznosu od najmanje 2% od nazivne struje za svaki procenat propadanja napona. Izlazna reaktivna podrška od najmanje 100% nazivne struje mora biti moguća, ako je to potrebno. Ovo se odnosi na sve poremećaje u naponskim nivoima koji su veći od $\pm 10\%$ nominalnog napona.

Prema španskom Mrežnom kodeksu, vjetroelektrane trebaju zaustaviti preuzimanje reaktivne snage iz mreže unutar 100 ms nakon propadanja napona i biti u stanju

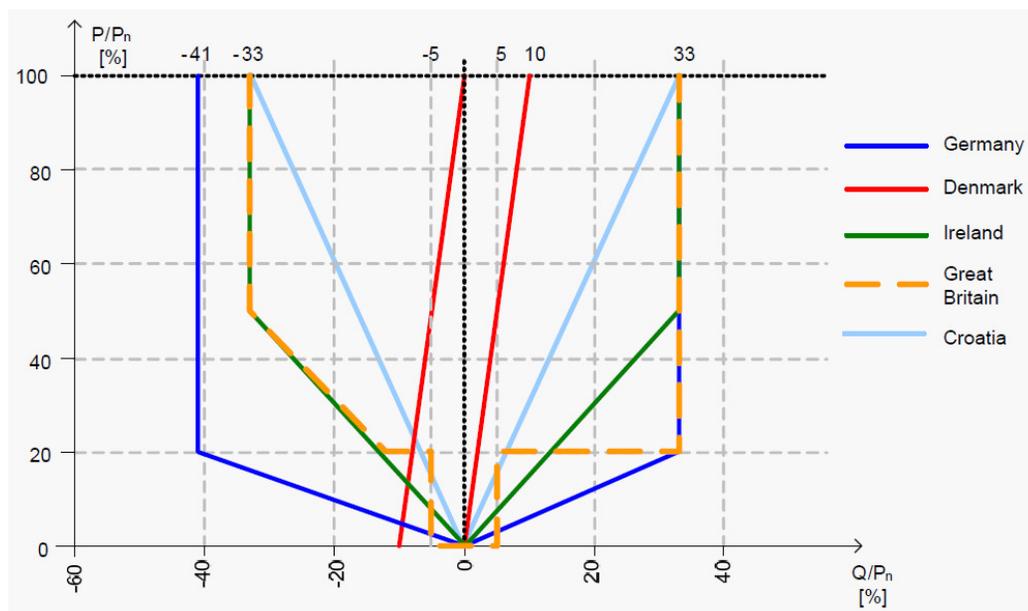
injektirati reaktivnu snagu unutar 150 ms. Injektiranja reaktivne snage su potrebna za sve naponske propade preko 15%. Potrebna reaktivna struja se mijenja linearno od 0 do 0,9 nazivne struje, dok se naponska propadanja mijenjaju od 15% do 50%. Međutim, prema španskom Kodeksu nije potrebna mogućnost apsorpcije dodatne reaktivne snage od strane vjetrofarmi u slučaju da su naponi viši od normalnih. Na kraju, i u britanskom i u irskom mrežnom kodeksu se navodi da vjetrofarme moraju proizvesti svoju maksimalnu reaktivnu snagu u toku propadanja napona prouzročenog kvarom na mreži.

5.2.2 Međunarodno iskustvo na temelju mrežnih pravila u regulaciji napona

Prema britanskom Kodeksu, vjetrofarme trebaju biti u stanju osigurati faktor snage u granicama od 0,95-poduzbudno do 0,95-naduzbudno na svim naponskim nivoima koja su $\pm 5\%$ oko nominalne vrijednosti. Prema njemačkom Mrežnom kodeksu, vjetrofarme trebaju funkcionirati u području induktivne ili kapacitivne reaktivne snage, ali samo u slučaju previsokih napona. Konkretnije, pri nominalnom naponu potreban je tek naduzbudni rad, to jeste, faktor snage u granicama od 1 do 0,925-naduzbudan. Međutim, sa vrijednošću 1 kao graničnom vrijednošću, faktor snage se mijenja linearno sa vrijednošću napona u tački priključka. U slučaju da je napon viši za oko 11% (123 kV umjesto 110 kV, 245 kV umjesto 220 kV i 420 kV umjesto 380 kV), ovo ograničenje faktora snage je 0,95-naduzbudno. Drugim riječima, u slučaju da je napon viši za 11% na tački priključka, vjetrofarma treba biti u stanju osigurati faktor snage u rasponu od 0,95-poduzbudno do 0,925-naduzbudno. U suprotnom slučaju, to jeste u slučaju pada napona za 9% na tački priključka, vjetrofarma mora biti u stanju pogona sa faktorom snage u rasponu od 0,95-naduzbudno do 0,925-naduzbudno.

Nekim mrežnim kodeksima također je propisana mogućnost varijacije reaktivne snage kao funkcije radne snage. Naprimjer, ako je proizvodnja radne snage u granicama od 50% do 100% nominalne snage, prema britanskom i irskom kodeksu VE mora biti sposobna da injektira ili da apsorbira reaktivnu snagu, to jeste, da radi u granicama faktora snage od 0,95 kapacitivno do 0,95 induktivno. Irskim kodeksom se usto zahtijeva faktor snage jednak 0,835 induktivno ili kapacitivno, na nivoima izlazne radne snage ispod 50% nazivne snage. Zahtijevane karakteristike odnosa reaktivne i radne snage prema nekoliko mrežnih kodeksa prikazane su na Slika 28.

Slika 28. Karakteristike odnosa reaktivne i radne snage u raznim zemljama



Izvor: FESB

Što se tiče granica napona, uobičajena granica kontinuiranog rada za napon je 95 do 105% nominalnog napona, iako u nekim slučajevima, kao naprimjer, u Danskoj, niža granica je postavljena na 90% nominalnog napona. U slučaju ozbiljnijih propadanja napona, dozvoljena je redukcija injektirane radne snage vjetrofarme. U BiH, za mrežu naponskog nivoa 400 kV, nivo nominalnog napona je postavljen na 95 do 105%, dok su granice za mrežu naponskog nivoa 220 kV i 110 kV 90-110% od nominalnog napona. Isto je i u drugim zemljama regiona.

5.3 Zahtjevi za podacima od VE i potrebe NOS-a

U ovom odjeljku ćemo se osvrnuti na tačku 4. projektnog zadatka (ToR), u kojoj se kaže: „Pregledati potrebe operatora sistema u smislu podataka o vjetroelektranama koji se dostavljaju u postupku priključenja na mrežu, s naglaskom na iskustvo više zemalja i odrediti potrebe NOS-a u tom pogledu“.

5.3.1 Zahtjevi za podacima

Uobičajeno je da mrežni kodeks u svakoj zemlji sadrži taksativno pobrojane podatke koje VE mora dostaviti operatoru sistema uz svoj zahtjev za priključak. Ti podaci su uglavnom tehničke prirode i potrebni su operatoru sistema kako bi mogao odrediti uticaj VE na elektroenergetski sistem. Potrebni podaci ovise o tome da li će se vjetrofarma priključiti direktno (to jeste, sinhrono) na prijenosnu mrežu ili će se priključiti preko *back-to-back* DC pretvarača (to jeste, asihrono). Koji su podaci potrebni također ovisi i o projektu generatora koji će se priključiti na mrežu (to jeste, da li se radi o asinhronom kaveznom generatoru ili dvostruko napajanom induktivnom generatoru kojeg pokreće vjetroturbina).

Za sinhrono priključenu VE, tehnički podaci će obuhvatati sljedeće elemente:

- Nazivna prividna snaga (MVA)
- Nazivna radna snaga (MW)
- Nazivni napon na stezaljkama
- Konstanta inercije, (MWs/MVA)
- Statorska reaktansa
- Magnetizirajuća reaktansa
- Otpor rotora
- Reaktansa rotora
- Opseg brzine vrtnje rotora generatora (minimalne i maksimalne brzine izražene u broju okretaja u minuti (RPM) za dvostruko napajane induktivne generatore)
- Prividna snaga pretvarača (za dvostruko napajane induktivne generatore) (MVA)
- Prosječna gustoća zraka na lokalitetu (kg/m^3), maksimalna gustoća zraka na lokalitetu (kg/m^3) i minimalna gustoća zraka na lokalitetu (kg/m^3) za godinu dana
- Broj pari polova
- Površina lopatica preko kojih prelazi vjetar (m^2)
- Parametri mijenjačke kutije (eng. gear box)
- Koeficijent snage rotora nasuprot krivuljama obodne brzine vrha lopaticе za razne uglove lopatica
- Proizvodnja električne energije u odnosu na brzinu vjetra tokom kompletnog spektra radnih brzina vjetra
- Detalji regulacije faktora napona/snage (i stabilizatora elektroenergetskog sistema, ako je ugrađen)
- Parametri sistema regulacije frekvencije
- Detalji o zaštitama, kao što su podfrekvencijska i nadfrekvencijska zaštita, podnaponska i prenaponska zaštita, nadstrujna zaštita rotora, nadstrujna zaštita statora, brzina vjetra na kojoj se vjetroturbina gasi
- Harmonički i parametri treperenja napona (flikeri)

Osim gore navedenog, operatori sistema posebno zahtijevaju i matematički model svake vrste vjetroagregata. Taj model treba biti u stanju predstavljati ponašanje vjetrofarme tokom prijelaznih i dinamičkih pojava pod uvjetima manjih i većih poremećaja. Model treba uključiti nelinearne efekte i predstavljati svu opremu koja je relevantna za dinamičku performansu vjetroagregata. Model također treba precizno predstaviti kompletnu performansu vjetroturbine u cjelokupnom spektru radnih brzina vjetra, uključujući i predstavljanje dodatnih regulacijskih sistema. Rezolucija modela treba biti dovoljna za precizno predstavljanje ponašanje agregata i u odzivu na zaštitu prijenosnog sistema i u kontekstu dugoročnijih mrežnih simulacija.

Model treba potvrditi investitor i njegova potvrda se treba bazirati na usporedbi dostavljenih rezultata simulacije modela sa stvarnim, mjenim rezultatima provedenih pokusa. Obično će biti potrebni i dokazi za potvrdu, među njima i simulacija i mjereni rezultati testa (uključujući i odgovarajuće testove kratkog spoja).

Osim gore navedenih tehničkih podataka za vjetrofarmu, biće potrebni i meteorološki i pogonski podaci o vjetrofarmi da bi se utvrdila performansa prognoziranja koja se može postići za određeni agregat. Podaci vjetrofarme su potrebni da bi se optimizirao odnos između meteoroloških varijabli i konkretne izlazne snage agregata i da bi se ispravile sve greške u modelu vremenske prognoze.

Uobičajeno je da operatori prijenosnog sistema zahtijevaju i informacije o raspoloživosti turbina. Raspoloživost turbina omogućava operatoru sistema da zna koje su turbine u vjetrofarmi na raspolaganju za pogon, a koje su ugašene radi održavanja ili iz nekog drugog razloga. Svako pogrešno informisanje o raspoloživosti turbina stvara konfuziju u procedurama koje se koriste za konstruiranje matematičkih modela između meteoroloških varijabli i proizvodnje električne energije.

Također su potrebne i informacije o prostornom rasporedu vjetroagregata. Male vjetroelektrane sa relativno homogenim karakteristikama se mogu kvalitetno predstaviti jednim meteorološkim tornjem ili ukupnom proizvodnjom svih turbina. Za velika postrojenja smještena na kompleksnom terenu će možda biti potrebno više meteoroloških tornjeva ili podaci na nivou turbina da bi se adekvatno predstavila prostorna varijabilnost u samoj vjetrofarmi. Neadekvatna prezentacija prostorne varijabilnosti u podacima o vjetrofarmi može dovesti do nižeg kvaliteta prognoziranja.

U Mrežnom kodeksu BiH nema specifičnih detaljnih zahtjeva za podacima, te se stoga pretpostavlja da svi podaci koje trebaju dostaviti investitori u vjetrofarme trebaju biti navedeni u sklopu procesa priključenja na mrežu. Na temelju svega navedenog u nastavku se predlaže lista podataka koje bi operator sistema trebao zahtijevati od VE u BiH.

Predlažemo da operator sistema zahtijeva sljedeće podatke (vrijednosti i grafikone) o vjetroelektrani, koji trebaju biti snimljeni u toku probnog pogona (ispitivanja prije puštanja u pogon) i dostavljeni NOS-u/eventualno operatoru distribucijskog sistema:

- Izlazna radne snaga VE;

- Izlazna reaktivna snaga VE;
- Napon niže naponske strane uzlaznog transformatora u čvorištu priključenja VE na prijenosni sistem;
- Napon više naponske strane uzlaznog transformatora u čvorištu priključenja VE na prijenosni sistem;
- Terminalni napon vjetroagregata.

Navedene veličine (krivulje) trebaju biti zabilježene za sljedeća karakteristična testna stanja VE:

- Vrijeme pokretanja i zaustavljanja VE;
- Odziv VE na iznenadne promjene napona;
- Odziv VE na promjene frekvencije sistema (testiranje sistema regulacije frekvencije);
- Odziv VE na uvjete visoke brzine vjetra i nagle promjene vjetra;
- Drugi relevantni detalji o kvalitetu električne energije koju isporučuje VE.

Osim pomenutih podataka, operator VE (osoba ili subjekt koji je odgovoran za pogon VE) je obavezan osigurati redovnu dostavu sljedećih podataka NOS-u i to u realnom vremenu:

- Raspoloživost pojedinačnih vjetroturbina,
- Izlazna snaga pojedinačnih turbina,
- Meteorološki podaci (brzina vjetra, smjer, temperatura, itd.) i prognoza proizvodnje iz VE u potrebnom kratkoročnom periodu od 3-48 sati. Vremenski period i dinamika prognoziranja će se naknadno odrediti. Do sada, nema zahtjeva u pogledu tačnosti prognoza, ali je i to potrebno jasno definirati,
- Potpun VE model za dinamičku simulaciju.

Konačno, sugeriramo uključivanje sljedećih zahtjeva vezanih za podatke o VE u BiH:

- Vrsta generatora,
- Impedancije generatora,
- Podešavanje limitera u regulatoru uzbude generatora,
- Konstanta inercije,
- Detalji o limiteru brzine,

- Promjena ugla lopatica rotora,
- Snaga i vrsta pretvarača,
- Detalji o blok transformatoru,
- Krivulja snage i brzine vjetra,
- Interni podaci o elektroenergetskoj mreži, uključujući i zaštitu,
- Maksimalna harmonička distorzija,
- Detalji o regulaciji VE i telekomunikacijskoj opremi,
- Karakteristike mjernih uređaja,
- Reaktansa statora,
- Magnetizirajuća reaktansa,
- Otpor rotora,
- Reaktansa rotora,
- Opseg brzine vrtnje rotora generatora (minimalne i maksimalne brzine izražene u broju okretaja u minuti (RPM) za dvostruko napajane induktivne generatore),
- Prosječna gustoća zraka na lokalitetu (kg/m^3), maksimalna gustoća zraka na lokalitetu (kg/m^3) i minimalna gustoća zraka na lokalitetu (kg/m^3) za godinu dana
- Broj pari polova
- Površina lopatica preko kojih prelazi vjetar (m^2)
- Parametri mijenjačke kutije
- Koeficijent snage rotora nasuprot krivuljama obodne brzine vrha lopaticice za razne uglove lopatica
- Proizvodnja električne energije u odnosu na brzinu vjetra tokom kompletnog spektra radnih brzina vjetra
- Detalji regulacije faktora napona/snage (i stabilizatora elektroenergetskog sistema, ako je ugrađen)
- Parametri sistema regulacije frekvencije
- Detalji o zaštitama, kao što su podfrekvencijska i nadfrekvencijska zaštita, podnaponska i prenaponska zaštita, nadstrujna zaštita rotora, nadstrujna zaštita statora, brzina vjetra na kojoj se vjetroturbina zatvara

□ Harmonički i parametri treperenja napona (flikeri)

Današnjom praksom izrade projekata već se pretpostavlja većina gore pomenutih podataka, s tim da u pozitivnom zakonodavnom okviru nema eksplicitno odredbi kojima bi se isti tražili, nego se samo dostavljaju u sklopu pojedinačnih zahtjeva za priključak i testiranja. Naravno, postoji cijeli niz standarda koji se odnose na vjetroturbine (EN 50160, IEC 615400, IEEE1547 itd.), ali to nije predmet ove studije, pa se neće detaljnije specificirati.

Na kraju, u ovom pododjeljku su nabrojane grupe traženih podataka. Očigledno je da postoji nekoliko faza u okviru kojih je potrebno razmijeniti podatke sa NOS-om. Uz uključivanje svega gore navedenog, vjerujemo da su dati podaci adekvatni za dalje povećanje udjela VE u elektroenergetskom sistemu BiH. Dostavljanje podataka o vjetru i proizvodnji VE je predviđeno na vrlo detaljan način (u testiranju, probnom pogonu i redovnom pogonu).

Kako je navedeno ranije, podaci o VE koji se svakako trebaju dostavljati operatoru sistema će, između ostalog, obuhvatiti izlaznu radnu snagu VE, izlaznu reaktivnu snagu VE, napon na niskonaponskoj strani ulaznog transformatora u čvorištu priključka VE na prijenosni sistem, napon na visokonaponskoj strani ulaznog transformatora u čvorištu priključka VE na prijenosni sistem, napon na priključcima vjetroagregata, raspoloživost pojedinačnih vjetroturbina, izlazna snaga pojedinačnih turbina, meteorološki podaci (brzina vjetra, smjer, temperatura, itd.) i prognoza proizvodnje iz VE u potrebnom kratkoročnom periodu od 3-48 sati. Vremenski period, dinamika i tačnost prognoziranja se treba naknadno, ali hitno odrediti.

5.3.2 Zahtjevi NOS-a – priključak i pogon

Važno je napomenuti da su zahtjevi vezani za kvalitet električne energije, doprinos nivou struja kratkih spojeva i zaštitama obično definirani u Mrežnim pravilima distribucije, to jeste, ti zahtjevi se odnose na relativno mala vjetroenergetska postrojenja koja su priključena na distributivne mreže. Ti zahtjevi mogu biti nešto manje relevantni za velike vjetrofarme priključene na prijenosni sistem. Za vjetrofarme priključene na mrežu, glavni naglasak se stavlja na zahtjeve koji se odnose na reguliranje radne i reaktivne snage, reguliranje napona i ponašanje vjetrofarme u toku poremećaja u mreži.

Također je važno napomenuti da su zahtjevi sadržani u Mrežnom kodeksu u pogledu naponske podrške obično specificirani za mjesto priključka vjetrofarme na elektroenergetsku mrežu. To znači da se zahtjevi postavljaju na nivou vjetrofarme i da se pojedine vjetroturbine moraju prilagoditi kako bi ispunile te zahtjeve. S druge strane, proizvođači vjetroturbina obično navode performanse svojih vjetroturbina, a ne kompletne vjetrofarme. Također je moguće da se neki zahtjevi ispunjavaju kroz obezbjeđenje dodatne opreme odvojene od turbina. Ovo je posebno slučaj kada je potrebno osigurati zahtijevani nivo regulacije reaktivne snage, što se može postići korištenjem statičkih VAR kompenzatora.

U okviru ovog istog okvirnog ugovora EBRD-a za „Liniju direktnog finansiranja projekata održive energije u zemljama Zapadnog Balkana: Izgradnja institucionalnih kapaciteta“, sudjelovali smo u zadatku pod nazivom „Pregled procedure za

ostvarivanje pristupa mreži za obnovljive izvore energije i troškove priključka u BiH“ i izvještaj je objavljen u oktobru 2010. Prilikom izrade izvještaja smo kontaktirali regulatorne komisije, operatore i nadležna ministarstva u BiH te analizirali procedure i troškove priključenja postrojenja za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije (uključujući i vjetar) na prijenosnu i distribucijsku mrežu u BiH. Drugi izvještaj je objavljen u martu 2011. godine iz okvira zadatka pod nazivom „Pomoć FERK-u u izradi Pravilnika za priključak u FBiH“. Na osnovu ova dva zadatka, te na osnovu naknadnih pregleda zakonodavnog okvira za VE u BiH i našeg pregleda revidiranog Mrežnog kodeksa, nudimo sljedeće preporuke za unapređenje integracije obnovljivih izvora, pa i VE u EES BiH:

- ❑ U novom Mrežnom kodeksu ne navodi se koje podatke VE mora dostaviti kako bi NOS mogao upravljati pogonom sistema na siguran način. Preporučujemo da zahtjevi za dostavom tih podataka budu uključeni u budući nacrt Mrežnog kodeksa, u skladu sa ranije rečenim, odnosno u skladu s Odjeljkom 6. u daljem tekstu.
- ❑ Zahtjevi na VE za snabdijevanjem reaktivnom snagom u toku propadanja napona trebaju se detaljnije regulirati u novoj verziji Mrežnog kodeksa. Ovaj zahtjev znači da vjetrofarme trebaju podržavati mrežu proizvodnjom reaktivne snage u toku kvara na mreži, kako bi podržale i omogućile brži povrat mrežnog napona. Detalji o ovoj vrsti naponske podrške od strane VE trebaju biti sastavni dio Mrežnog kodeksa.
- ❑ U novim verzijama Mrežnog kodeksa preporučuje se da se od investitora u VE zahtijeva da imenuje nadležnog operatora VE kojeg će u svako doba i u roku od 15 minuta bez nepotrebnih odlaganja moći kontaktirati NOS u vezi sa operativnim pitanjima. Nakon što NOS uputi zahtjev, nadležni operator VE će morati stići na mjesto priključka VE bez nepotrebnog kašnjenja, i u svakom slučaju u roku od sat vremena, i biće u stanju preduzimati sve potrebne odgovarajuće mjere. Nadležni operator VE mora biti dostupan 24 sata dnevno, 365 dana godišnje.
- ❑ Zbog kompleksne organizacije elektroenergetskog sektora u BiH, sugeriramo da se jasnije objasni razlika između priključaka na prijenosnu mrežu i priključaka na distribucijsku mrežu. Na primjer, u DERK-ovom Pravilniku o priključku ne navodi se vrijednost dozvoljene minimalne instalirane snage elektrane priključene na prijenosnu mrežu (obično su te vrijednosti 5 MW ili 10 MW). S druge strane, pravilima o priključku na distribucijsku mrežu se pretpostavlja da će svi projekti preko 5 MW biti priključeni na prijenosnu mrežu. Stoga, procedura nije jasna u slučaju da Elektroprenos utvrdi da je prihvatljivije u tehničkom i ekonomskom smislu da se OIE projekat priključi na distribucijsku mrežu. Mi predlažemo da se umjesto ove administrativne granice uvede princip po kojem se uradi tehno-ekonomska analiza priključka za svaki zahtjev pojedinačno i time utvrdi najbolja i najjeftinija varijanta priključka, bez obzira na veličinu projekta i naponsku razinu

- ❑ Procedure priključenja i rokovi su za sada isti bez obzira na instaliranu snagu novog postrojenja za proizvodnju ili na povećanje instalirane snage postojećeg korisnika mreže (ovo je posebno važno pitanje za priključke na prijenosnu mrežu koje može imati široki dijapazon vrsta i kapaciteta OIE). Sugeriramo stoga da se ubrza ili pojednostavi postupak priključenja malog OIE projekta tako što će se utvrditi rokovi za izdavanje odobrenja za priključak ili pojednostaviti elaborat i procedure provjera tehničkih uvjeta.
- ❑ Sugeriramo da postojeće odredbe o shemama priključka na mrežu budu dopunjene detaljima o razdvajanju vlasništva; o nadležnostima za regulaciju, održavanje i uklapanje; zahtjevi vezani za sistem zaštite; i opremi mjernih mjesta (ovisno o naponskom nivou priključka i instaliranoj snazi proizvodnje).
- ❑ Proces u kojem investitor OIE projekta pribavlja dozvolu za priključak na mrežu predstavlja jednu komponentu vrlo dugog procesa koji podrazumijeva i obavezu na strani investitora da pribavi niz dozvola od raznih institucija i da s njima sklopi ugovor. Stoga bi bilo korisno izraditi vodič za investitore u projekte OIE (ili čak uspostaviti službu u postojećim institucijama po principu „one-stop-shop“) u kojem će se jasno objasniti sve saglasnosti i dozvole, uključujući i sve obrasce zahtjeva (kao što su priloženi uz Pravilnik o priključenju malih elektrana na distributivnu mrežu u Republici Srpskoj). Osim toga, bilo bi izuzetno korisno da proces pribavljanja saglasnosti i dozvola bude što je razumno moguće više pojednostavljen i efikasan.
- ❑ Pravilnikom o priključenju uspostavljena je procedura priključenja na mrežu u kojoj NOS treba utvrditi uvjete i dati tehničko rješenje korisniku koji će se priključiti na prijenosnu mrežu. Da bi se postigla veća efikasnost i transparentnost, sugeriramo da uvjeti priključenja i drugi uvjeti (vremenski period izrade, rokovi svakog koraka, rezultati revizije, postupci rješavanja sporova i usvajanja, itd.) budu javno dostupni.
- ❑ Da bi se ubrzao postupak priključenja na prijenosnu mrežu, preporučujemo uvođenje rokova za svaki korak u postupku odobrenja priključenja (to jeste, rokove za dostavu ulaznih podataka, za dodatne zahtjeve od strane NOS-a ili dodatna pojašnjenja, za pripremu elaborata, usvajanje, izdavanje saglasnosti o priključku, itd.) kao što je to urađeno u Općim uvjetima za distributivne mreže.
- ❑ Pogodnosti dane proizvođačima iz OIE u pogledu priključenja i dispečiranja trebaju biti usklađene na svim nivoim napona mreže i u cijeloj BiH; to podrazumijeva da NOS, Elektroprenos ili DERK trebaju uključiti prednost u pristupu mreži i prilikom priključenja u pravilnike za proizvođače energije iz OIE. Također, trebalo bi izbjeći ili barem pojednostavniti dualizam nadležnosti između NOS-a i Elektroprenosa.
- ❑ Postoji realna mogućnost da će se nekoliko različitih investitora u projekte OIE htjeti priključiti na istom dijelu prijenosne mreže.

Sukcesivna priključenja OIE će vjerovatno postati sve skuplja kako bude rasla potreba za jačanjem mreže „više po dubini“. Stoga, trenutno je prednost biti prvi investitor. Zato bi bilo korisno imati jasno definirana pravila za osnovu raspodjele troškova priključenja u slučaju da više od jednog investitora bude zainteresirano za razvoj i priključak projekata OIE na istom dijelu mreže, odnosno priključnom čvorištu.

- ❑ Moguće je da će biti puno više zahtjeva za priključenjem projekata OIE nego što je sistem u mogućnosti da ih integrira (prvenstveno VE), posebno u područjima sa znatnim potencijalom OIE. Prethodna elektroenergetska saglasnost za priključenje na mrežu izdana za jedan projekat može ograničiti razvoj drugih projekata OIE u susjednim područjima. Prema Općim uvjetima, prethodna elektroenergetska saglasnost važi godinu dana i može se produžiti za još jednu godinu, ako je to potrebno. Da bi se izbjegla eventualna diskriminacija i zloupotreba izdanih saglasnosti za priključenje na mrežu, sugeriramo da se utvrde kriteriji produženja prethodnih elektroenergetskih saglasnosti za priključenje na mrežu i da se odredi rok važenja prethodne saglasnosti. Također sugeriramo da se utvrdi da li je rok važenja (prethodne) elektroenergetske saglasnosti za priključenje na mrežu od godinu dana dovoljan za sve radove koje je potrebno obaviti u tom periodu.
- ❑ Postoje mnogo pitanja zbog nejasnoća oko vlasništvom nad zemljištem u BiH koja općenito ometaju razvoj OIE, ali i utiču na priključenje projekata OIE. Potrebno je provesti analizu i vidjeti postoji li mogućnost pružanja pomoći investitorima u projekte OIE u rješavanju pitanja povezanih za imovinsko-pravnim odnosima nad zemljištem koja utiču na njihove projekte. Također bi se moglo razmotriti i preispitivanje zakonskih propisa o obaveznom otkupu zemljišta.
- ❑ Nadležnosti raznih organa u FBiH (kantoni, općine, Federacija) se preklapaju zbog nedosljednosti u zakonima i propisima (npr., definicija snage projekta OIE za koju je potrebno posebno odobrenje nije konsistentna sa drugim propisima). Stoga bi bilo potrebno pregledati i revidirati postojeći zakonodavni okvir s obzirom da utiče na razvoj VE, kako bi se osiguralo da je kompletno zakonodavstvo konsistentno.

Osim revidiranja postojećih postupaka za priključenje na mrežu, snažno preporučujemo i sljedeće:

- ❑ Usavršavanje postojećeg mehanizma pomoćnih usluga u BiH kako se jasno definirale obaveze i prava pružatelja pomoćnih usluga i da bi se osigurala integracija dodatnih hidroagregata u postojeću sekundarnu regulaciju.
- ❑ Zahtjev da svaka nova elektrana bude projektirana i izgrađena sa mogućnošću promjene snage, koju zahtijeva NOS – ovo se mora uraditi u fazi projektovanja.

- ❑ Kako se bude povećavala razina integracije VE u BiH, tako će biti potrebna dodatna rezervna snaga, posebno u slučajevima vršnog opterećenja elektroenergetskog sistema kako bi se pokrili oni periodi u kojima vjetar ne puše. Također može postojati i zahtjev za ponovno optimiziranje proizvodnje iz akumulacijskih hidroelektrana da bi se obezbijedila dodatna rezervna snaga.
- ❑ Studija o stvarnim mogućnostima buduće raspodjele sistemskih rezervi (kapaciteta pomoćnih usluga) u regiji Jugoistočne Evrope.

5.3.3 Međunarodna iskustva u integraciji VE

Interkonekcija – Danska

Interkonekcije sa susjednim elektroenergetskim sistemima predstavljaju važan faktor u integraciji VE. Naprimjer, za Dansku je raspoloživost hidroenergije u Norveškoj i Švedskoj preko instosmjernih interkonekcija idealna i često se koristi za balansiranje izlazne snage VE u zapadnoj Danskoj, dok klasična izmjenična interkonekcija sa njemačkim uglavnom termoenergetskim sistemom na jugu doprinosi stabilnosti frekvencije. Međutim, predložena izgradnja vjetroelektrana na morskoj pučini (tzv. offshore) snage 20 GW koje bi bile priključene na njemački elektroenergetski sistem u blizini danske mreže uticat će na mogućnost nordijskih zemalja da balansiraju proizvodnju električne energije iz VE između sebe i Njemačke.

Korelacija između uvjeta vjetra u Danskoj i Njemačkoj otežava ovim dvjema zemljama da se oslanjaju jedna na drugu u balansiranju vlastite proizvodnje električne energije iz VE. U slučaju BiH, postoje ogromni interkonektivni kapaciteti, kao što je to prikazano na Slika 13. Većina tih interkonekcija je sa hrvatskim elektroenergetskim sistemom. Ali, susjedni sistemi BiH imaju sličan udio energenata u proizvodnji električne energije, sličnu veličinu i sličnu pogonsku praksu, tako da najvjerovatnije BiH neće imati znatnu podršku u integraciji VE od susjednih sistema. Barem ne sve dok se ne uspostave odgovarajuća regionalna tržišta.

Planiranje – Irska

Za razliku od Danske, irski elektroenergetski sistem trenutno ima minimalni nivo interkonekcija, iako postoje planovi da se sagrađe dvije konekcije visokonaponskim istosmjernim podmorskim kablovima između Irske i Velike Britanije do kraja 2012. Irska vlada je postavila cilj da do 2020. godine 40% električne energije bude proizvedeno iz obnovljivih izvora energije i trenutno je preko 1,400 MW proizvodnje vjetroelektrana priključeno na irski sistem. Preko 430 MW te proizvodnje ima neki oblik direktnog upravljanja iz Nacionalnog upravljačkog centra da bi se u slučaju potrebe smanjila izlazna snaga vjetroelektrana. U toku 2008. godine je iz sigurnosnih razloga dispečiranje vjetroelektrana bilo smanjeno tri puta.

Kako se veći broj vjetrofarmi upravo konektuje na irski sistem, očekuje se da će rad elektroenergetskog sistema postati još kompliciraniji. Upravljanje tom kompleksnošću će zahtijevati bolje razumijevanje karakteristika elektroenergetskog sistema, kao i proširenje upotrebe postojeće infrastrukture (naprimjer, korištenje određivanja sposobnosti prijenosa električne energije u stvarnom vremenu).

Da bi irski elektroenergetski sistem bio siguran, efikasan i bezbjedan sa 40% udjela energije iz obnovljivih izvora, biće potrebno razviti odgovarajući portfolio regulacije proizvodnje i potražnje da bi se upravljalo prekidima te stoga obezbijedio pogon u skladu sa prihvatljivim standardima. Ovo je vrlo bitno u sistemu poput onog na irskom otoku koji se ne može oslanjati na znatne dotoke energije iz sudjednih sistema.

Da bi bolje razumio ponašanje elektroenergetskog sistema uz velike količine proizvodnje energije iz obnovljivih izvora, irski operator sistema je naručio seriju studija, poznatih pod nazivom *Facilitation of Renewable* (olakšavanje prihvata energije iz obnovljivih izvora) kojim će se:

- ❑ Identificirati sva relevantna tehnička pitanja;
- ❑ Izraditi mjere ublažavanja negativnog utjecaja; i
- ❑ Obezbijediti sveobuhvatna strategija za rad elektroenergetskog sistema sa velikim količinama energije proizvedene iz obnovljivih izvora.

Iako BiH sistem ima daleko veće mogućnosti interkonekcije u odnosu na irski sistem, također je važno pratiti irsko iskustvo u planiranju integracije VE, kako bi se BiH zaštitila od eventualnih problema.

Obezbjedenje rezerve - Španija

Do kraja 2010. godine ukupna instalisana snaga elektrana u Španiji je iznosila preko 97,000 MW. Taj iznos uključuje blizu 20,000 MW vjetroelektrana, i preko 4,000 MW solarnih elektrana. Varijabilnost vjetra i nesigurnosti u prognozama predstavljaju jedan od glavnih izazova za integraciju VE u sistem sa slabom interkonekcijom. Niti jedan debalans u snazi (proizvodnja minus opterećenje) ne smije prelaziti 1,300 MW i mora se ispraviti u roku od deset minuta, ili, u suprotnom, španska interkonekcija sa Francuskom može biti preopterećena ili čak isključena, čime bi sistem Iberijskog poluotoka bio izoliran od ostatka Evrope.

Najveći uticaj VE na španski sistem primijećen je u zahtjevima za rotirajuće rezerve (uključujući i tercijarne rezerve). Rezerve su na raspolaganju od priključenih termoelektrana, protočnih hidroelektrana i pumpno-akumulacijskih elektrana. Rotirajuće rezerve kontinuirano procjenjuje operator sistema kako bi osigurao odgovarajuće količine rezervi (prema gore i prema dolje) kako bi se brzo i efikasno uspostavio balans sistema, a pritom minimizirali pripadajući operativni troškovi. Ako se utvrdi da je rezerva nedovoljna za pokriće očekivanih nesigurnosti, tada se uključuju ili isključuju grupe termoelektrana putem tržišno zasnovanog mehanizma koji se zove „upravljanje tehničkim ograničenjima“.

Rotirajuće rezerve se kvantificiraju koristeći mogućnost operatora sistema da vrši probabilističko predviđanje vjetra za svaki sat narednog dana. Posebno, prognostički alat kojeg koristi operator sistema daje satnu vrijednost proizvodnje iz energije vjetra uz 85% interval pouzdanosti. Ovim pristupom se štede rezerve i smanjuju se troškovi u one dane sa stabilnim uvjetima vjetra, dok sam metod povećava količinu raspoloživih rezervi za moguće greške u prognozi vjetra u one dane kada je

proizvodnja vjetroelektrana manje predvidiva. U prosjeku, 630 MW dodatnih rezervi se mora nabaviti da bi se izvršila kompenzacija pogrešaka u predviđanju proizvodnje iz vjetroelektrana koje su predviđene za jedan dan unaprijed (D-1).

Pristup prethodne dodjele rotirajućih rezervi u D-1, uzimajući u obzir uticaj prognoze proizvodnje iz vjetroelektrana na cjelokupan sistem, dizajniran je kako bi dovoljno rezervi bilo na raspolaganju po razumnim troškovima. Međutim, za oko 15% vremena rezerve koje su tako raspoređene su premale za ispravljanje stvarnih grešaka u prognozi proizvodnje VE, te su potrebni novi vozni redovi više termoelektrana u toku trajanja vršnog opterećenja ili isključenje elektrana u vrijeme izvan vršnog opterećenja u stvarnom vremenu kao posljedica pogrešaka u prognozi proizvodnje iz vjetroelektrana. Termoelektranama je potrebna minimalna prethodna najava prije nego što mogu u mrežu injektirati punu snagu, tj. oko dva ili tri sata da bi prešle na plinsku turbinu u slučaju elektrana kombiniranog ciklusa, do čak 20 sati u slučaju elektrana s pogonom na uglj. Stoga, ako se pogreške u prognozi proizvodnje iz vjetroelektrana ne isprave šest sati unaprijed, prije stvarnog vremena, na osnovu ažuriranih predviđanja, termoelektrane se možda neće moći priključiti dovoljno brzo da bi aktivirale odgovarajuće rezerve. Ako pogreške u prognoziranju proizvodnje iz vjetroelektrana ostanu i ako potroše sve raspoložive rezerve, tada se operator sistema mora pozvati na odredbu ugovora o isključenju potrošača, što je zaista krajnja, neželjena mjera.

Teške situacije su također moguće i u vremenu minimalnog opterećenja, kada su obično niže rezerve za smanjenje angažmana (eng. downward reserve). Možda je u tom slučaju potrebno zatvaranje elektrana kombiniranog ciklusa u stvarnom vremenu. Ukoliko se pogreške u prognozi proizvodnje iz vjetroelektrana ostanu u okviru dva sata, situacija se ne može ispraviti gašenjem proizvodnje termoelektrana zbog duljeg vremena koje je minimalno potrebno termoelektrani da smanji proizvodnju i isključi se na stabilan i siguran način.

BiH ima potencijalno velike systemske rezerve u instalisanim snagama elektrana. Odnos između instaliranih snaga elektrana (3834 MW) i vršnog opterećenja sistema (~2100 MW) se kreće oko 183% vršnog opterećenja, što je među najvišim vrijednostima u Evropi (u Španiji se kreće oko 209%).

5.4 Sažet prikaz tehničkih zahtjeva za integraciju VE u BiH

Zaključno, ovdje se može ponoviti da je nakon nekoliko mjeseci pripreme i konsultacija, DERK u maju 2011. godine usvojio nove tehničke zahtjeve za VE u BiH, koje su unesene u Mrežni kodeks BiH, u kojem je dodano poglavlje pod nazivom „Tehnički zahtjevi za priključak vjetroelektrana na mrežu“. (Vidjeti odjeljak 6. u daljem tekstu).

U tom poglavlju su pobrojani tehnički zahtjevi za priključak i pogon VE na prijenosnu mrežu kako slijedi:

- Zahtjevi koji se odnose na regulaciju frekvencije i upravljanje radnom snagom

- Zahtjevi koji se odnose na regulaciju napona i kompenzaciju reaktivne snage
- Zahtjevi koji se odnose na podatke o VE u postupku prijave za priključenje na mrežu i podatke tokom pogona.

Detalji o tehničkim zahtjevima za proizvodna postrojenja i posebno za VE u BiH su predstavljeni ranije u ovom odjeljku, kao i iskustvo zemalja u interkonekciji, planiranju i obezbjeđenju rezervi. Na kraju predložena su određena pripadna unaprijeđenja.

6 Zahtjevi iz Mrežnog kodeksa

Premda je već u ranijem dijelu studije bilo govora o zahtjevima iz Mrežnog kodeksa, cilj ovog odjeljka je dati cjelovitiji pregled Mrežnog kodeksa, pravila i postupaka odobrenja priključka na mrežu VE u BiH. Poseban naglasak stavljamo na tretman intermitirajuće proizvodnje VE, u skladu sa petom tačkom projektnog zadatka (ToR). U nekim tačkama ponavljamo oblasti koje su već razmotrene u odjeljku 5.

Kako je već rečeno, NOS je pripremio, a DERK u maju 2011. godine i usvojio dopunu Mrežnog kodeksa, sa nekoliko specifičnih zahtjeva koji se odnose na sljedeće:

- ❑ Zahtjevi koji se odnose na regulaciju frekvencije i upravljanje radnom snagom;
- ❑ Zahtjevi koji se odnose na regulaciju napona i kompenzaciju reaktivne snage
- ❑ Zahtjevi koji se odnose na podatke o VE u postupku prijave za priključenje na mrežu i podatke tokom pogona.

U ovom odjeljku ćemo dati pregled zahtjeva za priključak vjetroelektrana na mrežu u BiH, uvažavajući međunarodna iskustva. Ovaj pregled se fokusira na pravila i postupke davanja saglasnosti za priključak na mrežu koji se odnose na vjetrofarme, sa posebnim naglaskom na tretman intermitirajuće proizvodnje na tržištu električne energije. Također, uzimamo u obzir i tehnička ograničenja i zahtjeve za priključenje i pogon velikih komercijalnih VE na prijenosnu mrežu.

6.1 Mrežni kodeks u BiH

Prema odredbama Mrežnog kodeksa BiH, granice frekvencije elektroenergetskog sistema trebaju se održavati kako slijedi:

- ❑ Nominalna frekvencija u elektroenergetskom sistemu je 50,00 Hz.
- ❑ U normalnim pogonskim uvjetima frekvencija se mora održavati u granicama od 49.95 Hz do 50.05 Hz.
- ❑ U poremećenim uvjetima elektroenergetskog sistema frekvencija se može smanjiti na najviše 47,5 Hz i povećati na maksimalno 51,5 Hz.

Svaka proizvodna jedinica mora biti sposobna za kontinuiranu isporuku nominalne snage pri frekvenciji elektroenergetskog sistema u opsegu od 49,5 Hz do 50,5 Hz, u skladu sa pravilima ENTSO-E. Ako frekvencija padne ispod 49,5 Hz (i dalje na 47,5 Hz) proizvodne jedinice moraju ostati u pogonu i proizvoditi radnu snagu u odzivu na pad frekvencije u sistemu. Ako se frekvencija poveća (na nivo od 51,5 Hz) proizvodne jedinice moraju ostati u pogonu sa adekvatnim smanjenjem proizvodnje radne snage u odzivu na povećanje frekvencije u sistemu.

To znači da sistem upravljanja VE također treba biti sposoban da osigura pogon svake vjetroturbine sa smanjenom radnom snagom ako se dobije uputstvo da se smanji izlazna snaga VE.

Osim toga, P/f zahtjevi a VE u BiH su sljedeći:

- da ostanu priključene na mrežu prijenosa za frekventni opseg od 47,5 do 52,0 Hz u trajanju od 60 minuta;
- da ostanu u pogonu na mreži prijenosa za frekventni opseg od 47,0 do 47,5 Hz u trajanju od 20 sekundi zahtijevajući da u svakom momentu sistemska frekvencija bude iznad 47,5 Hz;
- ostanu konektovane na mrežu prijenosa pri stopi promjene sistemske frekvencije uključujući i graničnu vrijednost od 0,5 Hz po sekundi;
- promjena aktivne snage VE uzrokovana promjenom sistemske frekvencije će biti postignuta proporcionalnim smanjenjem izlazne aktivne snage svih turbina VE koje su raspoložive u datom momenu.

Kada je proizvodna jedinica u izolovanom pogonu, ali još uvijek snabdijeva potrošače, regulator brzine mora biti u mogućnosti da održava frekvenciju izolovanog sistema između 47,5 i 51,5 Hz, osim ako ovo ne uzrokuje rad generatora ispod dozvoljenih tehničkih ograničenja i prekoračenje dozvoljenog vremena rada pri pojedinim vrijednostima frekvencije.

Sve proizvodne jedinice moraju imati sposobnost pružanja primarne regulacije frekvencije u skladu sa sljedećim minimalnim zahtjevima:

- Kontrolno područje regulatora brzine mora biti najmanje +/- dva postotka (2%) od registrovanog kapaciteta proizvodne jedinice i mora biti prilagodljivo po uputama NOS BIH-a.
- Regulator brzine mora imati sposobnost prilagođenja, prema uputama NOS-a, kako bi radio sa ukupnim statizmom između 3% i 4%, u slučaju hidro proizvodnih jedinica, i između 4% i 6% za termo proizvodne jedinice.

Regulator brzine neće raditi unutar granica od ± 10 mHz u zoni neosjetljivosti.

Primarna rezerva

U skladu sa Mrežnim kodeksom, sve proizvodne jedinice priključene na mrežu prijenosa moraju sudjelovati u primarnoj regulaciji i dužne su podesiti statiku primarnih regulatora na zadane vrijednosti i regulatore držati deblokiranim.

Podešenje statike primarnih regulatora treba biti 3-4% za hidro agregate i 4-6% za termo agregate.

Pri pogonu u interkonekciji EES BiH, kao jedinstveno regulaciono područje, obavezan je u svakom trenutku obezbijediti zadanu rezervu primarne regulacije u skladu sa udjelom svoje proizvodnje u ukupnoj proizvodnji ENTSO-E.

Opseg primarne regulacije definiran je vrijednošću aktivne snage unutar kojeg sistem regulacije brzine pogonskog stroja djeluje automatski u oba smjera pri odstupanju frekvence. To jeste, snaga koja se mora osigurati u skladu sa koeficijentom doprinosa i trenutnog ispada proizvodne jedinice, jednake ili manje snage od 3000 MW u interkonekciji UCTE (ENTSO-E), prema jednačini:

$$P_i = c_i P_U = \frac{E_i}{E_U} P_U \quad [\text{MW}]$$

Gdje su:

E_i = ukupna izlazna snaga na pragu svih proizvodnih jedinica i -tog regulacionog područja [MW]

E_U = ukupna izlazna snaga na pragu svih proizvodnih jedinica u ENTSO-E interkonekciji [MW]

P_U = 3000 MW.

Standardi regulacije frekvencije i razmjene snage su defnirani u Operativnom priručniku ENTSO-E u poglavlju 1 (ENTSO-E Operational Handbook – Chapter 1).

Sekundarna rezerva

Sekundarne rezerve su definirane uglavnom u skladu sa Operativnim priručnikom ENTSO-E. Ciljevi sekundarne regulacije frekvencije i snage razmjene su:

- ostvarivanje utvrđenog programa razmjene snage između sistema BiH i susjednih sistema u interkonekciji,
- preuzimanje regulacije frekvencije od angažirane rezerve primarne regulacije te obnavljanje potrebne rezerve primarne regulacije,
- vraćanje frekvencije sistema na zadanu vrijednost.

U BiH svi proizvođači čije elektrane imaju tehničke mogućnosti za automatsku sekundarnu regulaciju obavezni su navesti mogućnosti svojih generatora u svom bilansu električne energije. Proizvođači čiji su generatori određeni za automatsku sekundarnu regulaciju će sklopiti ugovor o pomoćnim uslugama i isplatiti će im se adekvatna nadoknada za to u skladu sa tarifnom metodologijom i tržišnim pravilima. Problem koji se javlja u praksi je da nema sankcija, niti kazni za nepoštivanje tih odredbi.

Proizvođači koji su potpisali ugovor o pomoćnim uslugama će isporučiti snagu sekundarne regulacije iz definiranih elektrana. U skladu s tim ugovorom, usluga se aktivira automatski na zahtjev NOS-a slanjem impulsa sa SCADA/EMS sistema iz centra NOS-a.

Regulaciona snaga za automatsku sekundarnu regulaciju se isporučuje iz elektrana koje sudjeluju u sekundarnoj regulaciji. Količina regulacione snage se određuje prema smjernicama ENTSO-E i sljedećoj formuli:

$$R = \sqrt{a P_{\max} + b^2} - b$$

Gdje su:

R – preporučena rezerva za sekundarnu regulaciju

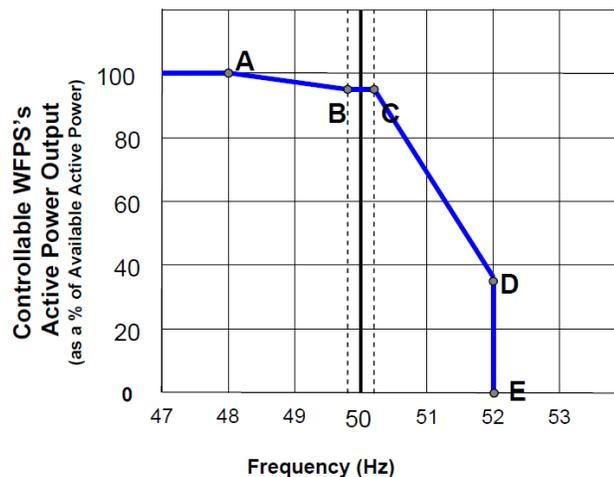
P_{\max} - vršno opterećenje (MW)

$a = 10$ and $b = 150$

Iznos potrebne regulacione snage se određuje pomoću prognoze vršnih opterećenja na godišnjoj osnovi. Prema tim smjernicama za elektroenergetski sistem BiH, zahtijevana sekundarna rezerva je na nivou ± 55 MW.

Za VE, nedavno usvojeni Mrežni kodeks zahtijeva da upravljački sistem VE bude sposoban da primi on-line zahtjev (signal) za promjenu izlazne snage VE koji je poslao NOS BIH i započne podešenje na nove vrijednosti u roku od 10 sekundi od prvog prijema signala. Sistem frekventnog odziva treba imati karakteristike kao na Slika 29.

Slika 29 Krivulja sistema frekventnog odziva za izlaznu snagu VE (% raspoložive snage)



Unutar opsega normalne systemske frekvencije, vjetrofarme će raditi s opsegom aktivne snage koju predstavlja prava 'B'-'C'. Ako systemska frekvencija padne ispod tačke 'B', tada će sistem frekventnog odziva dati nalog za povećanja izlazne aktivne

snage prema karakteristici frekvencija/aktivna snaga određenoj pravom 'B'-'A'. Kada je sistemska frekvencija niža od normalnog opsega i vraća se prema granici normalnog opsega, sistem frekventnog odziva vjetrofarme će zahtijevati smanjenje izlazne aktivne snage prema karakteristici frekvencija/aktivna snaga koja je određena pravom 'A'-'B'. Za normalni opseg sistemske frekvencije aktivna snaga VE će se nalaziti u opsegu definiranom pravom 'B'-'C' i neće biti signala sa zahtjevom promjene izlaznih veličina aktivne snage turbina VE.

Kada je sistemska frekvencija na nivou iznad tačke 'C', sistem frekventnog odziva će djelovati u smislu smanjenja izlazne aktivne snage vjetrofarme prema karakteristici frekvencija/aktivna snaga definiranoj linijom 'C'-'D'-'E'. Kada je sistemska frekvencija veća ili jednaka definiranoj liniji 'D'-'E' nema izlaznih vrijednosti aktivne snage VE.

Tačke A, B, C, D i E su zavisne od kombinacije sistemske frekvencije, aktivne snage i sistema podešenja upravljanja aktivnom snagom. Podešenja sistema upravljanja aktivnom snagom mogu biti različita za svaku VE, zavisno od sistemskih uvjeta i lokacije VE. NOS BiH može zahtijevati promjenu podešenja sistema upravljanja aktivnom snagom u realnom vremenu.

Tercijarna rezerva

Potrebna tercijarna rezerva također je definirana Mrežnim kodeksom. Tercijarna rezerva će se angažirati u roku od 15 minuta od momenta davanja dispečerskog naloga i koristi se kako bi se potpomogla sekundarna regulacija stvaranjem potrebnog regulacionog opsega za nju.

Kriteriji za angažiranje tercijarne rezerve će biti greška sistema BiH u iznosu od 50 MW u trajanju od 15 minuta. Dispečer NOS-a će izdati nalog za angažiranje tercijarne rezerve u iznosu: greška plus pozitivna veličina/opseg sekundarne regulacije. Tokom obračuna, NOS će za angažiranje tercijarne rezerve dužiti balansno odgovornu stranu (BOS) u procentu njihovog udjela u ukupnoj greški BiH u razmatranih 15 minuta.

Nakon izdavanja dispečerskog naloga za angažiranje tercijarne rezerve, NOS će u prvom satu u intervalima od po 15 minuta, promijeniti raspored balansno odgovorne strane (BOS) koja je angažirala tercijarnu rezervu i BOS-a za koji se angažira tercijarna rezerva.

Sporazum o pomoćnim uslugama praktički ne postoji. NOS je obavezan da osigura da je adekvatna tercijarna rezerva uvijek raspoloživa, pa su jasni slučajevi koji se smatraju nepoštivanjem naloga koji izda NOS za angažiranje tercijarnih rezervi¹⁸.

Svi proizvođači čiji pogoni imaju tehničke mogućnosti za tercijarnu regulaciju obavezni su dostaviti u svom bilansu električne energije svoje mogućnosti tercijarne regulacije za narednu godinu po mjesecima. Proizvođači čiji pogoni budu određeni za tercijarnu regulaciju sklopit će ugovor o pomoćnim uslugama i za to će dobiti adekvatnu nadoknadu prema tarifnoj metodologiji i tržišnim pravilima. Ovdje

¹⁸ Primjećujemo da trenutno nema kazni za nepoštivanje naloga koje izda NOS.

imamo isti problem kao i kod zahtjeva za sekundarnu rezervu: nema sankcija za one koji posjeduju tehničke mogućnosti za tercijarnu regulaciju, ali ne doprinose. Istovremeno, NOS ne smije dozvoliti niti jednom proizvođaču da sklopi ugovor o prodaji tercijarne rezerve s drugim operatorima prijenosnog sistema sve dok tercijarna rezerva ne bude obezbijedena za potrebe elektroenergetskog sistema BiH. Planovi za tercijarnu rezervu trebali bi biti spremni do kraja mjeseca avgusta za narednu kalendarsku godinu (koja počinje s mjesecom januarom).

Da bi se osiguralo normalno funkcioniranje elektroenergetskog sistema BiH u toku ispada proizvodnih jedinica, potrebno je 250 MW u tercijarnoj rezervi – pod uvjetom da je potrebna sekundarna rezerva od 55 MW uključena u ukupne rezerve u tako ekstremnim uvjetima. Prema tim standardima, polovina potrebnih sekundarnih i tercijarnih rezervi se mora obezbijediti unutar regulacionog područja, što dostiže do 330 MW. Ostatak potrebnih rezervi se može obezbijediti iz drugih kontrolnih područja.

6.2 **Tretman VE u Mrežnom kodeksu**

Prema međunarodnom iskustvu, operator sistema će trebati nabavljati veće količine rezervi u poređenju sa sistemom slične veličine, ali bez intermitirajuće proizvodnje (iz energije vjetra). U svom izvještaju iz 2009. godine, Frontier Economics i Consentec su naveli da je na osnovu iskustva u Njemačkoj, Španiji i Portugalu, potrebno u sistem dodati oko 0,25 do 0,3 GW dodatne rezerve po GW instalirane snage VE. Dokazi iz Njemačke pokazuju da se ugovara rezerva snage 7,5 GW (na ukupno tada instaliranih oko 22 GW, što odgovara ranije navedenom iznosu) čije angažiranje dovodi do porasta snage injektirane u mrežu (upward) i rezerva snage 6 GW čije angažiranje dovodi do smanjenja injektirane snage (downward), dok najveća konvencionalna proizvodna jedinica ima snagu od oko 1,5 GW.

Mnogi mrežni kodeksi sadrže odredbu za operatora sistema kojom se zahtijeva da vjetrofarme smanje svoje izlazne vrijednosti kada je sigurnost sistema u opasnosti i smatramo da bi takva odredba bila važeća i u BiH.

6.3 **Mrežni kodeks - međunarodno iskustvo**

Generalno, u nedavno usvojenim mrežnim kodeksima je propisano da VE trebaju doprinositi regulaciji elektroenergetskog sistema (i regulaciji frekvencije i regulaciji napona) koliko i konvencionalne elektrane i kodeksi se fokusiraju na ponašanje vjetrofarmi u slučaju nenormalnih pogonskih uvjeta na mreži (kao naprimjer, u slučaju propadanja napona usljed kvara na mreži).

Tehnički zahtjevi u mrežnim kodeksima vezani za pogon vjetrofarmi i srodni dokumenti među elektroenergetskim sistemima se međusobno razlikuju (ponekad u znatnoj mjeri). Takvu situaciju je prepoznao ENTSO-E koji radi na izradi preporuka za sve mrežne kodekse prilikom priključenja proizvodnje iz vjetroelektrana na

mrežu¹⁹. Mrežni kodeks BiH mora biti kompatibilan sa mrežnim kodeksima susjednih operatora sistema.

Tipični zahtjevi za vjetroagregate se mogu grupisati na sljedeći način:

- Tolerancija – niz uvjeta u elektroenergetskom sistemu pri kojima vjetrofarme moraju ostati u pogonu;
- Regulacija aktivne snage i odziva na odstupanja frekvencije;
- Regulacija reaktivne snage i napona;
- Odziv u toku tranzijentnih propada napona u elektroenergetskom sistemu;
- sistem zaštite; i
- Kvalitet električne energije.

Međutim, važno je ponoviti da su zahtjevi u pogledu kvaliteta električne energije, doprinosa nivou struje kratkih spojeva i uređajima sistema zaštite obično definirani u kodeksima za distribuciju, to jeste, takvi zahtjevi se odnose na relativno male vjetroelektrane koje su priključene na distribucijske mreže. Ti zahtjevi mogu biti daleko manje bitni za velike vjetrofarme priključene na prijenosni sistem. Za vjetrofarme priključene na mrežu, najveći naglasak se stavlja na zahtjeve koji se odnose na regulaciju aktivne i reaktivne snage, regulaciju napona i ponašanje vjetrofarme u toku poremećaja na mreži.

Važno je napomenuti da su zahtjevi iz mrežnog kodeksa obično specificirani za mjesto priključka (tačku opće konekcije) vjetrofarme i elektroenergetske mreže. To znači da se zahtjevi postavljaju na nivou vjetrofarme i da se vjetroturbine mogu prilagoditi kako bi ispunile te zahtjeve. S druge strane, proizvođači vjetroturbina obično navode performanse svojih vjetroturbina, a ne kompletne vjetrofarme. Također je moguće da se neki zahtjevi ispunjavaju kroz obezbjeđenje dodatne opreme odvojene od turbina, što je posebno slučaj kada je potrebno osigurati zahtijevani nivo regulacije reaktivne snage, što se može postići korištenjem statičkih VAR kompenzatora.

6.4 Zahtjevi iz Mrežnog kodeksa NOS-a BiH vezani za vjetrofarme

6.4.1 Generalne opservacije

Sa stajališta NOS-a jasno je, da bi Mrežni kodeks sa što zahtjevnijim odredbama vezanim za priključak vjetroagregata olakšao vođenje i pogon sistema. Međutim, takav pristup bi podrazumijevao dodatne poteškoće u pogledu ispunjenja ciljeva domaće energetske politike i ne bi bio nikako opravdan u tehničkom smislu.

¹⁹ Vidjeti zahtjeve za priključak na mrežu koji važe za sve generatore, ENTSO-E

Što se tiče dijela Mrežnog kodeksa koji se odnosi na rad vjetrofarmi, preporučili bismo usvajanje najnovijih zahtjeva iz savremenih mrežnih kodeksa, ali istovremeno je potrebno imati na umu i glavne karakteristike (specifičnosti) elektroenergetskog sistema BiH, kao što su njegova veličina, struktura proizvodnje, nivo interkonekcije sa susjednim sistemima i opću konfiguraciju sistema prijenosa. Naprimjer, elektroenergetski sistem BiH je prilično mali sistem i iz tog ugla irski kodeks bi se mogao koristiti kao model. Međutim, elektroenergetski sistem Irske ima tek vrlo slabu konekciju sa elektroenergetskim sistemom Velike Britanije, što ga uveliko razlikuje od elektroenergetskog sistema BiH, sa jakim konekcijama sa susjednim sistemima, to jeste, sa evropskom mrežom prijenosa. Imajući to na umu, određeni kvantitativni zahtjevi propisani Mrežnim kodeksom BiH bi vjerovatno mogli biti manje striktni u odnosu na irski kodeks. Sa tog stajališta, njemački Mrežni kodeks bi se mogao koristiti kao model. Velike sličnosti ima i hrvatski sistem, pa bi se i tamošnji kodeks mogao koristiti kao predložak, što je, čini se, u određenoj mjeri već i napravljeno.

6.4.2 Komentari na dopune Mrežnog kodeksa predložene od strane NOS-a BiH

U svjetlu pregleda implikacija priključka vjetroturbina na mrežu po Mrežni kodeks, koji smo dali u ovom izvještaju, u ovom odjeljku dajemo komentare na nacrt dopuna Mrežnog kodeksa koje je NOS BiH izradio u decembru 2010. godine, a DERK usvojio u maju 2011.

Dvije ključne oblasti (a) regulacija frekvencije, i (b) regulacija napona u pogledu vjetroturbina na mreži regulirane su u tekstu Kodeksa BiH, ali nešto manje detaljnije nego što se to preporučuje u ovom izvještaju. Konkretnije i kako je ranije rečeno, sugeriramo da se u Mrežni kodeks dodaju određeni detalji, posebno oni koji se odnose na sljedeća pitanja:

- Zahtjevi vezani za sposobnost prolaska kroz stanje kvara za vjetrofarme; i
- Operativne nadležnosti operatora vjetrofarme.

Osim toga, u dopunama Mrežnog kodeksa se ne navodi koje podatke mora dostaviti VE da bi NOS mogao bezbjedno upravljati. Preporučujemo da zahtjevi u pogledu tih podataka budu uvršteni u novi nacrt Mrežnog kodeksa.

Eventualne dopune Mrežnog kodeksa BiH koje predlažemo objašnjene su u pododjeljcima u daljem tekstu.

6.4.3 Sugerirane odredbe Mrežnog kodeksa BiH

Svi generatori priključeni na sistem prijenosa moraju poštivati Mrežni kodeks BiH. S obzirom da vjetroturbinski generatori nemaju iste karakteristike kao sinhroni generatori, bilo bi dobro u Mrežni kodeks uvrstiti odredbe koje će se konkretno odnositi na mogućnost regulacije vjetrofarmi. U ovom odjeljku izvještaja predlažemo nekoliko konkretnih zahtjeva za vjetrofarme.

Primjećujemo da će vjetrofarme također trebati poštivati i sve druge odredbe Mrežnog kodeksa koje se na njih odnose.

Ključni zahtjevi za vjetrofarme:

- Svi vjetroturbinski generatori priključeni na prijenosni sistem moraju imati mogućnost regulacije, to jeste, mogućnost da reguliraju aktivnu snagu prema odstupanjima frekvencije.
- Mora biti moguća regulacija promjene snage u proizvodnji aktivne snage. Mora postojati mogućnost ograničenja brzine promjene snage u proizvodnji aktivne snage u vjetroturbini u gornjem pravcu. Ne postoji zahtjev za regulaciju smanjenja snage usljed propada velike brzine vjetra, ali mora biti moguće ograničiti stopu smanjenja snage na 10% od nazivne snage u minuti, kada se limit maksimalne izlazne snage smanjuje regulacijom.
- Ako je stabilnost sistema u opasnosti i ako se problem ne može riješiti drugim regulacionim aktivnostima, NOS je ovlašten da smanji izlaznu vrijednost aktivne snage vjetrofarmi priključenih na sistem. Vjetrofarme moraju biti u stanju smanjiti aktivnu snagu u skladu sa vrijednošću i rokovima koje je odredio NOS.
- Vjetrofarme trebaju biti u stanju pratiti zadanu vrijednost napona ili faktora snage ili injektiranja reaktivne snage u tačkama priključka vjetrofarme.
- Vjetrofarme moraju biti u stanju ostati u pogonu u toku i nakon definiranih poremećaja na prijenosnoj mreži (sposobnost prolaska kroz kvar).
- Vjetrofarme trebaju biti projektirane na način da se ne isključe sve vjetroturbine na vjetrofarmi istovremeno usljed visokih brzina vjetra uz fazno smanjenje izlazne snage vjetrofarme u periodu od 30 minuta.
- Mora postojati mogućnost telekomunikacijskog upravljanja vjetrofarmama sa udaljenih lokacija. Upravljačke funkcije i operativna mjerenja moraju biti NOS- dostupna na zahtjev.

Zahtjevi vezani za neprekidan pogon

Vjetrofarme će imati sposobnost da ostanu u neprekidnom pogonu s normalnim izlaznim vrijednostima proizvodnje za:

- Frekventni opseg prijenosnog sistema od 49,5 Hz do 50,5 Hz;
- Napon prijenosnog sistema mjeran na VN stezaljkama transformatora priključenog na mrežu u opsegu od 0,95 do 1,05 nazivnog napona mreže.

Zahtjevi vezani za regulaciju aktivne snage i frekvenciju

Vjetroelektrane će instalirati upravljačke sisteme kako bi omogućile obavljanje funkcija regulacije aktivne snage i frekventnog odziva.

Upravljački sistem vjetroelektrane će biti sposoban da obezbijedi pogon svakog vjetroturbinskog generatora na redukovanom nivou ili isključiti neke vjetroturbinske generatore kada NOS ograniči izlanu vrijednost aktivne snage. Upravljački sistem će biti sposoban da primi on-line signal sa zadanom vrijednošću promjene aktivne snage koji je poslao NOS i da postigne traženu zadanu vrijednost u roku od 15 minuta od prijema signala od NOS-a. Stopa promjene izlazne vrijednosti, da bi se postigla zadana vrijednost, ne smije biti ispod 10% od sadašnje izlazne vrijednosti aktivne snage vjetrofarme u minuti.

Vjetrofarme će imati sposobnost zadržavanja priključka na sistem najmanje 60 minuta u slučaju frekventnog opsega prijenosnog sistema od 47,5 do 49,5 Hz ili 50,5 do 52 Hz.

Sistem frekventnog odziva će imati frekventnu zonu neosjetljivosti u rasponu od 47,5 do 50,5 Hz, kada se neće tražiti promjena izlazne snage vjetrofarme. Ako systemska frekvencija pređe vrijednost od 50,5 Hz, sistem frekventnog odziva će djelovati u smislu smanjenja izlazne aktivne snage vjetrofarme po stopi smanjenja od najmanje 40% od trenutne izlazne aktivne snage vjetrofarme po Hz. Niti jedan drugi vjetroturbinski generator neće biti uključen sve dok systemska frekvencija ne padne na vrijednost ispod 50,5 Hz.

Kao što je navedeno u Kodeksu, ako je frekvencija prijenosnog sistema na nivou iznad 52 Hz ili ispod 47,5 Hz, NOS prihvata da vjetrofarma može biti isključena sa mreže. Svaki vjetroturbinski generator koji je isključen sa mreže će se vratiti u opterećenje čim to postane tehnički izvedivo (pod uvjetom da je frekvencija prijenosnog sistema ispod 50,5 Hz).

Zahtjevi za regulaciju reaktivne snage i napona

Pretpostavljajući da nominalni napon na mjestu priključka, vjetrofarma treba biti sposobna da osigura faktor snage na mjestu priključka u opsegu od 0,95-induktivno (poduzbudno) do 0,95-kapacitivno (naduzbudno).

U slučaju podnapona na mjestu priključka koji se kreću unutar napnskih granica neprekidnog pogona koje su definirane u Mrežnom kodeksu (od 100% do 95% od nazivnog napona), vjetrofarma mora biti sposobna da bude u pogonu sa faktorom snage u opsegu s gornjom granicom od 0,95-naduzbudno i donjom granicom koja se mijenja linerano od 0,95-poduzbudno pri 100% nazivnim naponom do 1 na 95% nazivnog napona.

U slučaju prenapona na mjestu priključka koji se kreću unutar naponskih granica neprekidnog pogona definiranih u Mrežnom kodeksu (od 100% do 105% nazivnog napona), vjetrofarma mora biti sposobna da bude u pogonu sa faktorom snage u opsegu s donjom granicom od 0,95-poduzbudno i gornjom granicom koja se mijenja

linearno od 1 na 105% nazivnog napona do 0,95-naduzbudno pri 100% nazivnim naponom.

Vjetrofarme će opremiti transformatore priključene na mrežu sa opremom za regulaciju pod opterećenjem na svim mjestima njihovog priključka na prijenosnu mrežu. Relevantne karakteristike opreme transformatora priključenog na mrežu za regulaciju pod opterećenjem će navesti NOS, i to pri saglasnosti za priključak na prijenosnu mrežu.

Vjetrofarme će imati sistem regulacije napona koji će neprekidno raditi, sa karakteristikama odziva koje su slične konvencionalnom automatskom regulatoru napona. Sistem naponske regulacije će biti sposoban da od NOS-a primi zadanu vrijednost napona na mjestu priključka. Sistem regulacije napona će djelovati tako da regulira napon na toj tački neprekidnim prilagođavanjem izlazne vrijednosti reaktivne snage vjetrofarme, unutar traženog opsega faktora snage. Promjenu napona na zadanu vrijednost će vjetrofarma izvršiti u roku od 20 sekundi od prijema odgovarajućeg signala od NOS-a.

Zahtjevi za prolazak kroz stanje kvara

U slučaju propadanja napona u prijenosnom sistemu, kako je to opisano u nižem tekstu, na bilo kojoj ili na svim fazama (gdje se napon prijenosnog sistema mjeri na visokonaponskim stezaljkama transformatora priključenog na mrežu), to jeste, u slučaju bilo kojeg propadanja napona ispod 0,95 od nazivnog napona, vjetrofarma ostaje priključena na prijenosni sistem najmanje u trajanju od:

- 0,5 sekundi ako napon na mjestu priključka padne na 15% od nazivnog napona.
- Potreban vremenski interval se povećava linerano na 2,5 sekunde uz promjene napona na mjestu priključka od 15% do 95% od nominalnog napona (0,025 sekundi po postotku napona).

Osim što ostaju priključene na prijenosni sistem u toku propadanja napona, vjetrofarme imaju tehničku sposobnost da pruže sljedeće funkcije:

- U toku propadanja napona na prijenosnoj mreži, vjetrofarme trebaju obustaviti preuzimanje reaktivne snage iz mreže unutar 100 ms nakon propadanja napona;
- 100 ms nakon propadanja napona vjetrofarme počinju injektirati reaktivnu snagu u mrežu. Maksimalna reaktivna snaga koja se treba dostići odgovara 1,25% od nazivne jalove struje za svaki postotak propadanja napona ²⁰). Maksimalna reaktivna snaga će se dostići najmanje 150 ms nakon propadanja napona. Injektiranje maksimalne reaktivne snage se treba ili nastaviti u trajanju od najmanje 350 ms ili

²⁰ Ako napon padne na 15% od nazivne vrijednosti, propadanje napona je 80%, što znači da je maksimalna reaktivna struja koja bi se trebala dostići jednaka 100% od nazivne struje.

dok se ne povraća napon prijenosnog sistema na normalne pogonske granice;

- ❑ Nakon povrata napona prijenosnog sistema na granice neprekidnog pogona ($\pm 5\%$ oko nazivnog napona), vjetrofarme će se vratiti na pogonski režim od prije nastanka kvara po stopi povrata od 20% od izlazne vrijednosti aktivne snage prije propadanja napona u sekundi (dostizajući 100% u 5 sekundi nakon povrata napona).

U slučaju ozbiljnijih propada napona (izvan gore navedenih granica), dopuna Mrežnog kodeksa sugerira da se vjetrofarme mogu isključiti sa mreže. Svaka vjetrofarma koja je isključena zbog naponskih propada će se vratiti u opterećenje čim to postane tehnički izvedivo.

Operativni zahtjevi

Također, predlaže se da imenovanog nadležnog operatora vjetrofarme NOS mora moći kontaktirati u svako doba u vezi sa operativnim pitanjima bez nepotrebnih odlaganja i u svakom slučaju u roku od 15 minuta. Nakon što NOS uputi zahtjev, nadležni operator će stići na mjesto priključka vjetrofarme bez nepotrebnog kašnjenja, i u svakom slučaju u roku od sat vremena, i biće u stanju preduzimati sve potrebne odgovarajuće mjere. Nadležni operator će biti dostupan 24 sata dnevno, 365 dana godišnje

Ukoliko uređaji za regulaciju aktivne snage, frekventni odziv ili regulaciju napona vjetrofarme nisu na raspolaganju, nadležni operator vjetrofarme će kontaktirati NOS bez odlaganja.

Dostavljanje operativnih podataka

Nadležni operator vjetrofarmi će NOS-u dostavljati svoje satne rasporede za jedan dan unaprijed u formatu i vremenskoj dinamici koje odredi NOS.

Svaka vjetrofarma će NOS-u izdati sljedeće signale u vezi sa svojim pogonskim statusom putem određenog telekomunikacijskog sučelja (interface):

- ❑ Izlazna aktivna snaga (MW) na višoj naponskoj strani transformatora priključenog na mrežu;
- ❑ Izlazna reaktivna snaga / potražnja ($\pm MVA_r$) na višoj naponskoj strani transformatora priključenog na mrežu;
- ❑ Napon (u kV) na višoj naponskoj strani transformatora priključenog na mrežu;
- ❑ Položaji preklopki transformatora priključenog na mrežu;
- ❑ Podešena vrijednost regulatora napona (u kV);
- ❑ Indikacije statusa upaljen/ ugašen za sve raspoložive uređaje za kompenzaciju reaktivne snage preko 2 MVA_r;

Signali o meteorološkim podacima koji se mjere na određenom meteorološkom stupu lociranom na lokalitetu vjetrofarme, i dostavljaju NOS-u su sljedeći:

- Brzina vjetra;
- Smjer vjetra;
- Temperatura zraka;
- Pritisak zraka.

Kada signali koji se dostavljaju sa vjetrofarme nisu dostupni ili nisu u skladu sa primjenjivim standardima usljed kvara na tehničkoj opremi vjetrofarme ili iz bilo kojeg drugog razloga koji je pod kontrolom vjetrofarme, nadležni operator vjetrofarmi će, djelujući u skladu sa najboljom stručnom praksom, vratiti ili ispraviti signale i/ili indikacije što je prije moguće.

Konačno, postavlja se pitanje na koje vjetroelektrane se trebaju odnositi sve predložene i postojeće odredbe Mrežnog kodeksa. Tu postoje dvije mogućnosti: 1) na sve VE, 2) samo na VE iznad određene instalirane snage ili naponske razine priključka. Iskustva su dvojaka. Ako se sve odredbe odnose na sve VE, onda postoji opasnost da se nekim projektima nametnu preveliki i nepotrebno skupi zahtjevi. Ako se odredbe odnose samo na VE iznad određene instalirane snage, onda se uvodi arbitrarni, potencijalno diskriminirajući princip. Stoga autori sugeriraju da se za početak odredbe odnose na sve VE, a da se nakon stjecanja dovoljnog pogonskog iskustva u BiH ovaj princip revidira.

7 Zahtjevi za raspodjelu troškova jačanja mreže

Detaljnija analiza potrebnih pojačanja i pripadnih troškova u mreži donosi se u izvještajima 2 i 3. Trenutno postoji velika nesigurnost u BiH u pogledu toga koliki će dio troškova na ime jačanja mreže zbog priključka vjetrofarmi snositi investitori u VE. U našem, ranije spomenutom izvještaju za FERK i RERS pod nazivom „Pregled procedure za ostvarivanje pristupa mreži za obnovljive izvore energije i troškova priključka u BiH“, u oktobru 2010. godine smo naveli da su neriješeni problemi vezani za izradu investicijskog plana razvoja prijenosne mreže, što dovodi do nesigurnosti u pogledu budućeg razvoja sistema prijenosa. Sve je urgentnija potreba za nastavkom investiranja u prijenosnu mrežu kako bi se održao efikasan elektroenergetski sektor, posebno dio povezan sa priključenjem novih elektrana.

Pod sadašnjim okolnostima nije moguće da investitor u vjetrofarmu procijeni nivo naknade priključka na nivou prijenosa. Veći stepen sigurnosti u pogledu naknade generalno trebao bi biti moguć nakon prijedloga i ponuda koje pripremi Elektroprenos (u konsultacijama sa NOS-om). Međutim, za sada ne možemo biti sigurni da je Elektroprenos u poziciji da da konačnu ponudu za trošak priključka eventualnom investitoru u vjetroelektranu, i očito je to veliki problem.

Vrlo bitno pitanje je to što se jedan detalj računanja fiksnog (ili „dubokog“) dijela naknade za priključak na nivou prijenosa, koji je sastavni dio Pravilnika o priključku koji je objavio DERK, još uvijek treba odrediti. Formula izračuna postoji ($N = C \times P$, gdje je N trošak, P je snaga priključka i C je cijena po kW), s tim da jedna ključna komponenta, C, tek treba biti definirana. Elektroprenos i DERK su se trebali sastati i razgovarati o tome, ali je vrijednost C ostala nedefinirana (barem do trenutka pisanja ovog izvještaja). Formula za računanje fiksnog dijela naknade za priključak se nalazi u članu 16. Pravilnika o priključku koji je objavio DERK. Dakle, nužno je konkretno odrediti osnovu za računanje fiksnog (dubokog) dijela naknade (KM po KW) priključene snage (C).

S obzirom da razumijemo da je Elektroprenos akumulirao višak sredstava na kontu amortizacije, prijelazna opcija bi bila da se odredi vrijednost C jednaka nuli, tako da investitori u obnovljive izvore energije plaćaju samo cijenu na ime plitkog priključka dok se ne utvrdi i primijeni konačna metodologija zaračunavanja troškova. Ovo je posebno relevantno za VE koje će se priključiti na prijenosnu mrežu. U svakom slučaju, mora se pronaći usaglašena osnova za finansiranje budućih razvoja prijenosne mreže i raspodjele pripadajućih troškova između Elektroprenosa i investitora da bi se moglo dalje raditi na novim elektranama.

Osim toga, preporučujemo sljedeće kako bi se smanjila nesigurnost na strani investitora:

- Elektroprenos treba kvantificirati utjecaj odgode realizacije planova razvoja prijenosne mreže (i po sistemski pogon i posebno po razvoj investicija u OIE), kako bi se osiguralo da su na tržištu poznati oportunitetni troškovi. Ovo je posebno važno zato što dugi period nepostojanja ulaganja povećava nesigurnost u pogledu konačnog iznosa fiksnog dijela naknade za priključak; i

- Predlažemo da DERK izmijeni član 18. svog Pravilnika o priključku kako bi precizirao da je investitor taj koji snosi troškove za sve mrežne transformatore koji su uključeni u priključenje generatora na mrežu. U slučaju da takve mrežne transformatore koristi više korisnika, potreban je odgovarajući mehanizam raspodjele troškova među korisnicima.

8 Uključivanje VE u tržišne procedure

U ovom odjeljku dajemo preliminarne komentare o pitanjima povezanim sa integracijom VE u tržišne procedure u BiH. Detaljnija razrada ove teme donosi se u našem izvještaju 4, u kojem ćemo dati i nekoliko konkretnih preporuka.

Osim čisto tehničkih zahtjeva za VE, o kojima je bilo riječi u odjeljku 5, potrebno je posvetiti posebnu pažnju uključenju VE u tržišne procedure. Drugim riječima, važno je definirati kako se varijabilna energija proizvedena iz vjetrofarmi uključuje u radpored proizvodnje i u tržišne procedure. Ovo je vrlo važno da bi se osigurao tok plaćanja na ime energije i također plaćanja povezana sa debalansima stvorenim kada se iz nepredvidive proizvodnje iz VE isporuči energija na tržište.

Dva specifična kupca su imenovana za kupovinu cjelokupne električne energije proizvedene iz svih obnovljivih izvora energije od kvalifikovanih proizvođača po cijenama koje je određena metodologijom za poticaj (Feed in tariff) u FBiH odnosno RS-u. Ipak, potrebna je jasna osnova za uključivanje energije proizvedene iz obnovljivih izvora u cjelokupno elektroenergetsko tržište i NOS će trebati imati pristup i prognoziranju proizvodnje energije iz obnovljivih izvora i upravljanju proizvodnjom te energije kako bi upravljao sistemom na ekonomičan i siguran način.

Pružanje pomoćnih usluga je potrebno zbog sigurnosti i stabilnosti elektroenergetskog sistema i za održavanje kvaliteta električne energije isporučene krajnjim potrošačima. Pomoćne usluge obuhvataju regulaciju napona, regulaciju frekvencije i obezbjeđenje rezerve, kao i „black start“. S obzirom da je NOS odgovoran za bezbedan i pouzdan rad prijenosne mreže, također je odgovoran i za nabavku pomoćnih usluga na elektroenergetskom tržištu. Pružanje nekih pomoćnih usluga je normalno obavezno za sve proizvođače, kao što je to definirano u Mrežnom kodeksu. Najmodernije vjetroelektrane su tehnički osposobljene da pružaju pomoćne usluge, kao što je regulacija napona i frekvencije. Iako, gledano unazad, VE nisu pružale pomoćne usluge, prema dopunjenom Mrežnom kodeksu u dijelu koji se odnosi na VE ili mrežnim kodeksima za VE u nekim evropskim zemljama, zahtijeva se da VE imaju određeni stepen mogućnosti pružanja pomoćnih usluga.

Troškovi balansiranja na svakom elektroenergetskom tržištu će ovisiti o graničkim troškovima pružanja balansnih usluga. Primjenjiva tržišna pravila mogu imati znatan uticaj na veličinu troškova balansiranja, s obzirom da se tehnički troškovi balansiranja mogu uveliko razlikovati od tržišne cijene.

Na elektroenergetskim tržištima greške u prognoziranju povezane sa proizvodnjom iz VE mogu dovesti do visokih troškova debalansa i tržišni mehanizmi variraju u znatnoj mjeri u smislu toga kako oni utiču na proizvođače energije iz VE. Na nekoliko tržišta su vjetrofarme tretirane kao svaki drugi proizvođač i finansijski su odgovorne za sva odstupanja od predviđene proizvodnje i kažnjavaju se za sve debalanse kao posljedicu odstupanja. Na drugim tržištima, proizvođači električne energije iz VE ne podliježu nikakvim troškovima debalansa s tim da drugi akteri na tržištu moraju finansirati sve, pa i njihove troškove debalansa. Ova situacija, prema sadašnjem statusu, važi i u BiH.

Integracija informacija o proizvodnji iz VE u sistemski pogon i u realnom vremenu i koristeći ažurirane prognoze proizvodnje VE jedan dan unaprijed i unutar jednog dana pomoći će upravljanje varijabilitetom VE i greškama u prognoziranju. Skraćivanje roka za dostavljanje dnevnih rasporeda na tržištu doprinijelo bi smanjenju troškova integracije VE, s obzirom da se nesigurnost u prognoziranju proizvodnje VE u znatnoj mjeri smanjuje u roku od nekoliko sati od trenutka stvarne proizvodnje. Tržišta sa rasporedom jedan sat i jedan dan unaprijed (eng. day-ahead and hour-ahead market) mogu pomoći da se obezbijedi balansna energija potrebna VE sa varijabilnom proizvodnjom na ekonomičnoj osnovi. Osim toga, mogućnost prekograničnog trgovanja energijom i rezervama može znatno smanjiti troškove integracije VE.

Veleprodaja energije na elektroenergetskom tržištu će ovisiti o usvojenom konceptu tržišta. Postoje dvije osnovne varijante trgovine električnom energijom i snagom: 1) na osnovu bilateralnih ugovora i 2) preko organizirane platforme - *poola*. I u jednoj i u drugoj varijanti bitno je jasno uspostaviti osnovu na kojoj će se na tržištu trgovati varijabilnom i nepredvidivom proizvodnjom energije iz vjetrofarmi.

U BiH plan proizvodnje priprema svaki proizvođač i dostavlja ga NOS-u na odobrenje. NOS dodaje gubitke u prijenosu i tranzite i odobrava plan proizvodnje.

Po svojoj prirodi, proizvodnja iz VE se ne može dispečirati nego se proizvodnja iz VE mora uklopiti u satne planove proizvodnje. Ako se doda nekoliko VE svim ostalim elektranama iz kojih se proizvodi električna energija, moguće je da je ukupna raspoloživa proizvodnja znatno veća od ukupnog opterećenja sistema, pogotovo u periodu niskog opterećenja. To će dovesti do problema u balansu elektroenergetskog sistema, prisilnog izvoza, skupljih ugovora o uvozu ili prelijevanju energije. Do sada, u BiH se ne predviđa sklapanje ugovornih aranžmana između proizvođača i NOS-a (i posebno sa budućim VE), niti bilo koji mehanizam koji bi se bavio viškom energije nastalim zbog integracije VE.

Sa prvim VE u pogonu u skoroj budućnosti, postojeći pristup će se trebati promijeniti. Osim tržišnih procedura, biće potrebna veća sekundarna i tercijarna regulacija, kao i uspostava adekvatnog cjelovitog sistema pomoćnih usluga. Trenutno, čini se da konvencionalne elektrane koje sudjeluju u regulaciji sistema nisu motivirane da sudjeluju u većoj mjeri, čak i kada za to postoje tehničke mogućnosti. Kao što smo već naveli, nije jasno sa finansijskog stajališta šta će se u konačnici dešavati ako elektroenergetska preduzeća ne isporučuju zahtijevanu rezervu.

S druge strane, cijena električne energije na tržištu sat unaprijed može dostići nivo od 100 €/MWh, što se obično tretira kao hitna isporuka, dok je obično višak električne energije u satu trgovanja 10% od cijene bazne energije (tj. 5 €/MWh, prelijevanje električne energije). To znači da je s prvim potezima tržišta električne energije i sa većim udjelom VE sa postojećim balansnim mehanizmom finansijski gubitak neizbježan.

Na kraju, jasno je da VE u BiH uvijek imaju prednost u dispečiranju i obično nemaju nikakvu obavezu u prognoziranju svoje proizvodnje (osim gore navedenih

neobavezujućih predviđanja proizvodnje), niti balansiraju. Ovo je ključno pitanje sa važnim implikacijama po tržište.

Naprimjer, minimalno opterećenje sistema u BiH je trenutno na nivou od 800 MW, dok je vršno opterećenje na nivou 2100 MW. Sa stajališta integracije VE, ovako velika razlika između maksimalnog i minimalnog nivoa opterećenja (odnos 1 : 2,6) je vrlo nepovoljna. Ovo je jedno od najbitnijih pitanja za veliku integraciju VE u BiH. Naime, NOS praktično nema nikakvu obavezu da prihvati proizvodnju iz određene elektrane bilo zbog njene toplote / potrošnje energije (termoelektrane) ili vlažnih hidrometeoroloških uvjeta (hidroelektrane). Stoga će jedan od najvažnijih aspekata veće integracije VE u BiH sistem biti uključivanje VE u bilancu sistema u periodu niskog opterećenja. Ovaj aspekt bi se trebao analizirati detaljnije u budućim studijama integracije VE u BiH.

Stoga postoji određeni broj ključnih pitanja koja će biti potrebno riješiti, između ostalog:

- Koje će strane biti odgovorne za plaćanje troškova balansiranja povezanih sa VE?
- Na kojoj osnovi će se troškovi balansiranja u BiH računati?
- Koji će tržišni mehanizmi omogućiti tržišnim sudionicima da minimiziraju svoje troškove balansiranja?
- Kojim će se mehanizmom prebaciti troškovi balansiranja na krajnje potrošače?
- Koje će strane biti odgovorne za obezbjeđenje podataka NOS-u kako bi NOS mogao tačno prognozirati ukupnu proizvodnju iz VE?
- Finansijski mehanizmi putem kojih NOS može obavljati svoje dužnosti vezane sa VE trebaju biti jasno definirani;
- Koji će biti tržišni mehanizmi u slučaju pojave viškova u bilanci sistema, odnosno u periodima u kojima je proizvodnja veća od potrošnje u BiH,?;
- Koje su finansijske implikacije u slučaju da NOS mora zahtijevati smanjenje proizvodnje VE? i
- Realno je očekivati da proizvodnja termoelektrana pasti u razdobljima konstantno vjetrovitih perioda. To će imati implikacije na prihode tih elektrana i njihove snabdjevače gorivom. Kako tretirati ovaj gubitak?

Ova pitanja ćemo detaljnije razmotriti u našem izvještaju 4.

9 Tehnike prognoziranja proizvodnje vjetroelektrana

U ovom odjeljku nudimo pregled tehnika prognoziranja koje su potrebne NOS-u da bi predvidio kada i koliko će energije vjetrofarme isporučiti u sistem. Nakratko ćemo se osvrnuti na sadašnji nivo razvoja kratkoročnog prognoziranja proizvodnje u BiH te dati pregled iskustava drugih zemalja (Njemačke, Španije i Hrvatske) u predviđanju proizvodnje VE.

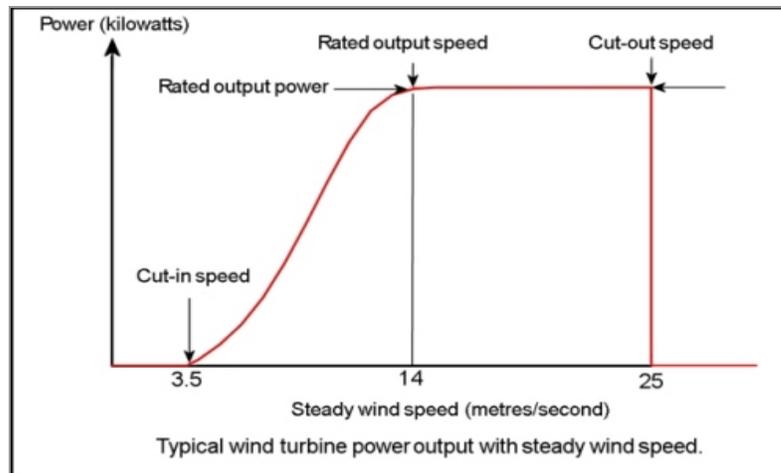
Kako se povećava količina i snaga VE priključenih na elektroenergetski sistem, NOS treba da utvrdi nove operativne procedure kako bi:

- ❑ Prognozirao podatke o ukupnoj proizvodnji VE kao dodatak pogonskim informacijama koje dostavljaju proizvođači; i
- ❑ Prilagodio svoj pristup izradi rasporeda za pogonske rezerve kako bi mogao odrediti sve dodatne rezerve potrebne da bi se pokrile nesigurnosti u proizvodnji VE u periodima kada je nesigurnost najveća.

Alati za prognoziranje proizvodnje VE su stoga postali sve uobičajeniji alat kojim se služe operatori sistema u izradi rasporeda proizvodnje i procjeni potreba za rezervama. Studije o integraciji VE obuhvataju učinak grešaka u prognozi proizvodnje VE na troškove integracije VE, a prognoze vjetra VE se rade kao dio procesa prognoziranja ukupne proizvodnje iz vjetrofarmi.

Da bi se shvatile karakteristike ukupne proizvodnje iz VE, potrebno je prvo shvatiti karakteristike proizvodnje vjetroturbina. Tipična karakteristika je prikazana na Slika 30.

Slika 30. Tipična izlazna snaga vjetroturbine sa stabilnom brzinom vjetra



Tipična vjetroturbina počinje proizvoditi električnu energiju pri brzini vjetra od oko 4 m/s i povećava proizvodnju kako se nivoi brzine vjetra dalje povećavaju. Izlazna nominalna snaga vjetroturbine se postiže pri brzinama vjetra od oko 15 m/s. Kada je brzina vjetra preko 25 m/s, vjetroturbina će se isključiti i zatim ponovo uključiti čim

se smanji brzina vjetra. U tipičnoj situaciji, nakon što se isključi, vjetroturbina će se ponovo uključiti kada je brzina vjetra ispod 20 m/s u trajanju od oko tri minute.

U određenim tačkama krivulje izlazne snage, manje varijacije brzine vjetra rezultirat će velikim promjenama u izlaznoj snazi, što ima implikacije po predviđanje izlazne snage cijele vjetrofarme. Također postoji regija u kojoj varijacije brzine vjetra nemaju uticaja na izlaznu snagu vjetroturbine. Ako vjetrofarma ima veliki broj vjetroturbina, efekti promjene vjetra će se vjerovatno ublažiti do određene mjere. Na osnovu ovakve krivulje snage iz prognoze brzine vjetra predviđa se izlaznaproizvodnja VE.

Kako bi došli do prognoze izlazne snage VE za nekoliko vremenskih skala operatori prijenosnog sistema često koriste kombinaciju fizikalnog modeliranja (u suštini, krivulja izlazne snage vjetroturbine u ovisnosti o prognozi brzine vjetra) i metode perzistencije²¹.

Alati za prognoziranje vjetra mogu obuhvatati veći broj metoda prognoziranja, kao naprimjer:

- ❑ Umjetne neuronske mreže (Artificial Neural Networks) koje su 'istrenirane' da koriste prethodne podatke o brzini vjetra i proizvodnji;
- ❑ Metode linearne regresije (Linear Regression) koriste uspostavljene odnose između proizvodnje i brzine vjetra da bi se uradila prognoza;
- ❑ Fizikalni modeli vjetroturbina u kojima se koriste krivulje izlazne snage svake turbine i prognoza brzine vjetra da bi se uradila prognoza proizvodnje; i
- ❑ Modeli vremenskih serija za ekstrapolaciju iz nedavnog ponašanja vjetrofarme.

Nakon što se uradi nekoliko prognoza koristeći razne metodologije prognoziranja, alati za prognoziranje vjetra mogu potom omogućiti skupnu (ansambl) procjenu vjetra (koja odražava stepen nesigurnosti u vremenskoj prognozi), kao i poređenje toga sa mjerenim izlaznim vrijednostima vjetrofarme da bi se odabrao najadekvatniji metod prognoziranja.

Najmodernije prognoze proizvodnje VE koriste kombinaciju modela zasnovanih na fizici i statističkih modela. Atmosferski modeli zasnovani na fizici koji se koriste za prognoziranje vremenskih uvjeta obično se nazivaju numeričkim modelima prognoziranja vremena. U statističkim modelima, s druge strane, prognoze se zasnivaju na empirijskim odnosima između setova ulaznih i izlaznih varijabli.

Mnogi sistemi prognoziranja koriste određeni broj pojedinačnih prognoza, umjesto samo jednu prognozu. Razlog je taj što postoji nesigurnost u svakoj proceduri prognoziranja usljed nesigurnosti i u pogledu ulaznih podataka i konfiguracije

²¹ Metod perzistencije pretpostavlja da se uvjeti u vrijeme prognoziranja neće mijenjati. Metod perzistencije je koristan kada se vremenski obrasci mijenjaju vrlo malo i kada se karakteristike na kartama vremenskih prilika kreću vrlo sporo.

modela. Korištenjem nekoliko prognoza nastoji se umanjiti takva nesigurnost proizvodnjom seta prognoza putem perturbacije ulaznih podataka i/ili parametara modela unutar njihovih razumnih granica nesigurnosti.

Vjerodostojnost raznih izvora podataka i tehnika prognoziranja znatno varira sa periodom prognoziranja. Kratkoročne prognoze (od nula do šest sati unaprijed) obično se uveliko oslanjaju na statističke modele koji koriste nedavne podatke o proizvodnji vjetroelektrane. Dugoročnije prognoze, s druge strane, puno više zavise o vrijednostima numeričkih prognoza vremena (numerical weather prediction - NWP).

Numerički modeli prognoze vremena

Korištenje numeričkih modela prognoze vremena predstavlja široko prihvaćen metod proizvodnje podataka o izlaznim vrijednostima proizvodnje vjetrofarme u vremenskim serijama. U suštini, ovi modeli su bazirani na fizici, numeričkim simulacijama na superkompjuterima i integrirani su sa setovima podataka, kako bi se rekonstruiralo vrijeme za prethodne godine i zatim generirao trodimenzionalni set podataka o brzini vjetra.

Vremenske serije brzine vjetra se mogu izvući iz izlaznih vrijednosti numeričke prognoze vjetra i zatim prebaciti u izlazne vrijednosti snage vjetra koristeći odgovarajuće karakteristike vjetro turbine. Ovim pristupom se proizvodi set podataka o vjetru koji je konsistentan u vremenskom, prostornom i fizikalnom smislu. Također omogućava modeliranje predloženih elektrana za koje ne postoji dovoljno mjerenih podataka o brzini vjetra.

Numerički modeli prognoze vjetra imaju važne prednosti. S obzirom da se sastoje od seta jednadžbi na osnovu temeljnih principa fizike, nije potreban pokusni uzorak vjetra da bi se uradile prognoze i rezultati numeričkog modela prognoze vremena nisu ograničeni historijom vjetra. Za neobičan, ali realan set uvjeta, numeričkim modelom prognoze vremena se može predvidjeti događaj koji se nije nikada prije desio na potpuno isti način. Zbog kompleksnosti procesa simulacije, numerički modeli prognoze vremena imaju velike zahtjeve na potrebne karakteristike kompjutera.

Statistički modeli

S obzirom da se empirijski odnosi izvode iz uzorka historijskih podataka koji obuhvataju vrijednosti i varijabli prediktora i prognoze, statistički modeli imaju prednosti u smislu „učenja na osnovu iskustva“ bez potrebe za eksplicitnim znanjem osnovnih fizikalnih odnosa. Neki od tih statističkih modela mogu biti vrlo sofisticirani u smislu iznalaženja kompleksnih multivarijabilnih i nelinearnih odnosa između mnogih varijabli prediktora i željene varijable prognoze.

Statistički modeli se koriste na više načina u procesu prognoziranja proizvodnje električne energije iz vjetra. Osnovni pristup podrazumijeva korištenje vrijednosti iz numeričkih modela prognoze vremena i mjerenih podataka iz vjetroelektrane da bi se predvidjele željene varijable (naprimjer, brzina vjetra na vrhu tornja, izlazna snaga vjetra, itd.) na lokaciji vjetroelektrane. S obzirom da u suštini mogu naučiti iz

iskustva, statistički modeli dodaju vrijednost numeričkim modelima prognoze tako što objašnjavaju suptilne efekte usljed lokalnog terena i drugih detalja koji se realno ne mogu predstaviti u numeričkim modelima prognoze vremena. S obzirom da trebaju učiti iz historijskih primjera, statistički modeli imaju tendenciju predviđanja tipičnih događaja, bolje nego rijetkih događaja, osim ukoliko nisu konkretno formulisani za predviđanja ekstremnih događaja i obučeni na uzorku koji ima dobru zastupljenost rijetkih pojava.

Danas, satne, četverosatne i dvanaestosatne varijacije u proizvodnji iz VE uglavnom se mogu predvidjeti te se stoga mogu uzeti u obzir prilikom izrade rasporeda proizvodnih jedinica.

Dva glavna faktora imaju znatan uticaj na tačnost alata za prognoziranje proizvodnje iz VE:

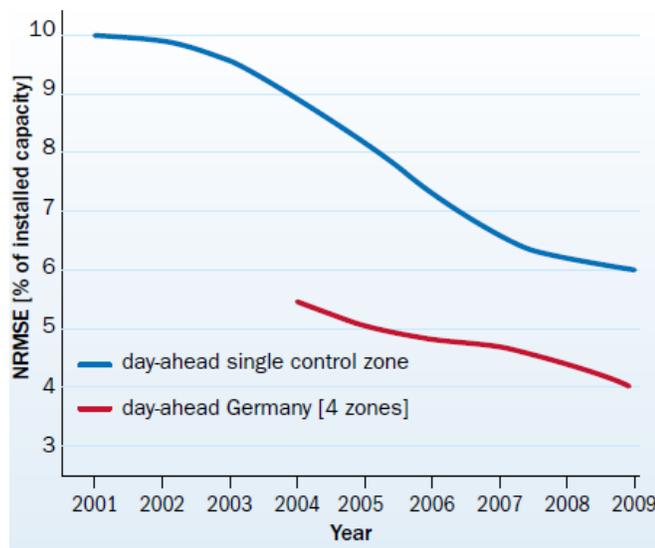
- ❑ veličina razmatranog područja, i
- ❑ horizont predviđanja.

Sa komercijalno raspoloživim alatima i metodama danas, greška u prognoziranju (RMSE²²) za jednu vjetroelektranu se kreće između 10% i 20% od instalirane snage VE za horizont prognoze od 36 sati.

Generalno, u proteklih 10 godina je došlo do velikog unapređenja performansi alata za predviđanje proizvodnje VE. Zajednički efekti izravnjanja i usavršeni alati prognoziranja se odražavaju na rezultatima. Na Slika 31 je prikazan razvoj prosječne greške u prognoziranju proizvodnje VE jedan dan unaprijed u Njemačkoj od 2001. Do poboljšanja se došlo zahvaljujući upotrebi skupnih (ansambl) predviđanja na osnovu ulaznih podataka iz raznih vremenskih modela u jednom alatu i kombiniranog predviđanja upotrebom kombinacije raznih alata za predviđanje.

²² RMSE - Root Mean Square Error (korijen srednje kvadratne pogreške) normaliziran na instaliranu snagu VE

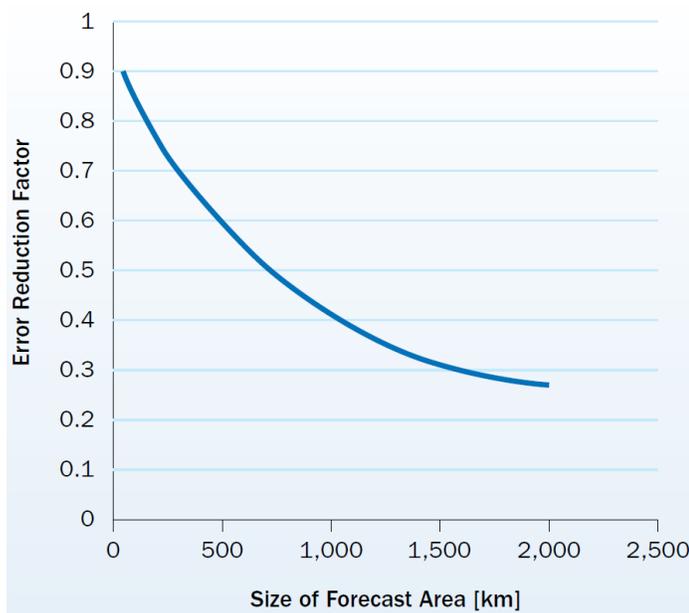
Slika 31. Normalizirana greška u prognozi proizvodnje VE u Njemačkoj u zadnjih 9 godina



Izvor: Tambke, EWEA

Što je promatrano geografsko područje veće, to je bolje sveukupno predviđanje, kao što je to prikazano na Slika 32.

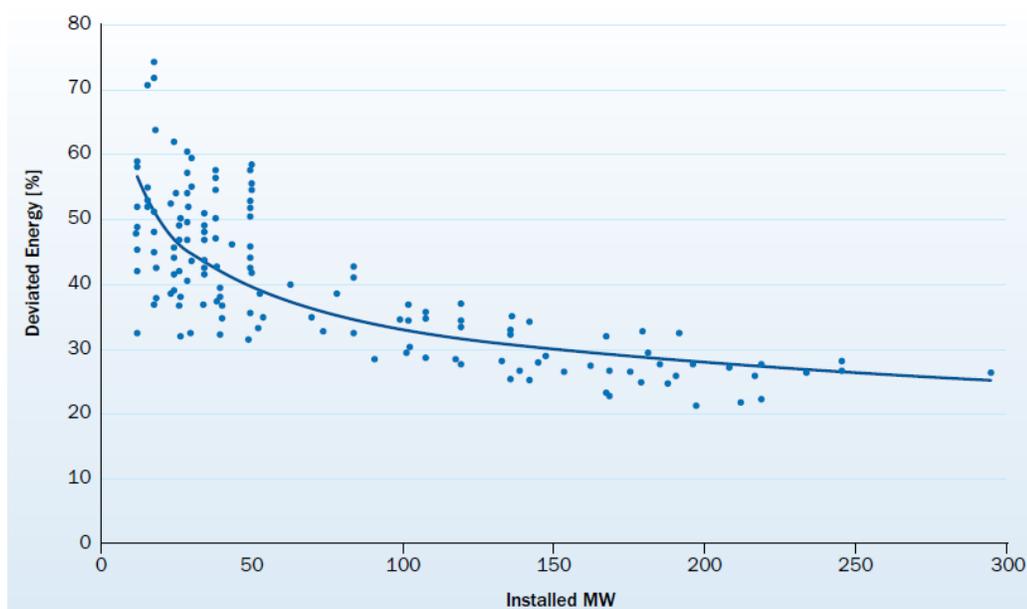
Slika 32. Faktor redukcije greške u prognozi za VE vs promatrano područje



Izvor: Tambke, EWEA, 2010

Drugim riječima, ako uzmemo veće područje VE sa većom instaliranom snagom, srednja apsolutna postotna pogreška će pasti, kao što je to prikazano na slučaju Španije na Slika 33.

Slika 33. Devijacija prognozirane proizvodnje iz VE vs diversificirana instalisana snaga



Izvor: W2M

Tačnost prognoze se smanjuje za duže vremenske horizonte predviđanja. Stoga, smanjenje vremena potrebnog između izrade rasporeda i stvarne isporuke (roka za dostavljanje rasporeda) u ogromnoj mjeri bi smanjilo pogreške.

Implikacije po NOS

U BiH, NOS za sada ne planira uspostaviti sistem prognoziranja vjetra. Osim toga, VE koje se nalaze u fazi razvoja nemaju zakonsku obavezu da NOS-u dostavljaju ni mjerenja vjetra ni obavezujuće podatke o prognozi vjetra. U skladu s tim, nema ni potrebnih ulaznih podataka za bilo kakvo prognoziranje proizvodnje VE.

Sasvim je jasno da NOS treba imati funkcionalan vlastiti sistem prognoziranja energije vjetra. NOS-u će biti potreban dovoljno tačan sistem najkasnije kada se na mrežu priključi prva velika vjetrofarma.

Postojeći mehanizam prognoziranja vjetra u BiH nije adekvatan s obzirom da ne postoji na razini korisnoj za NOS. Nakon uspostave tog mehanizma trebat će porastiti na njegovoj preciznosti i pitanjima brzine /vremena /podataka. Pertpostavljamoda će postojeći problemi sa sistemom prognoziranja, međutim, biti riješeni što je prije moguće, skupa sa drugim navedenim detaljima iz zakonodavstva o OIE.

9.1 Iskustva drugih zemalja u predviđanju proizvodnje VE

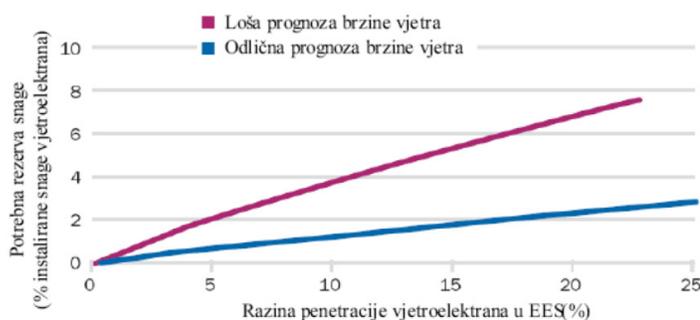
Prije detaljnije obrade iskustava u predviđanju proizvodnje VE na potrebnu rezervu u sistemu treba istaknuti još jedno bitno svojstvo korištenja energije vjetra. Kako je godišnje trajanje iskorištenja instalisane snage VE malo (1800-2500 h/god), postoji

određena vjerovatnost da će u kritičnom razdoblju elektroenergetskog sistema (doba najvećeg ili najmanjeg opterećenja i/ili najmanje mogućeg angažmana HE), angažirana snaga VE biti najpromjenjivija ili da će biti zanemariva ili čak jednaka nuli. U tom razdoblju potrebna je najveća regulacijska aktivnost akumulacijskih HE i TE. Stoga proizvodni sistem, posebno u malim državama gdje je raspršenost VE mala, treba osigurati dovoljno rezerve u konvencionalnim elektranama da se u svim stanjima hidrologije i vjetrovitosti očuva sigurnost snabdijevanja električnom energijom, odnosno odgovarajuća rezerva snage.

U prikazu iz prethodnih poglavlja s aspekta potrebne rezerve snage najprije je promatran najkonzervativniji slučaj kada nema nikakvog predviđanja proizvodnje VE. Drugim riječima, pretpostavljeno je da će se cjelokupna proizvodnja VE regulirati raspoloživom sekundarnom regulacijom. Jasno je da uvođenjem predviđanja proizvodnje VE potreba za raspoloživom rezervom opada. Što je predviđanje proizvodnje VE bolje, to je potrebna manja rezerva snage u sistemu, kako je ilustrativno prikazano na slijedećoj slici za slučajeve velikih sistema.

Slika 34 Odnos kvalitete prognoze vjetra i potrebne rezerve u sistemu

(Izvor: Garrad Hassan, FESB)



Razlog zbog kojeg je u osnovnom prikazu korišteno najnepovoljnije stanje s aspekta predviđanja VE je činjenica da se pogon i razvoj elektroenergetskog sistema dimenzioniraju u odnosu na ekstremno (najnepovoljnije) stanje, a ne na prosječno stanje ili stanje s pretpostavljenim olakotnim okolnostima. Naime, u trenutku pisanja ove studije u BiH ne postoji nijedna VE u pogonu, ne predviđa se niti obaveza prognoze proizvodnje VE, pa prema tome nema nikakvih pripadnih iskustava. Također, još nije odabran, instaliran, testiran, niti kalibriran alat za predviđanje proizvodnje VE, a sve to, zajedno s geografskim specifičnostima značajno utiče na preciznost predviđanja.

Kako bi definirali uticaj predviđanja proizvodnje VE na potrebnu rezervu u sistemu promotrit će se iskustva drugih zemalja s više iskustva u predviđanju proizvodnje VE.

Obzirom na izrazito veliku promjenjivost proizvodnje VE najprije je potrebno razmotriti ukupnu izgrađenost proizvodnog sistema u pojedinim zemljama. Zemlje s visokim udjelom proizvodnje u HE i/ili VE imaju u pravilu vrlo visoku rezervu u

raspoloživoj snazi u odnosu na vršno opterećenje, kako prikazuje slijedeća tablica za 2008. godinu²³.

Tabela 10 System reserves

Država	Proizvodnja(HE+VE)/Potrošnja (%)	Rezerva/Pmax (%)	Pinst(VE)/rezerva (%)
Švajcarska	58,4	76,8	0,2
Austrija	56,9	109,9	9,9
BiH	39,7	115,6	0,0
Crna Gora	32,6	43,6	0,0
Rumunija	30,4	112,3	0,1
Hrvatska	29,6	37,2	1,8
Slovenija	27,6	70,4	0,0
Srbija	25,6	29,0	0,0
Portugal	24,5	68,8	47,0
Španija	20,7	108,6	36,2
Danska	19,4	102,5	49,5
Njemačka	11,5	73,9	41,8
Ukupno ENTSO-E	15,7	74,2	20,7

Rezerva je ovdje računata kao razlika ukupne raspoložive snage svih elektrana i vršnog opterećenja sistema. Za sve zemlje ENTSO-E kod kojih je udio nestalnih izvora u proizvodnji električne energije prosječno 15,7%, ta je rezerva 74,2% vršnog opterećenja sistema. U zemljama u kojima je udio nestalnih izvora znatan, ta je rezerva negdje čak veća od 100% (Austrija, Bosna i Hercegovina, Španija i Danska)! U Crnoj Gori je 2008. godine bilo znatno manje takve rezerve (43,6%), uz udio nestalnih izvora (hidroelektrane) od oko 33%. U susjednim zemljama sa sličnim naslijeđem (Slovenija, Hrvatska, Srbija) promatrane vrijednosti još su manje, u izuzetak BiH gdje je rezerva oko 115%. Zemlje s visokom izgrađenošću VE, njihovom instaliranom snagom „zauzimaju“ 36-49% rezerve elektroenergetskoga sistema (Njemačka, Španija, Danska, Portugal).

Iskustva Njemačke

Prilikom velike integracije VE dio konvencionalnih elektrana mora imati visoka regulacijska svojstva (mogućnost brze promjene MW/min). Raspoloživi podaci iz Njemačke za 2007. godinu navedeni su kako slijedi (u postocima prosječne ukupne instalirane snage VE koje je na početku/kraju godine iznosilo 20622/22247 MW) :

- Najveća (uzastopna) 15-minutna varijacija ukupnog angažmana: 5,3%
- Najveća dnevna varijacija ukupnog angažmana : 65%
- Broj mjeseci u kojima je 15-min varijacija bila u rasponu 4,3-5,3% 5
- Broj mjeseci u kojima je dnevna varijacija bila u rasponu 50-65% 4

²³ M.Kalea: Vjetroelektrane u elektroenergetskom sustavu, Okrugli stol HAZU i HO CIGRE, Zagreb, 4.5.2010.; Windenergieeinspeisung in Deutschland im 2007

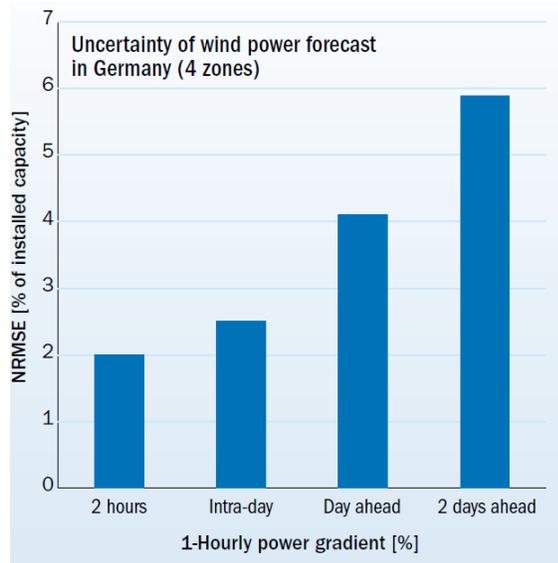
<input type="checkbox"/>	Maksimalni istovremeni angažman	87,9%
<input type="checkbox"/>	Minimalni istovremeni angažman	0,5%
<input type="checkbox"/>	Broj mjeseci kada je maksimalni angažman bio manji od 75%	8
<input type="checkbox"/>	Broj mjeseci kada je minimalni angažman bio u rasponu 0,5-1%	6

Imajući u vidu navedenu vrlo veliku razinu instalirane snage VE u Njemačkoj, ovi pojedinačni iznosi predstavljaju vrlo velike snage. Primjerice, 15-minutna promjena angažmana od 5,3% podrazumijeva oko 1.100 MW ! Bez obzira na veliku površinu Njemačke, veliku raspršenost VE i veliku instalisanu snagu od oko 22.000 MW, minimalni zabilježeni ukupni istodobni angažman VE je bio samo 115 MW, a maksimalni oko 18.380 MW ! Dakle, razlika između minimalnog i maksimalnog 10-minutnog angažmana u toku iste godine bila je oko 160 puta.

Iskustva njemačkih operatora sistema s predviđanjem proizvodnje VE u 2009. prikazana su na slijedećoj slici. Prosječna pogreška predviđanja proizvodnje VE dan unaprijed je oko 4% instalisanog kapaciteta, što za danas instalisanu snagu od oko 26.000 MW podrazumijeva prosječnu pogrešku od 1.040 MW. Na 2-satnoj razini ta prosječna pogreška iznosi oko 500 MW.

Ako uzmemo da je prosječna ukupna instalisana snaga vjetroelektrana u Njemačkoj bila jednaka aritmetičkoj sredini snage na početku i na kraju te godine, dakle $(22.247+20.622)/2 = 21.435$ MW, ostvareno trajanje godišnjeg iskorištenja vjetroelektrana u Njemačkoj te godine bilo je $39.500 \text{ GWh} / 21.435 \text{ GW} = 1.843$ sati. Kako godina ima 8.760 sati, izlazi da bi vjetroelektrane radile 21% godine kada bi trajno proizvodile upravo instalisanom snagom. Ili, slikovitije rečeno: ostvarile bi svoju godišnju proizvodnju kada bi radile svaki peti dan punom snagom, a onda četiri dana mirovale. To je bitna, a nepoželjna strana korištenja vjetroelektrana.

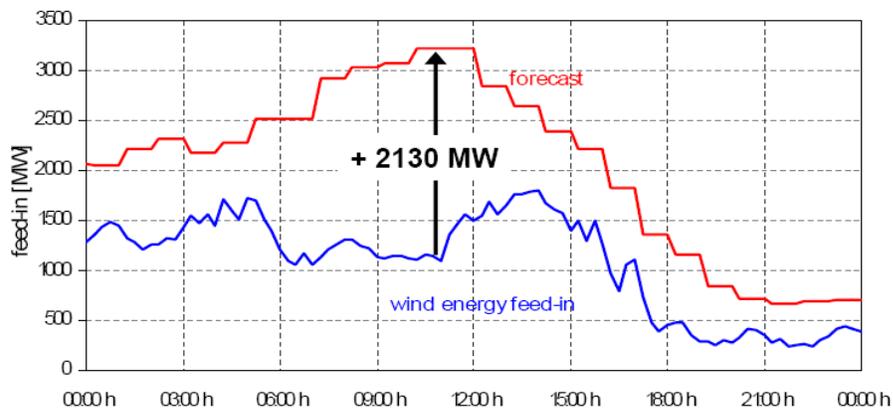
Slika 35 Prosječna pogreška predviđanja proizvodnje VE u Njemačkoj 2009



Source: Tambke 2010

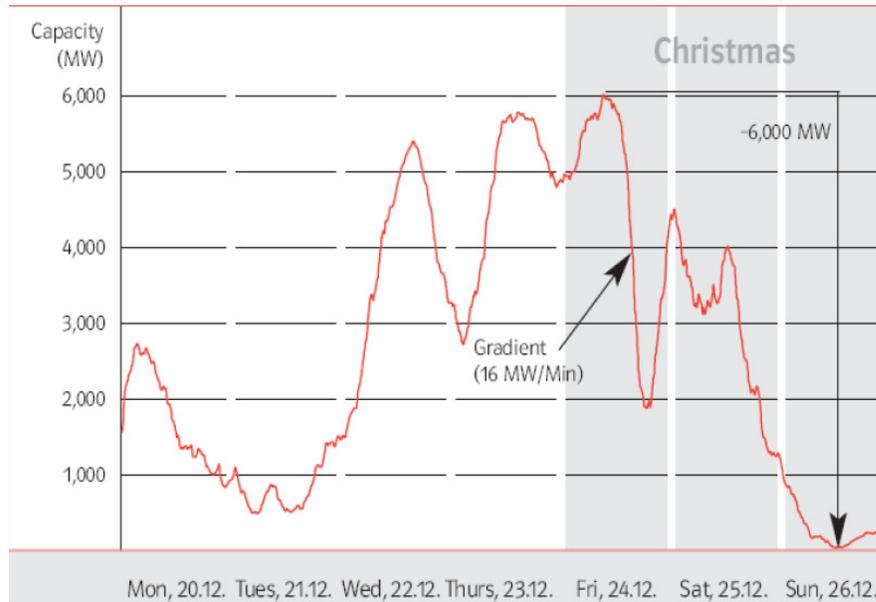
Dakle, valja naglasiti da je ovdje riječ o prosječnoj, a ne o najvećoj pogreški, te da je riječ o jednom od najnapredniji sistema predviđanja proizvodnje VE u Evropi i svijetu. Kako je rečeno ranije, elektroenergetski sistem potrebno je dimenzionirati za sva moguća stanja, a ne za prosječna stanja. Na slijedećoj slici prikazano je jedno „vanprosječno“ stanje u kojem je odstupanje dan unaprijed bilo 9% (2.130 MW), a ne prosječnih 4%.

Slika 36 Pogreška predviđanja proizvodnje VE u Njemačkoj



Na slijedećoj slici prikazan je ekstremni primjer kada je promjena proizvodnje iznosila 6.000 MW (ili oko 25% ukupnih instaliranih kapaciteta) u samo 48 sati. Bez obzira na kvalitetu predviđanja vrlo je teško osigurati rezervu za ovakvu promjenu proizvodnje. Rezervu je potrebno osigurati za sva navedena stanja, bez obzira na vjerovatnost njegove pojave.

Slika 37 Najveća zabilježena pogreška predviđanja proizvodnje VE



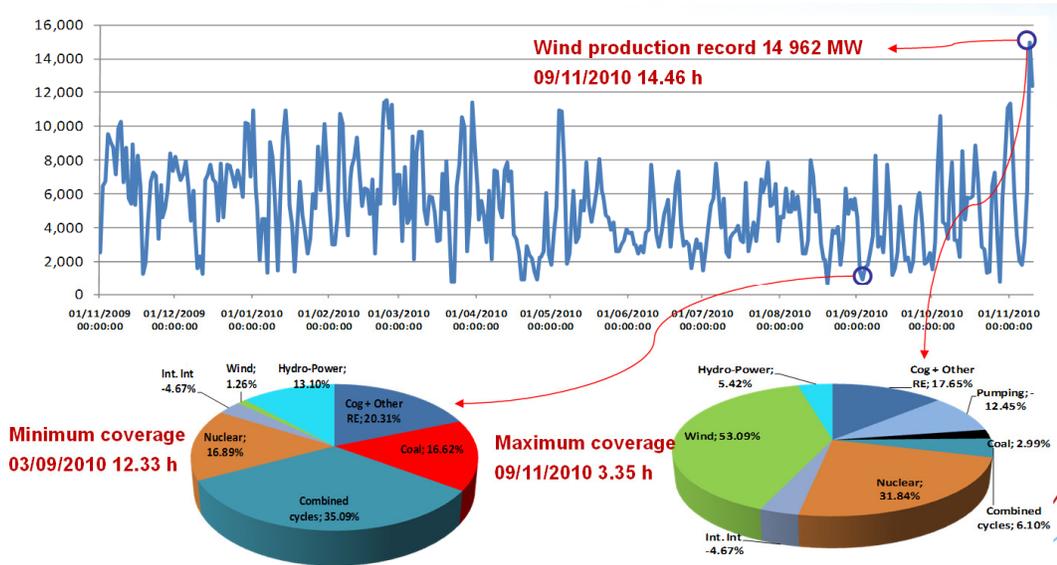
U nastavku se donose i iskustva Španije, kao još jednog od najnaprednijih sistema s aspekta predviđanja proizvodnje VE²⁴.

Iskustva Španije

Na slijedećoj slici prikazana je proizvodnja VE u razdoblju 2009 – 2010, pri čemu je maksimalna zabilježena trenutna proizvodnja VE iznosila 14.962 MW, dok je najmanja proizvodnja bila niža od 1.000 MW. Dakle, unatoč relativno velikoj geografskoj raspršenosti proizvodnje VE razlika između maksimalne i minimalne proizvodnje u razmatranom razdoblju iznosila je preko 15 puta.

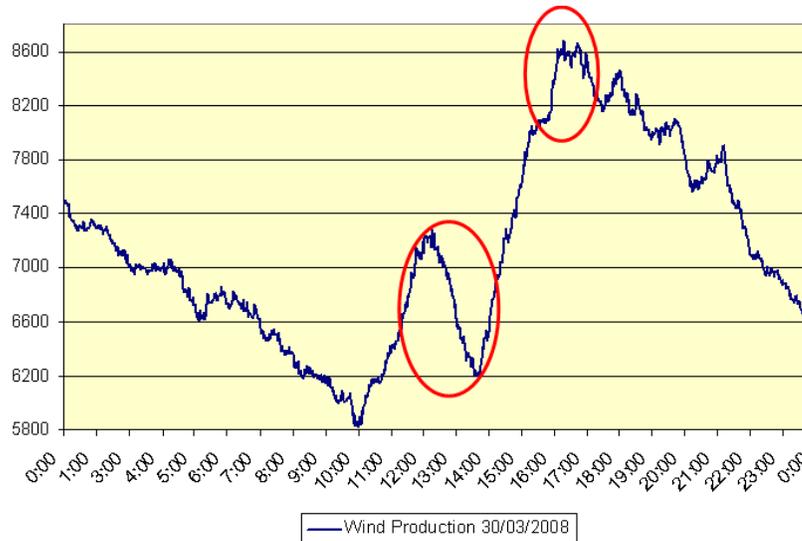
²⁴ REE, RES Integration into Spanish System, USEA RES workshop, Istanbul, March 2011.

Slika 38 Proizvodnja VE u Španiji u razdoblju 2009. - 2010. (Izvor: REE)



Slično iskustvima Njemačke, najveći zabilježeni pozitivni gradijent snage proizvodnje VE iznosio je 1.172 MW/h (točnije 586 MW u 30 min), dok je najveći zabilježeni negativni gradijent snage iznosio -785 MW/h (točnije 1.110 MW u 1:25 h), kako je prikazano na slijedećoj slici.

Slika 39 Proizvodnja VE u Španiji 30.3.2008. (Izvor: REE)



Prilikom predviđanja proizvodnje VE dan unaprijed (D-1) u 12:00 h provode se analize zagušenja. Prema dosadašnjem iskustvu s predviđanjem proizvodnje VE u Španiji u tom trenutku postoji vjerovatnost od 15% da će proizvodnja VE biti 630 MW niža od predviđanja (slijedeća slika, lijevo), pa je s takvim podacima potrebno provesti i analize opterećenosti mreže.

Jednako tako u razdoblju 5-h unaprijed (H-5), što je uobičajeno vrijeme potrebno za pokretanje TE, još uvijek postoji 25% vjerovatnosti da će, usprkos predviđanju VE, proizvodnja VE biti za 570 MW manja nego što je predviđeno, odnosno 15% vjerovatnosti da će proizvodnja biti oko 600 MW manja od predviđanja (sljedeća slika, desno).

Stoga se potrebna rezerva provjerava unutar dviju navedenih vremenskih domena (D-1 i H-5) i pripadne nesigurnosti predviđanja se uračunavaju u konačno osiguravanje rezerve.

SLika 40 Krivulja vjerojatnosti pogreške predviđanja proizvodnje VE D-1 i H-5
(Izvor: REE)

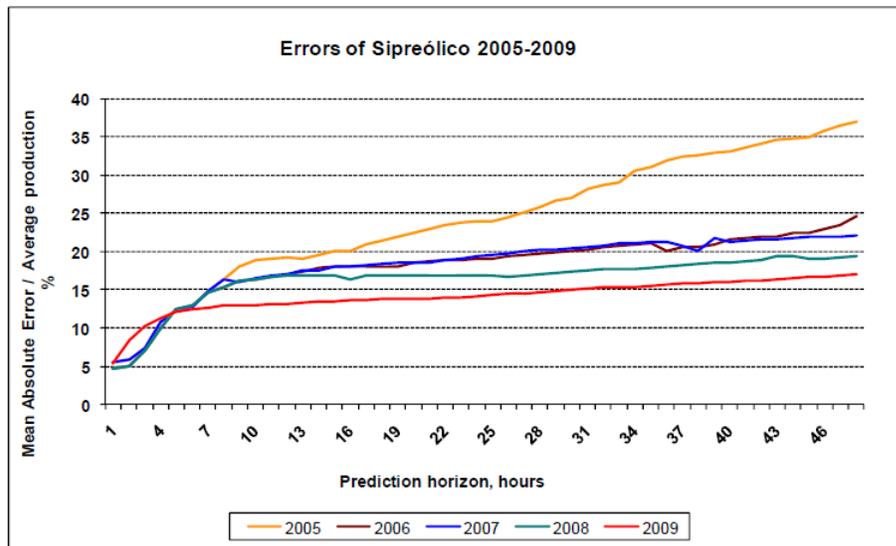


Zbog zahtijevnosti navedenog predviđanja u Španiji je pri operatoru sistema organiziran Control Centre for Renewable Energies (CECRE) koji ima zadatak:

- Integrisati što više OIE bez ugrožavanja sigurnosti pogona,
- Organizovati odgovarajući pogon, vođenje i koordinaciju proizvodnih objekata.

Kako bi se to postiglo razvijen je poseban alat za predviđanje proizvodnje VE – Sipreolico. Prosječne pogreške u predviđanju proizvodnje u razdoblju 2005 – 2009 prikazane su na sljedećoj slici.

Slika 41 Pogreška predviđanja alata Sibreolico 2005. – 2009.



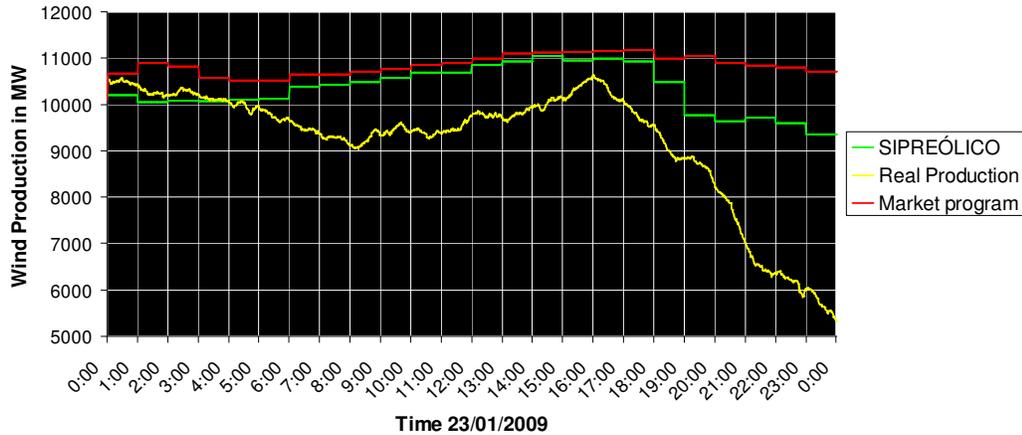
Očito je da se protekom vremena kvalitet predviđanja proizvodnje VE u Španiji značajno unaprijedio. Godine 2005. predviđanje 24 sata unaprijed podrazumijevalo je prosječnu pogrešku predviđanja u iznosu od gotovo 25% prosječne proizvodnje, dok je 2009. godine taj iznos ispod 15% i ne raste značajno povećanjem vremenske domene predviđanja. Jasno je da je višegodišnji razvoj i prilagodba ovog sustava značajno doprinijela smanjenju razine potrebne rezerve, posebno dan unaprijed, odnosno pojeftinjenju integracije VE u EES. Međutim, potrebno je imati na umu da je i nadalje riječ o značajnoj razini rezerve koju je potrebno osigurati u sistemu. Naime, 15% od prosječne proizvodnje od prosječnih npr. 8.000 MW iznosi 1.200 MW.

Ovdje je potrebno primijetiti da se pogreška predviđanja u Španiji prikazuje u odnosu na prosječnu proizvodnju VE, a u Njemačkoj u odnosu na instalisanu snagu VE.

Kritična razdoblja za predviđanje su između 24 i 32 sata unaprijed za definisanje dnevne rezerve (D-1), odnosno 5 sati unaprijed za definisanje rezerve u realnom vremenu.

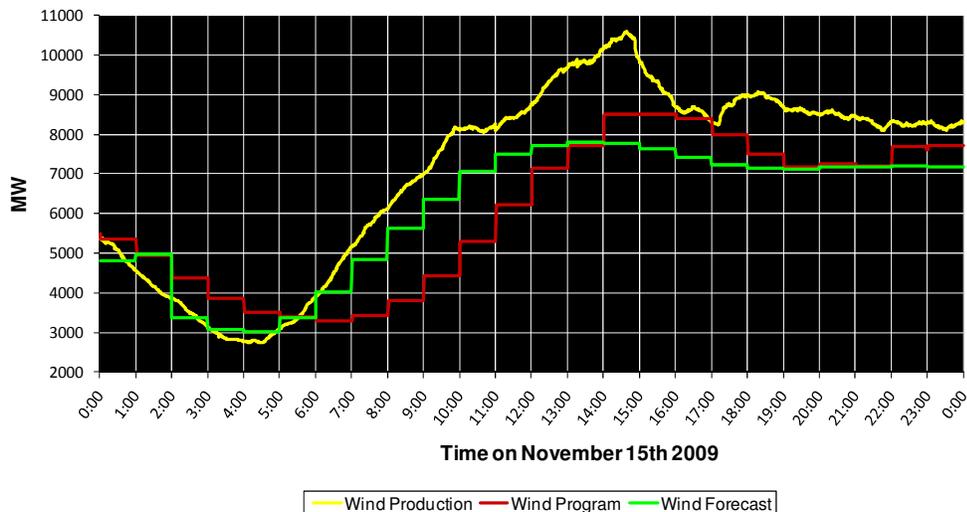
Slično kao i u slučaju Njemačke, prosječne vrijednosti značajno odstupaju od najkritičnijih ekstremnih slučajeva. Za ilustraciju u nastavku se navodi stanje između 23. i 24. januara 2009. godine kada je Iberijski poluotok bio pogođen nevremenom, uz vrlo jake vjetrove zbog čega je većina VE prestala s radom. Tih dana razlika između ostvarene i predviđene proizvodnje VE iznosila je više od 6.000 MWh/h (vidi slijedeću sliku), što je 75% prosječne proizvodnje (podsjetimo, prosječna pogreška iznosi manje od 15%). Ovaj primjer praktički predstavlja razlog pristupa koji je inicijalno korišten u prethodnim poglavljima u ovoj studiji u analizi potrebne rezerve u BiH. U konkretnom primjeru do raspada sistema u Španiji ipak nije došlo jer su velike TE bile u pogonu i mogle su interventno osigurati pripadnu rezervu.

Slika 42 Predviđanje i ostvarenje proizvodnje VE u Španiji 23.1.2009.



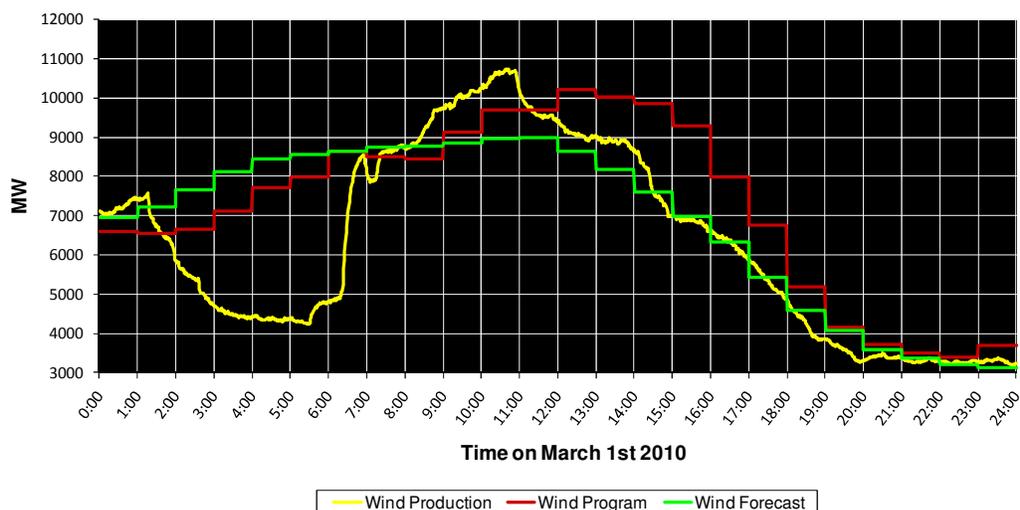
Nakon januara 2009. sličan događaj dogodio se i 15. novembra 2009. godine u 14:50 h kada je predviđanje bilo oko 2 800 MW niže od ostvarenja, što je 35% prosječne proizvodnje. Poseban problem predstavljala je i činjenica da je u tom trenutku opterećenje sistema bilo vrlo nisko (24 000 MW). Stoga je jedino rješenje bilo naglo isključivanje VE iz pogona u razdoblju 14:50 – 17:00 h, kako je prikazano slijedećom slikom.

Slika 43 Predviđanje i ostvarenje proizvodnje VE u Španiji 15.11.2009.



Nakon januara i novembra 2009. sličan problem s predviđanjem ponovno se pojavio i 1. marta 2010. Proizvodnja VE je premašila predviđanje za oko 1.800 MW, sistem je u potpunosti ostao bez raspoložive tercijarne rezerve, dok je raspoloživa sekundarna rezerva bila vrlo mala. Stoga se ponovno pristupilo isključenju nekoliko hiljada MW VE iz pogona, kako bi se osigurao stabilan sistem, odnosno u pogonu očuvale visoko opterećene interkonekcije prema Francuskoj. Nakon toga se prilagodbom voznih redova konvencionalnih elektrana iz sata u sat sistem vraćao u normalni pogon.

Slika 44 Predviđanje i ostvarenje proizvodnje VE u Španiji 1.3.2010.



Iskustva Hrvatske

Iskustva Hrvatske u integraciji VE posebno su interesantna za sistem BiH barem iz tri razloga:

- ❑ Hrvatska i BiH su susjedne države s velikim međusobnim pogonskim utjecajem, izrazito dobro povezane s čak 20 interkonektivnih vodova ukupne instalirane snage oko 5500 MVA, što je više od sume vršnih opterećenja obaju sistema,
- ❑ najizdašnije lokacije za VE su upravo o širem pograničnom području,
- ❑ elektroenergetski sistemi Hrvatske i BiH imaju isto naslijeđe i slične pogonske karakteristike.

Interes za izgradnju VE u Hrvatskoj je ogroman. Trenutno je u fazi razvoja 137 projekata VE s više od 5.500 MW ukupno planirane instalirane snage. U pogonu je 6 vjetroelektrana ukupne instalirane snage 78 MW (juli 2011). Dodatnih 9,2 MW i 2 x 18 MW je u trenutno u izgradnji, tako da se u narednih godinu dana očekuje ulazak u pogon dodatnih oko 45 MW. Osim 6 VE koje su trenutno u redovnom pogonu, još 4 VE imaju građevinsku dozvolu, tako da ukupna instalirana snaga VE s građevinskom dozvolom iznosi 170 MW, kako je prikazano na slijedećoj slici. Dodatnih 6 VE ukupne snage oko 260 MW ima lokacijsku dozvolu, pa je u naredne dvije godine moguće očekivati toliku razinu izgradnje VE u Hrvatskoj.

Slika 45 Lokacije i snage VE u Hrvatskoj



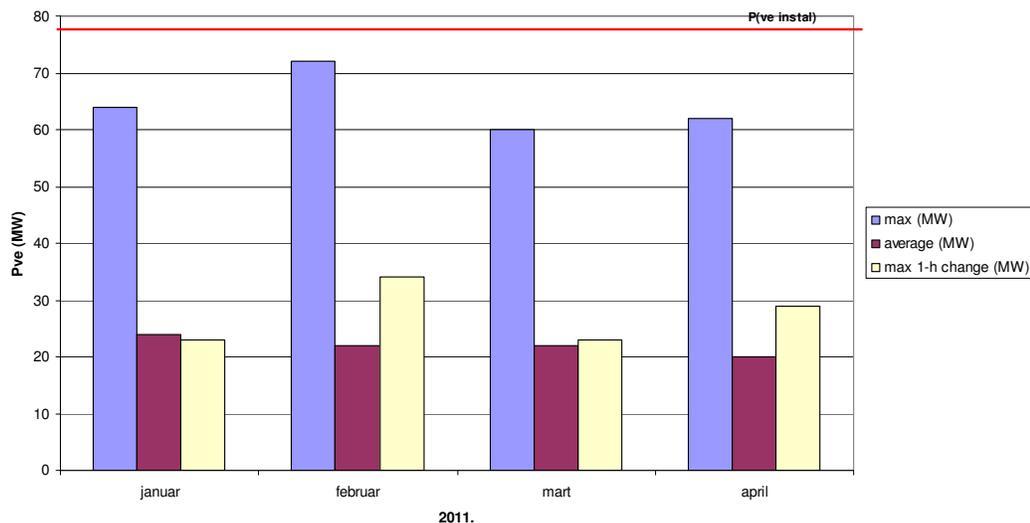
U Hrvatskoj nema prognoze proizvodnje VE. Sistem predviđanja se uvodi u nacionalnom dispečerskom centru. Prema postojećoj regulativi VE nemaju nikakvu obavezu predviđanja vlastite proizvodnje, što smatramo da je veliki nedostatak. U ovom trenutku razina integracije VE u Hrvatskoj još nije značajna. Međutim, obzirom na očekivani značajan porast snage izgradnje VE u skorije vrijeme, hrvatski operator sistema (HEP OPS) iskazuje veliku zabrinutost po pitanju prognoze proizvodnje VE i uklapanja u bilancu sistema i nastoji ovaj problem prepoznati i riješiti na vrijeme.

Za ilustraciju može se navesti da je od 78 MW instalirane snage VE u 2011. godini kada su sve navedene bile VE u redovnom pogonu maksimalno dosegnuta trenutna proizvodnja iznosila 72 MW (92% ukupno instalirane snage), minimalna 0 MW, uz prosjek od 22 MW (28% ukupno instalirane snage). Maksimalna satna promjena proizvodnje (promjena proizvodnje u odnosu na prethodni sat) iznosila je +34 MW (44% instalirane snage), odnosno -21 MW (27% instalirane snage).

U januaru 2011. maksimalna satna proizvodnja iznosila je 64 MW, a maksimalna satna promjena iznosila je 23 MW. U februaru 2011. maksimalna satna proizvodnja iznosila je 72 MW, dok je maksimalna satna promjena proizvodnje iznosila 34 MW.

U martu 2011. maksimalna satna proizvodnja iznosila je 60 MW, dok je maksimalna satna promjena bila 23 MW. U aprilu 2011. (tačnije, do 29.4.) maksimalna proizvodnja iznosila je 62 MW, a maksimalna satna promjena 29 MW. Navedene vrijednosti prikazane su na slijedećoj slici.

Slika 46 Maksimalna i prosječna proizvodnja VE u Hrvatskoj, te maksimalne satne promjene proizvodnje VE

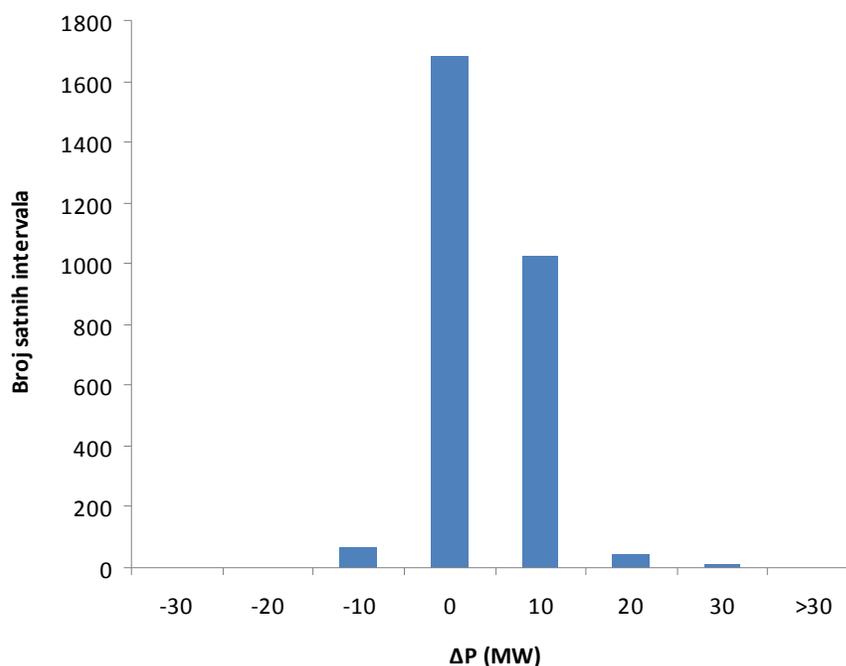


Jasno je da se najveće satne promjene javljaju rijetko. Stoga se u nastavku analizira koliko se često pojavljuju pojedini rasponi satnih promjena VE. Analizirana su prva četiri mjeseca 2011., odnosno ukupno oko 118 dana ili 2831 sat. Podaci za ovo razdoblje bili su raspoloživi u trenutku pisanja ove studije, a to razdoblje ujedno i predstavlja najvjetrovitije razdoblje u godini. U tom razdoblju najveći broj satnih intervala (1681 sat ili 59% vremena) promjena proizvodnje VE bila je jednaka 0 MW. Broj satnih intervala s pozitivnom promjenom proizvodnje od 0 – 10 MW bio je 1023 (36% vremena). Pozitivne satne promjene proizvodnje u rasponu 10-20 MW pojavile su se u 43 satna intervala (ekvivalentno gotovo dva dana), a broj intervala sa satnom promjenom proizvodnje VE između 20 – 30 MW bio je 15. Samo jednom u promatranom razdoblju pojavila se satna promjena proizvodnje VE veća od 30 MW (maksimalnih 34 MW).

Negativne promjene proizvodnje VE u rasponu 0 MW do -10 MW pojavile su se u 65 satnih intervala. Satne promjene proizvodnje VE između -10 MW i -20 MW pojavile su se 3 puta, dok negativnih satnih promjena proizvodnje VE većih od -20 MW nije bilo.

Navedene vrijednosti prikazane su na slijedećoj slici.

Slika 47 Histogram satnih promjena proizvodnje VE u Hrvatskoj



Konačno, potrebno je napomenuti da su sve analize koje su rađene u ovoj studiji provedene na modelima elektroenergetskog sistema cijele regije, verificiranim od strane svih nadležnih operatora sistema od Slovenije do Turske, u kojima su u Hrvatskoj uključene VE koje su službeno dobile suglasnost za priključak u narednom srednjoročnom razdoblju. Također, uobziren je i 10-godišnji plan razvoja prijenosne mreže Hrvatske. U tom smislu je uzet u obzir međusobni utjecaj dvaju susjednih sistema.

Zaključno o BiH

Uvažavajući navedena iskustva drugih zemalja, s neusporedivo lakšim okolnostima u smislu raspršenosti i predviđanja proizvodnje VE, ali i specifičnosti BiH koje se očituju u:

- Maloj površini, odnosno maloj raspršenosti proizvodnje budućih VE,
- Izostanku iskustva s predviđanjem proizvodnje VE,
- Izostanku raspoloživih detaljnih podataka o mjerenjima vjetra na konkretnim lokacijama VE,
- Izostanku realnih, tržišnih mehanizama za osiguranje pomoćnih usluga (sekundarne i tercijarne regulacije),
- Izostanku organiziranog regionalnog tržišta električne energije,
- Ograničenoj raspoloživoj postojećoj rezervi snage u sistemu,

autori predlažu da se za početak integracije VE u EES BiH koristi sigurniji pristup naveden u prethodnim poglavljima, a da se naknadnim uvođenjem sistema predviđanja, njegovim unapređenjem i prilagođavanjem na lokalne specifičnosti postepeno smanjuje pogreška predviđanja i povećava razina moguće integracije VE u EES.

Naime, uračunavanje neke, proizvoljno određene očekivane pogreške u prognozi proizvodnje VE u BiH podrazumijevalo bi rizik da se zbog lokalnih specifičnosti u planiranom vremenu ne ostvari željena točnost prognoze i da se zbog toga ugrožava pogon sustava, odnosno ograničava proizvodnja VE.

Istovrsni pristup korišten je i prihvaćen u studijama integracije VE u EES u susjednim državama (Hrvatskoj, Crnoj Gori, Srbiji...).

Na temelju stečenih iskustava s promjenom proizvodnje VE, funkcionisanjem alata za predviđanje proizvodnje VE i iskustava s osiguranjem i plaćanjem pomoćnih usluga bit će moguće revalorizirati koncepciju sistemskih rezervi i pripadnih troškova.

10 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 ekonomske 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.

Projekti VE u BiH

U BiH trenutno postoji jaz između potencijala energije vjetra i interesovanja investitora s jedne strane i nivoa pripreme elektroenergetskog sistema za integraciju VE, s druge strane. Trenutno se radi na izradi velikog broja projekata VE, s tim da ni jedna VE još nije u pogonu. U okviru ovog projekta analizirali smo 8 scenarija integracije VE (7 početno definiranih scenarija i jedan dodatni scenarij od 200 MW VE), prema dogovoru sa NOS-om, počevši sa 150 MW, i završivši sa 1300 MW (ekvivalentno 20% ukupne potrošnje električne energije u BiH 2020.). Ovi scenariji su „popunjeni“ sa područjima vjetrofarmi odabranih iz Indikativnog plana proizvodnje s oko 50 lokacija vjetrofarmi i veličina koje je dostavio NOS.

Važno je istaknuti da za ovu vrstu studije nije presudno izvršiti evaluaciju konkretnih projekata VE, nego ukupan uzajamni uticaj na pogon sistema, bez obzira na konkretan projekat VE, mikrolokaciju ili investitora u VE. Raspodjela pojedinačnih projekata po pojedinim scenarijima nije od značajnijeg utjecaja na rezultate ove systemske studije, pa u tom smislu, niti autori, niti NOS ovdje ne navode, niti vrednuju konkretne pojedinačne projekte VE.

Ključna pitanja za ovu vrstu analiza su raspoloživost ulaznih podataka i njihov kvalitet. Vjerujemo da je skup ulaznih podataka koji je korišten u studiji itekako relevantan za svrhu ove vrste planske studije. Namjera je bila da se preko podataka o brzini vjetra iz atlasa vjetra predoči generalna slika o potencijalu vjetroenergije, da se konzistentno uporede različiti predjeli, da se procijeni varijabilnost i provede analiza kojom će se uporediti različite oblasti ili generalno ocijeniti potencijal. Naravno, prilikom analize konkretnih vjetrofarmi, obavezno je odgovarajuće mjerenje brzine vjetra na samoj lokaciji. Međutim, ova studija se fokusira na šire područje i uticaj na sistem, a ne na konkretne lokalitete, pa takve vrste mjerenja nisu bile nužne.

Što se tiče pogona VE, NOS BiH nema iskustva u pogledu pogona elektroenergetskog sistema sa VE. Mehanizam prognoziranja i balansiranja nije definiran, što znači da za sada nema konkretnih obaveza za buduće VE u tom smislu. Istovremeno, iako SCADA sistem i postojeće proizvodne jedinice imaju dobar potencijal za integraciju VE, mehanizam pomoćnih usluga (uključujući i platne aranžmane) jeste definiran, ali još uvijek nije u potpunosti proveden. U skladu s tim, NOS se suočava sa vrlo izazovnim uvjetima integracije VE i velikim brojem pitanja koja će se trebati vrlo brzo riješiti.

U okviru ovog izvještaja smo dali pregled i ocjenu različitih aspekata postojećeg elektroenergetskog sistema u BiH, sa naglaskom na međunarodno iskustvo. U tom smislu, osim zakona o električnoj energiji, postoji veliki broj podzakonskih akata, koji čine BiH jednim od najkompleksnijih elektroenergetskih sektora u Evropi sa stajališta upravljanja. Iako ova činjenica nije privlačna za investitore u VE, zbog obećavajućeg vjetro potencijala očekuje se veliki interes investitora te da će nekoliko VE relativno skoro biti u pogonu.

Tehnike regulacije frekvencije i aktivne snage

Iako BiH ima veliki kapacitet HE i znatne sposobnosti regulacije, 2010. godine je BiH sistem imao 632 sata (ili 7,2% godine) neplaniranih odstupanja prema susjednom sistemu koja su prelazila 100 MWh/h.

VE će povećati ovaj problem, posebno prije primjene adekvatnog sistema prognoziranja vjetra i njegove kalibracije prema lokalnim uvjetima. Osim toga, susjedni sistemi se također suočavaju sa problemom neplaniranih odstupanja. Ukoliko pogonske prakse ne budu znatno unapređene, mogu se očekivati veći problemi u pogonu sistema. U skladu s tim, vrlo je bitno da mehanizam pomoćnih usluga u BiH bude ispravan i u potpunoj funkciji, u kojem će uloga svake odgovorne strane biti jasno definirana i svaka strana će imati svoje nadležnosti, dužnosti i prava. Također, mehanizam pomoćnih usluga mora biti u potpunosti proveden u svim susjednim zemljama prije nego što svi oni prema svojim planovima izvrše integraciju velikog udjela VE.

Da bi se minimizirala potrebna rezervna snaga (a i pripadni trošak), potrebno je uvesti precizan sistem prognoziranja proizvodnje iz VE u BiH. Ukoliko prognoza proizvodnje VE ima istu grešku kao i odstupanje proizvodnje VE od prosječne proizvodnje u toku prethodna 2 sata, za integraciju 150 MW VE BiH sistem bi trebalo 68 MW dodatne rezervne snage samo za pokrivanje regulacije VE. Ako je greška u prognozi jednaka četverosatnom prosjeku proizvodnje VE, tada bi zahtijevana rezervna snaga za isti scenario iznosila 104 MW. Do obje brojke se došlo pod pretpostavkom da će 100% vremena BiH sistem zadržati maksimalnu rezervnu snagu, ili drugim riječima, niti jednom u periodu od deset godina BiH sistem neće ostati bez rezervne snage potrebne za pokrivanje maksimalnog mogućeg odstupanja VE. Jasno je da ukoliko je greška u prognozi jednaka odstupanjima od prethodnog jednosatnog prosjeka, tada bi zahtijevana rezervna snaga bila čak i niža od ranije navedenih vrijednosti.

Dodatno smanjenje regulacijske snage se postiže ako toleriramo određeni broj sati godišnje u kojima regulacija neće biti dovoljna za pokrivanje varijacija u proizvodnji VE. Naprimjer, ako je za NOS prihvatljivo da postoji adekvatna rezerva za 99% vremena (tj. nedovoljna za 88 sati godišnje), tada će se smanjiti zahtijevana rezervna snaga. U scenariju VE ukupne snage 150 MW sa greškom u prognozi koja je jednaka odstupanju od dvosatnog prosjeka, potrebna rezerva snage bi iznosila svega ± 19 MW, dok u istom scenariju sa greškom u prognozi jednakoj odstupanju od četverosatnog odstupanja, zahtijevana rezervna snaga bi iznosila ± 32 MW. Osim toga, ako je za NOS prihvatljivo da ima adekvatnu rezervu za 98% vremena (nedovoljnu za 175 sati godišnje), zahtijevana rezerva snage bi se dodatno smanjila. U istom scenariju VE ukupne snage 150 MW sa greškom u prognozi koja je jednaka

odstupanju od dvosatnog prosjeka, zahtijevana rezerva snage bi iznosila svega ± 15 MW, dok u istom scenariju sa greškom u prognozi jednakom odstupanju od četverosatnog prosjeka, rezervna snaga bi iznosila ± 26 MW.

Ovo je matematički izračun potrebnih rezervi do kojih je bilo moguće doći na osnovu trenutno raspoloživih ulaznih podataka. Paralelno sa bh. praktičnim iskustvom sa VE u pogonu i uvođenjem i kalibracijom sistema prognoziranja, NOS BiH će imati puno više ulaznih podataka na osnovu kojih će moći odlučiti koji je nivo sigurnosti i vjerovatnoće prihvatljiv za potrebe sistema.

Regulacija napona i upravljanje reaktivnom snagom

Prema odredbama Mrežnog kodeksa, upravljanje reaktivnom snagom i regulacija napona se ostvaruju pružanjem pomoćnih usluga, na zahtjev NOS-a, uz princip minimalnog gubitka aktivne snage. Svaka elektrana također je dužna dostaviti aktualnu pogonsku kartu svih generatora i podešenja svih limitera, kao i ostale karakteristike uzbude. Stoga, predlažemo da se u Mrežni kodeks ugrade dodatni detaljniji zahtjevi u pogledu naponske podrške mreži proizvodnjom reaktivne snage u toku kvara na mreži, da bi se podržao i brže povratio mrežni napon. Drugim riječima:

- ❑ NOS treba osigurati kvalitet napona svim korisnicima mreže, uključujući i VE, dok VE trebaju održavati naponski opseg. Trenutno nije jasno definirano da VE mora biti u stanju regulirati napon čvorišta priključenja i postići vrijednost napona koju je odredio NOS.
- ❑ Sve eventualne probleme sa nestabilnošću napona treba rješavati NOS, što također treba biti adekvatno tretirano u zahtjevima za VE.
- ❑ Potrebno je razjasniti koji su to zahtjevi za karakteristike uzbude za sve nove elektrane (i posebno za vjetroagregate). Ovo je ključno za stalnu sposobnost NOS-a da upravlja naponskim prilikama (profilima) kako se elektroenergetski sistem bude širio.

Zahjevi za podacima od VE i potrebe NOS-a

NOS ima potrebu za velikim brojem podataka o VE u postupku priključenja na mrežu. Prema sadašnjoj praksi, nema takvih formalnih zahtjeva u postojećem zakonodavnom okviru, nego se podaci prikupljaju putem pojedinačnih zahtjeva za priključkom i tokom probnog pogona. U skladu s tim, autori predlažu da se u Mrežni kodeks uvrste i zahtjevi za velikim setovima podataka o VE, kako je to opisano u odjeljku 6.4.3.

Također predlažemo da se u budućim verzijama Mrežnog kodeksa uključi i odredba prema kojoj će nadležnog operatora VE NOS moći kontaktirati u svako doba kako bi definirali pogonske detalje bez nepotrebnih odugovlačenja, a u svakom slučaju u roku od 15 minuta. Nakon što NOS dostavi zahtjev, nadležni operator VE mora stići na tačku priključka VE bez nepotrebnog kašnjenja, a najkasnije u roku od sat vremena, i mora biti u stanju preduzeti sve potrebne odgovarajuće mjere. Nadležni operator VE mora biti dostupan 24 sata dnevno, svih 365 dana godišnje.

Osim toga, u ovom Izvještaju smo dali 29 konkretnih preporuka za poboljšanje priključenja i pogona VE u BiH. Na kraju, preporučujemo da se periodično ponavlja ovakva vrsta tehničke analize za svaki nivo realizirane integracije VE.

Zahtjevi iz Mrežnog kodeksa

U ovom Izvještaju analizirana je i nova verzija Mrežnog kodeksa kojeg je krajem 2010. izradio NOS BIH, a usvojio DERK u maju 2011.. U tom revidiranom Kodeksu u pogledu vjetroturbina obuhvaćene su dvije ključne oblasti: (a) regulacija frekvencije i (b) regulacija napona u mreži. Iako je dopuna Mrežnog kodeksa izvršena kvalitetno, ipak su promjene nešto manje detaljne nego što bismo preporučili. Konkretno, predlažemo da bi bilo uputno uvrstiti u Mrežni kodeks neke dodatne detalje, posebno one koji se odnose na sljedeće:

- ❑ Zahtjeve vezane za sposobnost vjetrofarme prolaska kroz stanje kvara; i
- ❑ Pogonske nadležnosti operatora VE.

Osim te dvije tačke, u novom Mrežnom kodeksu nije navedeno koje podatke VE moraju dostaviti da bi NOS mogao upravljati mrežom na siguran način. Predlažemo da ti zahtjevi za podacima budu uključeni u buduću verziju Mrežnog kodeksa. Dali smo nekoliko detaljnijih sugestija u pogledu raznih dodatnih odredaba čije bi uvršavanje u Mrežni kodeks BiH bilo korisno.

Zahtjevi vezani za raspodjelu troškova jačanja mreže

Trenutno postoji velika nesigurnost u BiH u pogledu toga koji će dio troškova pojačanja mreže zbog vjetrofarmi snositi investitori. Još uvijek postoje poteškoće oko izrade investicijskog plana Elektroprenosa, što dovodi do nesigurnosti u pogledu budućeg razvoja prijenosnog sistema. Sve je urgentnija potreba za ulaganjima u prijenosnu mrežu kako bi se održao efikasan elektroenergetski sistem, posebno u pogledu priključenja novih elektrana.

Pod sadašnjim okolnostima nije moguće da investitor u vjetrofarmu procijeni troškove priključenja na prijenosnu mrežu. Veći stupanj sigurnosti u pogledu općeg nivoa troškova bi trebao biti moguć nakon što Elektroprenos da svoje prijedloge i ponude cijena. Međutim, za sada ne možemo biti sigurni da je Elektroprenos u poziciji da ponudi definitivnu cijenu budućem investitoru u vjetrofarmu, što očigledno predstavlja problem. Dali smo nekoliko detaljnih preporuka koje mogu pomoći i u rješavanju ovog pitanja.

Uključivanje VE u tržišne procedure

Uvjete za VE NOS treba uključiti u satne planove proizvodnje. Trenutno VE nisu u obavezi da sudjeluju u izradi rasporeda pogona elektrana, niti u balansiranju sistema na bilo koji način. Postoje tri pitanja od najvećeg značaja za elektroenergetski sistem BiH u bližoj budućnosti:

- ❑ održavanje balansa elektroenergetskog sistema uz dodatni udio VE (ili, drugim riječima, definiranje tržišnih mehanizama pri ekstremnim uvjetima vjetra),

- ❑ unapređenje mehanizma pomoćnih usluga (uključujući i adekvatna rješenja plaćanja),
- ❑ unapređenje metodologije balansiranja električne energije i pripadni sistem određivanja cijena.

Jedna od slijedećih važnih tema koje treba biti analizirana, a koja nije predmet ove studije, je svakako i uklapanje vjetroelektrana u vozne redove, odnosno dispečing vjetroelektrana, posebno u režimima niskog opterećenja, ekstremne hidrologije i ekstremnog vjetra. Kod takve analize bi se detaljno uzela u obzir ograničenja proizvodne HE uslijed hidroloških prilika i vodoprivrednih dozvola.

Tehnike prognozirivanja

NOS nema uspostavljen sistem prognozirivanja snage vjetra, odnosno proizvodnje VE. VE koje su trenutno u fazi razvoja nemaju zakonsku obavezu da NOS-u dostavljaju podatke o mjerenjima vjetra, niti ikakve podatke o prognozi vjetra. Prema tome, NOS nema potrebnih ulaznih podataka.

NOS treba uspostaviti vlastiti funkcionalan sistem prognozirivanja proizvodnje VE, koji će u dovoljnoj mjeri biti precizan. Takav sistem će biti potreban čim se prva veća vjetrofarma priključi na mrežu.

Stoga, dosadašnji izostanak prognozirivanja proizvodnje VE u BiH nije održiv, odnosno, drugim riječima, nije koristan za NOS zbog pitanja tačnosti, brzine i vremena dostave potrebnih podataka. Očekuje se da će se uskoro početi intenzivnije raditi na ovom problemu. Također, predlažemo da se vjetroelektranama uvede obaveza prognozirivanja vlastite proizvodnje. Kao što smo već naveli u Izveštaju, predložene su vrlo detaljne odredbe o podacima o vjetru i drugim izlaznim vrijednostima VE (u probnom pogonu, tokom puštanja u pogon i u redovnom pogonu). Podaci o VE, koji budu dostavljani NOS-u, između ostalog, trebat će obuhvatiti i prognozu proizvodnje VE u traženom kratkoročnom periodu od 1-48 sati. Nakon toga je potrebno odrediti vremenski period i frekvenciju prognozirivanja proizvodnje. Ovim će se znatno doprinijeti smanjenju potrebne rezervne snage, odnosno smanjenju ukupnih troškova integracije VE u EES BiH.

11 Bibliografija

1. *Design and operation of power systems with large amounts of wind power State-of-the-art report.* Hannele Holttinen & Bettina Lemström, VTT, Finland; Peter Meibom & Henrik Bindner, Risø National Laboratories; Antje Orths, Energinet.dk, Denmark; Frans van Hulle, EWEA; Cornel Ensslin, ISET; Albrecht Tiedemann, DENA, Germany; Lutz Hofmann & Wilhelm Winter, E.ON Netz, Germany; Aidan Tuohy & Mark O.Malley, UCD; Paul Smith, Eirgrid, Ireland; Jan Pierik, ECN, Netherlands; John Olav Tande, SINTEF, Norway; Ana Estanqueiro, INETI; João Ricardo, REN, Portugal; Emilio Gomez, University Castilla La Mancha, Spain; Lennart Söder, KTH, Sweden; Goran Strbac & Anser Shakoor, DG&SEE, UK; J. Charles Smith, UWIG, USA; Brian Parsons, Michael Milligan & Yih-huei Wan, NREL, USA
2. *Experience from wind integration in some high penetration areas* Lennart Söder, member IEEE, Lutz Hofmann, Antje Orths, member IEEE, Hannele Holttinen, Yihhuei Wan, member IEEE, and Aidan Tuohy. Paper written as a part of the IEA Annex XXV "Integration of large amounts of wind power".
3. *Up with Wind* Dave Corbus, Debbie Lew, Gary Jordan, Wilhelm Winters, Frans Van Hull, John Manobianco, and Bob Zavadil. IEEE Power & Energy magazine November/December 2009
4. *Change in the Air* William Grant, Dave Edelson, John Dumas, John Zack, Mark Ahlstrom, John Kehler, Pascal Storck, Jeff Lerner, Keith Parks, and Cathy Finley. IEEE Power & Energy magazine November/December 2009
5. *Where the Wind Blows* Thomas Ackermann, Graeme Ancell, Lasse Diness Borup, Peter Børre Eriksen, Bernhard Ernst, Frank Groome, Matthias Lange, Corinna Möhrlein, Antje G. Orths, Jonathan O'Sullivan and Miguel de la Torre. IEEE Power & Energy magazine November/December 2009
6. *Generator Fault Tolerance and Grid Codes* Richard Piwko, Nicholas Miller, R. Thomas Girard, Jason MacDowell, Kara Clark, and Alexander Murdoch IEEE Power & Energy magazine March/April 2010
7. *Procedure for Measuring and Assessing the Response to Voltage Dips* José Luis Rodríguez-Amenedo; Santiago Arnalte Gómez; David Santos Martín, Universidad Carlos III Madrid-Spain
8. *Operating the Electricity Transmission Networks in 2020* Initial Consultation June 2009 National Grid
9. *Operating the Electricity Transmission Networks in 2020* Follow Up Report February 2010 National Grid
10. *Studija energetskeg sektora u BiH*, Energetski institut Hrvoje Požar, Soluziona, Ekonomski institut Banja Luka, Rudarski institut Tuzla, 2008