

# Utjecaj elektrana na obnovljive izvore na regulaciju u prijenosnoj mreži

---

**Aračić, Zvonimir**

**Master's thesis / Diplomski rad**

**2017**

*Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj:* **Josip Juraj Strossmayer University of Osijek, Faculty of Electrical Engineering, Computer Science and Information Technology Osijek / Sveučilište Josipa Jurja Strossmayera u Osijeku, Fakultet elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija Osijek**

*Permanent link / Trajna poveznica:* <https://um.nsk.hr/um:nbn:hr:200:418377>

*Rights / Prava:* [In copyright](#)/[Zaštićeno autorskim pravom.](#)

*Download date / Datum preuzimanja:* **2025-02-19**

*Repository / Repozitorij:*

[Faculty of Electrical Engineering, Computer Science and Information Technology Osijek](#)



**SVEUČILIŠTE JOSIPA JURJA STROSSMAYERA U OSIJEKU  
FAKULTET ELEKTROTEHNIKE, RAČUNARSTVA I  
INFORMACIJSKIH TEHNOLOGIJA U OSIJEKU**

**Sveučilišni studij**

**UTJECAJ ELEKTRANA NA OBNOVLJIVE IZVORE NA  
REGULACIJU U PRIJENOSNOJ MREŽI**

**Diplomski rad**

**Zvonimir Aračić**

**Osijek, 2017.**

**FERIT**FAKULTET ELEKTROTEHNIKE, RAČUNARSTVA  
I INFORMATIJSKIH TEHNOLOGIJA OSIJEK**Obrazac D1: Obrazac za imenovanje Povjerenstva za obranu diplomskog rada**

Osijek, 13.07.2017.

Odboru za završne i diplomske ispite

**Imenovanje Povjerenstva za obranu diplomskog rada**

<b>Ime i prezime studenta:</b>	Zvonimir Aračić
<b>Studij, smjer:</b>	Diplomski sveučilišni studij Elektrotehnika, smjer Elektroenergetika
<b>Mat. br. studenta, godina</b>	D-857, 14.10.2014.
<b>OIB studenta:</b>	09190879014
<b>Mentor:</b>	Prof.dr.sc. Damir Šljivac
<b>Sumentor:</b>	Izv. prof. dr. sc. Predrag Marić
<b>Sumentor iz tvrtke:</b>	
<b>Predsjednik Povjerenstva:</b>	Doc.dr.sc. Zvonimir Klaić
<b>Član Povjerenstva:</b>	Izv. prof. dr. sc. Predrag Marić
<b>Naslov diplomskog rada:</b>	Utjecaj elektrana na obnovljive izvore na regulaciju u prijenosnoj mreži
<b>Znanstvena grana rada:</b>	<b>Elektroenergetika (zn. polje elektrotehnika)</b>
<b>Zadatak diplomskog rada:</b>	U radu će se prikazati teorijski pregled utjecaja elektrana na obnovljive izvore na prijenosnu mrežu u smislu regulacije frekvencije i uravnoteženja. U praktičnom dijelu zadatak je izvršiti simulaciju za teorijski prikazane slučajeve i utvrditi utjecaj na prijenosnu mrežu i primarnu regulaciju frekvencije.
<b>Prijedlog ocjene pismenog dijela ispita (diplomskog rada):</b>	Izvrstan (5)
<b>Kratko obrazloženje ocjene prema Kriterijima za ocjenjivanje završnih i diplomskih radova:</b>	Primjena znanja stečenih na fakultetu: 2 bod/boda Postignuti rezultati u odnosu na složenost zadatka: 3 bod/boda Jasnoća pismenog izražavanja: 3 bod/boda Razina samostalnosti: 2 razina
<b>Datum prijedloga ocjene mentora:</b>	13.07.2017.
Potpis mentora za predaju konačne verzije rada u Studentsku službu pri završetku studija:	Potpis:
	Datum:

**FERIT**FAKULTET ELEKTROTEHNIKE, RAČUNARSTVA  
I INFORMACIJSKIH TEHNOLOGIJA OSIJEK**IZJAVA O ORIGINALNOSTI RADA**

Osijek, 21.07.2017.

**Ime i prezime studenta:**

Zvonimir Aračić

**Studij:**Diplomski sveučilišni studij Elektrotehnika, smjer  
Elektroenergetika**Mat. br. studenta, godina  
upisa:**

D-857, 14.10.2014.

**Ephorus podudaranje [%]:**

1%

Ovom izjavom izjavljujem da je rad pod nazivom: **Utjecaj elektrana na obnovljive izvore na regulaciju u prijenosnoj mreži**

izrađen pod vodstvom mentora Prof.dr.sc. Damir Šljivac

i sumentora Izv. prof. dr. sc. Predrag Marić

moj vlastiti rad i prema mom najboljem znanju ne sadrži prethodno objavljene ili neobjavljene pisane materijale drugih osoba, osim onih koji su izričito priznati navođenjem literature i drugih izvora informacija.  
Izjavljujem da je intelektualni sadržaj navedenog rada proizvod mog vlastitog rada, osim u onom dijelu za koji mi je bila potrebna pomoć mentora, sumentora i drugih osoba, a što je izričito navedeno u radu.

Potpis studenta:

# SADRŽAJ

1. UVOD .....	1
1.1. Zadatak završnog rada.....	1
2. PRIJENOSNA I DISTRIBUCIJSKA MREŽA.....	2
2.1. Utjecaj distribuirane proizvodnje na prijenosni sustav .....	2
3. REGULACIJA I REZERVE U SUSTAVU [3] .....	4
3.1. Vrste rezervi .....	5
3.2. Primarna regulacija i rezerve.....	7
3.2.1. Podfrekvencijsko rasterećenje prema hrvatskim mrežnim pravilima .....	10
3.3. Sekundarna regulacija i rezerve .....	11
3.4. Tercijarna regulacija i rezerve .....	15
3.5. Regulacija frekvencije prema hrvatskim mrežnim pravilima .....	16
3.5.1. Primarna regulacija frekvencije u HR .....	16
3.5.2. Sekundarna i tercijarna regulacija u HR [4].....	17
3.5.3. Dodatni uvjeti regulacije frekvencije i snage za vjetroelektrane [5].....	18
3.6. Predviđanje i nedostatak proizvodnje .....	19
3.6.1. Utjecaj nedostatka proizvodnje na rezerve.....	23
3.6.2. Uspostavljanje nakon zamračenja .....	28
4. ANALIZA UTJECAJA VJETROELEKTRANE NA PRIMARNU REGULACIJU.....	31
4.1. Opis mreže.....	31
4.2. Uvodni slučaj – bez VE.....	33
4.3. Analiza utjecaja proizvodnje VE na odstupanje frekvencije .....	34
4.4. Utjecaj proizvodnje VE na opterećenost referentnog generatora.....	38
4.5. Analiza utjecaja pozicije VE na primarnu regulaciju frekvencije.....	40
4.6. Analiza utjecaja poremećaja proizvodnje na odstupanje frekvencije .....	42
4.6.1. Simulacija podfrekvencijskog rasterećenja .....	45
5. ZAKLJUČAK .....	47

LITERATURA.....	49
SAŽETAK.....	50
ABSTRACT .....	50
ŽIVOTOPIS .....	51

# 1. UVOD

Razvojem tehnologije u elektroenergetici cilj je što jeftinije i efikasnije proizvesti električnu energiju te ju prenijeti do krajnjih potrošača, no u isto vrijeme podržati ciljeve održivog razvoja i očuvanja prirode. Obnovljivi izvori energije, za razliku od konvencionalnih, daju okolišu prihvatljiviju energiju te rastom svojih proizvodnih kapaciteta pružaju nove izazove u regulaciji sustava i zahtijevaju promjene u postojećem elektroenergetskom sustavu.

U radu će se kratko objasniti struktura hrvatske elektroenergetske mreže te kako integracija obnovljivih izvora utječe na lokalnu mrežu i ostatak sustava. Rezerve i regulacija, kao posebno poglavlje, bavit će se pitanjem održavanja stalne frekvencije te njenim vraćanjem u nominalnu vrijednost nakon poremećaja i upravljanjem tokovima snaga s glavnim pitanjem što se događa u sustavu pri različitim promjenama proizvodnje iz vjetroelektrana. Praktični dio rada sastoji se od simulacije modela elektroenergetskog sustava s velikom integracijom vjetroelektrana u sustavu. Simuliranjem različitih scenarija te analizom odstupanja frekvencije od nominalne promatrat će se utjecaj obnovljivih izvora na primarnu regulaciju. Simulacija se izvodi u programu „DigSilent PowerFactory“.

## 1.1. Zadatak završnog rada

U radu će se prikazati teorijski pregled utjecaja elektrana na obnovljive izvore na prijenosnu mrežu u smislu regulacije frekvencije i uravnoteženja. U praktičnom dijelu zadatak je izvršiti simulaciju za teorijski prikazane slučajeve i utvrditi utjecaj na prijenosnu mrežu i primarnu regulaciju frekvencije.

## **2. PRIJENOSNA I DISTRIBUCIJSKA MREŽA**

Elektroenergetska mreža Republike Hrvatske sastoji se od zamkaste prijenosne mreže koja električnu energiju (dalje el. en.) proizvedenu iz velikih elektrana preko visokonaponskih transformatora diže na visoki napon te vodovima prenosi na velike udaljenosti. Naponski nivoi hrvatske prijenosne mreže su 400, 220 i 110 kV. Preko vodova prijenosne mreže također se vrši prekogranični prijenos i razmjena el. en. Mreža srednjeg napona naponskih nivoa 35, 20 i 10 kV povezuje prijenosnu mrežu s distribucijskom. Distribucijska mreža napona 0,4 kV koja je zrakastog karaktera, dostavlja el. en. krajnjim potrošačima. Za upravljanje elektroenergetskim sustavom (EES) zaduženi su dispečerski centri. Središnji centar je Nacionalni dispečerski centar (NDC) koji je na vrhu hijerarhije. Njemu su podređena četiri mrežna centra koji, slijedeći upute iz NDC-a, vrše regulaciju napona, snaga te vode njima podređene dijelove sustava. [1]

Hrvatski elektroenergetski sustav dio je ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators of Electricity*) [2] velikog sinkronog sustava s još 35 europskih država s kojima surađuje u razmjeni snage te trguje električnom energijom.

ENTSO sinkroni sustav dijeli se na kontrolna područja kojima upravljaju operatori prijenosnog sustava (dalje OPS) pojedinih država članica te međusobnom suradnjom i dobrom organizacijom preko prijenosne mreže razmjenjuju snagu.

Poticanje održive energetike i sve veća integracija obnovljivih izvora u EES iziskuje promjene u postojećem sustavu. Pojavljuju se izazovi upravljanja i regulacije sustava u kojemu se javljaju velike fluktuacije snage. To se primarno odnosi na proizvodnju izvorima koji ovise o vremenskim uvjetima.

### **2.1. Utjecaj distribuirane proizvodnje na prijenosni sustav**

Tradicionalno distribucijska mreža je namijenjena kako bi el. en. proizvedena iz velikih elektrana preko prijenosne mreže došla do krajnjih korisnika te se tokovi snaga vrše isključivo u jednom smjeru. Pojavom obnovljivih izvora energije distribucijska mreža postaje dio proizvodnje el. en., tj. ona predaje energiju u mrežu [3]. Kao primjer mogu se navesti fotonaponske elektrane montirane na krovove obiteljskih kuća i sličnih objekata.

Proizvodnja na mjestu distribucije kompenzira dio potrošnje na mjestu gdje je spojena te tako smanjuje tokove snaga kroz transformator prijenosnog sustava što za posljedicu ima smanjenje opterećenja na njemu i ujedno opterećenje prijenosnog sustava. Naravno, postoje određeni problemi pri vođenju sustava proizvodnje na distribucijskoj strani.



Distribuirana proizvodnja, čija je pokretačka snaga ovisna o vremenskim uvjetima, ne unosi neke velike novitete u sustav, već povećava složenost postojećeg čime se dodatno otežava planiranje sustava. Zbog promjenjivog karaktera vjetra te česte kratkotrajne proizvodnje iz vjetroelektrana, veliki problem predstavlja precizno predviđanje tokova snaga. Zbog zahtjeva da su proizvodnja i potrošnja cijelo vrijeme u balansu to otežava posao OPS-a zbog upravljanja konvencionalnim izvorima koji bi nadomjestili trenutni nedostatak proizvodnje iz vjetroelektrana.

Prijenosni sustav mora biti dimenzioniran tako da je uvijek na raspolaganju rezervna komponenta kako bi nadomjestila komponentu u kvaru; tzv. n-1 kriterij. U slučaju kvara neke komponente u sustavu, OPS to treba prepoznati kako bi mogao adekvatnim mjerama djelovati da ne dođe do ugroženog stanja. Pojavom distribuirane proizvodnje ponašanje sustava za vrijeme kvara se mijenja u odnosu na sustav bez distribuirane proizvodnje i to na sljedeće načine:

- Dinamičko ponašanje distribuirane proizvodnje zahtijeva kompleksnije dinamičke modele predviđanja proizvodnje. Za vrijeme i nakon kratkog spoja, reaktivna snaga koja se pojavljuje može bitno utjecati na kratkotrajnu naponsku stabilnost, aktivirati zaštitu ili prouzrokovati odstupanja frekvencije zbog koje može doći do ispada generatora velike snage te prouzrokovati lančanu reakciju i potencijalni kolaps sustava.
- Kako bi vođenje bilo što optimalnije, planiranje sustava zahtijeva što veću točnost, uz što manje granične vrijednosti pogreške predviđanja. Odstupanja prognostičkih modela definiraju se granicom pogreške i ona ovise o razini prognozirane snage. Točnost prognostičkih modela veoma je bitna te netočno predviđena proizvodnja ili loše postavljena granica pogreške može rezultirati ugroženim stanjem u sustavu, te čak i slomom sustava. S druge strane održavanje nepotrebno visokih granica pogreške iziskuje veće troškove pogona i nepotreban gubitak resursa za OPS.
- Rastom proizvodnje na strani distribucije ima za posljedicu manje aktivnih konvencionalnih generatora. To prienosnu mrežu, zbog problema predviđanja i promjenjivog karaktera vremenskih uvjeta, čini manje stabilnom. Sve većim brojem distribuirane proizvodnje također se otežava planiranje rezervi djelatne i jalove snage u sustavu. [3]

### 3. REGULACIJA I REZERVE U SUSTAVU [3]

Za vrijeme normalnog rada elektroenergetskog sustava generatori u elektranama moraju proizvesti točno toliko snage da pokriju svu potrošnju i gubitke u prijenosu. Rad elektroenergetskog sustava počiva na balansu između proizvodnje i potrošnje na svakoj naponskoj razini i geografskoj lokaciji. U većini slučajeva ravnoteža se održava dovodenjem snage tamo gdje nedostaje te odvođenjem od mjesta gdje se stvara višak. Npr. transformator na distribucijskoj strani, s višeg naponskog nivoa dovodi toliko snage koja će pokriti zahtjeve potrošača na niskonaponskoj strani, uz pokrivanje gubitaka prijenosa. Isti princip vrijedi i za djelatnu i za jalovu snagu. Glavna regulacija vrši se na razini prijenosne mreže. Automatska regulacija snage vrši se u velikim elektranama, a ručnom regulacijom upravlja OPS. Postoje različite vrste regulacije snage u sustavu i svaka ima svoju funkciju. Ukratko, primarna regulacija djeluje prva pri padu frekvencije ispod nominalne vrijednosti, npr. nakon što ispadne generator velike snage. Primarnom regulacijom se nastoji održati frekvencija u zadanim granicama i njeno vrijeme djelovanja mora biti brzo. Sekundarna regulacija ugađa frekvenciju na nominalnu vrijednost te održava snagu razmjene sa okolnim sustavima prema planiranom rasporedu. Tercijarna regulacija može biti i ručna i ona također može regulirati frekvenciju i snagu. Tercijarnom regulacijom se vrši optimalnije upravljanje sustavom na način da se opterećenje u sustavu jednoliko raspodijeli među elektranama u pogonu te da se osigura dovoljna zaliha sekundarne regulacijske rezerve. Zajednička svrha regulacije i rezervi u sustavu je očuvanje ravnoteže EES-a. Ukoliko u trenutku kvara na mreži, tj. nedostatka snage u sustavu, na raspolaganju nema rezerve snage te ju nije moguće uvesti iz drugog sustava, po sustav opasan pad frekvencije spriječio bi se odbacivanjem potrošača, jer bi daljnji pad frekvencije mogao ugroziti generatore u pogonu. To se postiže prethodno instaliranim podfrekvencijskim relejima na području potrošača kojima nedostatak električne energije neće nanijeti tešku materijalnu i financijsku štetu npr. isključenje ustanova poput zatvora ili bolnica ne dolazi u obzir. Pojava kvara na nekom elementu u mreži često rezultira njegovim ispadom iz sustava te je esencijalno na raspolaganju imati dovoljnu količinu rezerve kako bi se očuvala stabilnost sustava i neometano napajanje potrošača. Planiranje rezervi usko je vezano s predviđanjem proizvodnje i potrošnje te je bitno imati rezervu snage jednako kao i rezervni element u slučaju ispada onog u pogonu. Kvalitetno predviđanje još znači i optimalnije upravljanje sustavom jer svaki osigurani, neupotrijebljeni višak snage znači gubitak novca za operatora sustava. S druge strane, nedostatak rezerve u sustavu zbog lošeg predviđanja može imati katastrofalne posljedice za sustav.

### 3.1. Vrste rezervi

Postoje različite vrste regulacijskih rezervi u EES-u te je njihovo djelovanje vremenski definirano. Prema ETSO-u (*European Transmission System Operators*) definirane su 3 kategorije rezervi snage:

- Rezerva očuvanja frekvencije (*frequency containment reserve*) koja je na raspolaganju u vremenu do 30 sekundi nakon pojave poremećaja snage u sustavu. Rezerva održava sustav stabilnim nakon ispada velikog generatora te je kapacitet rezerve određen veličinom najvećeg generatora u tom dijelu sustava.
- Rezerva obnavljanja frekvencije (*frequency restoration reserve*) koja djeluje u vremenskom periodu 30 sekundi do 15 minuta. Njena svrha je očuvanje ravnoteže između proizvodnje i potrošnje te kompenzacije grešaka u predviđanju proizvodnje.
- Zamjenska rezerva (*replacement reserve*) koja služi kao zamjena za prve dvije te se koristi kada se one iscrpe. Zamjenska rezerva je na raspolaganju 15 minuta nakon nastanka poremećaja ili dulje.

Ovisno o sinkronim sustavima te njihovim normama, imenovanje pojedinih rezervi može biti različito, no svrha rezerve je jednoznačna.

Europski sinkroni sustav definira sljedeće tipove regulacijskih rezervi:

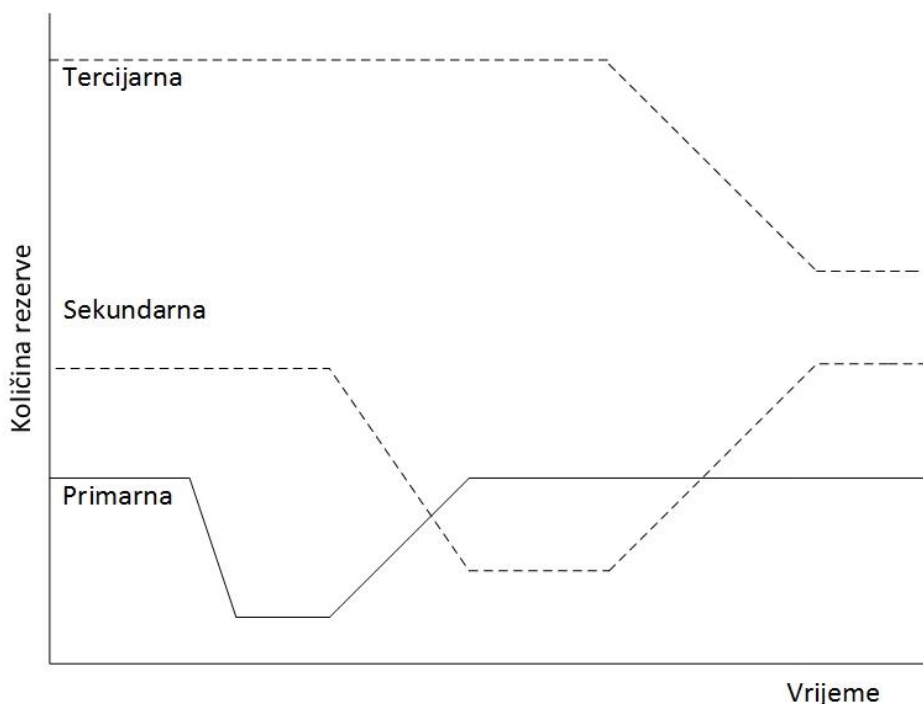
- Primarna rezerva – dostupna gotovo trenutno te djeluje u periodu od 1 do 60 sekundi. Iznos snage primarne rezerve je barem 3 000 MW te se ukupna snaga primarne rezerve dijeli među agregatima u prijenosnom sustavu i ona mora biti raspoloživa u trajanju od barem 15 minuta. Prema ETSO izvještaju primarna rezerva je rezerva očuvanja frekvencije.
- Sekundarna rezerva – „minutna rezerva“ vraća frekvenciju u nominalnu vrijednost nakon ispada velikog generatora i djelovanja primarne rezerve. Djeluje u roku 30 sekundi nakon pojave poremećaja u sustavu i mora vratiti nominalnu frekvenciju unutar 15 minuta od nastanka poremećaja. Sekundarna rezerva je kombinacija rezerve očuvanja frekvencije i zamjenske rezerve.
- Tercijarna rezerva – njoj pripadaju sve rezerve koje mogu biti na raspolaganju tek 15 minuta nakon nastanka poremećaja. Tercijarnom rezervom se uglavnom upravlja ručno, no neke sporije rezerve mogu biti i automatske.

Dok su god stvarna potrošnja i proizvodnja kao predviđene, nema potrebe za intervencijom od strane OPS-a koji je zadužen za regulaciju i rezerve. Najčešća dva razloga zbog odstupanja snaga od predviđenih su:

- Ispad velikog generatora zbog kvara
- Greška u predviđanju zbog obnovljivih izvora proizvodnje

Uglavnom kvarovi predstavljaju glavni razlog zbog kojeg se i planiraju rezerve jer ispadi generatora velike snage postavljaju zahtjeve za primarnom rezervom. Greška zbog predviđanja proizvodnje na distribuiranoj strani mreže ne uzrokuje značajnija odstupanja i ne predstavlja veliki problem. U budućnosti bi se to moglo bitno promijeniti zbog brzorastućeg trenda zamjene konvencionalnih načina proizvodnje snage obnovljivim izvorima te sve većim udjelom snage obnovljivih izvora energije u sustavu.

U trenutku kada dođe do kvara velikog generatora, trenutno dolazi do smanjenja frekvencije i nedostatka snage u sustavu. Tada automatska primarna regulacija s određenim kapacitetom regulacijske rezerve (rotacijska rezerva) djeluje kako bi injektirala snagu te održala frekvenciju u dozvoljenim granicama. Sekundarna regulacija, najčešće automatski, nadoknađuje gubitak primarne rezerve i uspostavlja nominalnu frekvenciju. Tercijarna regulacija, ručno upravljana, nadoknađuje gubitak sekundarne rezerve. Krajnji potrošači ne osjećaju posljedice ispada generatora dok god na raspolaganju postoji primarna rezerva. Iscrpljenjem primarne rezerve u sustavu rapidno opada frekvencija te dolazi do nestabilnosti sustava i mogućeg automatskog odbacivanja dijela opterećenja kako bi se vratila stabilnost ili spriječio raspad sustava. Iznad objašnjeni princip i prioritet djelovanja rezervi grafički je prikazan slikom 3.1.

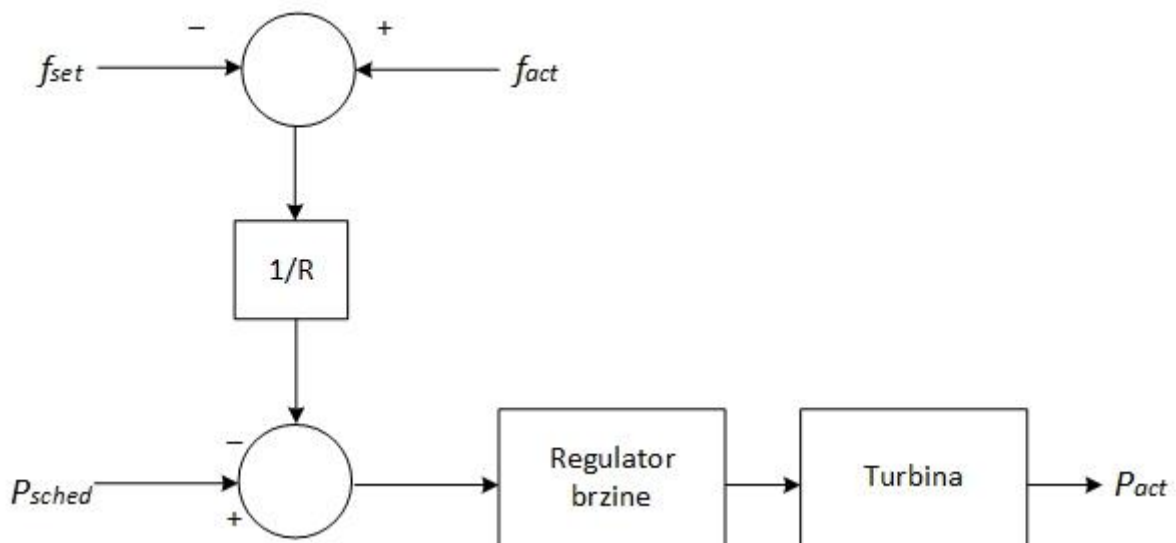


**Slika 3.1.** Grafički prikaz zaliha rezervi i njihovog djelovanja [3]

Kada količina primarne rezerve padne ispod snage najvećeg generatora, sustav dolazi u stanje „ugroženog normalnog pogona“ što znači da se ne ispunjava više n-1 kriterij [4]. Sustav rijetko dospijeva u takav pogon, no kada do njega dođe, rezerve se brzo iscrpljuju.

### 3.2. Primarna regulacija i rezerve

Princip primarne regulacije (snaga-frekvencija) za konvencionalne generatore prikazuje slika 3.2. Signal koji se dovodi regulatoru brzine je korigiran za odstupanje trenutne frekvencije od postavljene. Regulator brzine daje signal ventilima za dovod pare termoelektrane (TE) ili ventilima cjevovoda u hidroelektranama (HE) za regulaciju količine vode koja dolazi na turbine. Nakon nekoliko sekundi, turbina mijenja iznos mehaničke snage, kao i električnu snagu koju predaje u mrežu. Na shemi  $f_{act}$  predstavlja trenutnu vrijednost frekvencije,  $f_{set}$  je podešena frekvencija (50 Hz za EU),  $P_{sched}$  je planirana snaga, a  $P_{act}$  je stvarna snaga koja se trenutno proizvodi. R, statičnost regulatora, govori kako se mijenja snaga s promjenom frekvencije.



Slika 3.2. Shematski prikaz principa upravljanja karakteristikom snaga-frekvencija [3]

Isti princip vrijedi kod distribuirane proizvodnje ili kada se isključuju potrošači u periodima maksimalnog opterećenja mreže. U tom slučaju elektronički regulator određuje stvarnu proizvodnju i potrošnju. U ustaljenom stanju proizvedena snaga, prema slici 3.2., ista je kao na ulaznom signalu regulatora, što se vidi iz formule 3-1:

$$P_{act} = P_{sched} - \frac{1}{R}(f_{act} - f_{set}) \quad (3-1)$$

Ako se želi izraziti pad frekvencije uzrokovan neravnotežom snage, kako je prikazano formulom 3-2, piše se:

$$f_{act} = f_{set} - R(P_{act} - P_{sched}) \quad (3-2)$$

Nedostatak proizvodnje u interkonekcijskom sustavu rezultira trenutnim smanjenjem frekvencije pri čemu primarni regulator reagira povećanjem proizvodnje. U novom, ustaljenom stanju, svaki generator koji ima regulator frekvencije proizvodi više snage nego prije nastanka poremećaja. Takav rad generatori vrše sve dok se frekvencija ne vrati na zadanu vrijednost.

Planirana snaga  $P_{sched}$  za svaki generator je, u principu, snaga za koju se vlasnik generatora obvezao proizvesti na temelju ponude na tržištu električne energije. Predviđena potrošnja jednaka je sumi iznosa planiranih snaga svih generatora koji tada rade.

Distribuirana proizvodnja nema veliki utjecaj na promjenu snage za vrijeme djelovanja primarne regulacije. Izuzetak su mali, otočni sustavi. Ne računajući na otočne sustave, izravni utjecaj distribuirane proizvodnje na primarnu regulaciju je mali. Važno je napomenuti da povećanjem snage distribuiranih izvora u sustavu postoji sve manje konvencionalnih izvora koji će osigurati primarnu rezervu te vršiti regulaciju.

Primarna rezerva u sustavu je najzastupljenija kao rotacijska rezerva u velikim TE ili HE. U trenutku kada rezerva zatreba generatori povećaju snagu proizvodnje za određeni iznos na nekoliko sekundi. S ekonomskog aspekta držanje rezerve na raspolaganju stvara dodatan trošak. Gledajući sa strane vlasnika elektrane, neiskorištavanje pune snage generatora znači, u konačnici, manju zaradu za vlasnika.

Razmatra se korištenje velikih vjetroelektrana za potrebe primarne rezerve, a u Danskoj se već za to povremeno i primjenjuju.

U pogledu regulacije i rezervi distribuirana proizvodnja može imati prednosti u usporedbi s konvencionalnom proizvodnjom. Male proizvodne jedinice, u slučaju da se ukaže potreba, mogu puno brže povećati svoju izlaznu snagu nego veliki konvencionalni generatori. Problem pri takvom vođenju proizvodnje na strani distribucije je što bi se tada proizvodnja morala vršiti ispod maksimalne ostvarive u tom trenutku jer je dio snage koji bi mogao biti iskorišten za proizvodnju zauzet za potrebe rezervi. To znači gubitak novca za vlasnika, osim u slučaju da vlasnik dobije novčanu kompenzaciju za takav rad. Drugi problem ovakvog načina rada elektrane jest da nedostatak snage, koji se čuva za rezervu, mora biti proizveden od negdje drugdje i iz drugog izvora. Dok je god ukupna potrošnja el. en. veća od ukupne proizvodnje iz obnovljivih izvora, a tako će biti još dugo vremena, zahtjev da se energija dobivena iz

obnovljivih izvora koristi za rezervu zahtijevat će više proizvodnje el. en. iz konvencionalnih izvora.

Primjenom odbacivanja tereta (*load curtailment*) kao tehniku primarne rezerve zahtijeva male operacijske troškove, no može imati velike troškove implementacije u sustav. U slučaju kada zatreba primarna rezerva, umjesto povećanja snage za određen iznos, sustav može odbaciti određen broj potrošača ekvivalentne snage. Najjednostavnija primjena te metode je ugradnja podfrekvencijskih releja na dio potrošača koji bi isključili dio napajanja u trenutku kada frekvencija padne ispod zadane vrijednosti. Naravno, isključeni potrošači dobili bi novčanu kompenzaciju zbog isključenja.

Druga metoda za očuvanje primarne rezerve je spremanje energije u baterijama ili zamašnjacima, no trenutno se takva praksa primjenjuje samo u iznimnim slučajevima zbog velike neučinkovitosti i troškova pohrane energije.

Odbacivanje tereta za vrijeme vrhova s padom frekvencije u budućnosti ima ogroman potencijal za primjenu. Npr. gašenje klima uređaja na 10-30 minuta nekoliko puta dnevno može osloboditi snage za distribuciju gdje je potrebna. Nedostatak su veliki investicijski troškovi zbog ogromne količine uređaja koje treba ugraditi kako bi dali dovoljan doprinos u velikom sustavu.

Jedna vrsta podfrekvencijskog rasterećenja za vrijeme vrhova opterećenja je ugrađena u sustav na širem području (ne u Hrvatskoj), ali se vrlo rijetko koristi. Velik dio potrošača, otprilike 10%, automatikom se izbacuje iz sustava kada primarna rezerva ne može nadomjestiti nedostatak proizvodnje nastao zbog kvara ili preopterećenja. Tipičan primjer su neki sredjenaponski vodovi opremljeni podfrekvencijskim relejima koji prorade u trenutku pada frekvencije ispod podešene vrijednosti.

**Tablica 3.1.** Standard za podfrekvencijsko rasterećenje prema ETSO-E [3]

<b>Frekvencija (Hz)</b>	<b>Iznos opterećenja (%)</b>
49,0	10-20
48,7	10-15
48,5	10-15

Tablica 3.1. pokazuje koliku količinu tereta isključuju podfrekvencijski releji u trenutku kada frekvencija padne na određenu vrijednost. U trenutku kada frekvencija padne na 49 Hz, odbacuje se 10-20% ukupnog opterećenja kako bi sustav očuvao frekvenciju za ostatak potrošača. Naravno, isključivali bi se potrošači, tj. uređaji gdje kratkotrajno isključenje ne ostavlja

posljedice za potrošača. Ukoliko se nastavi pad frekvencije, podfrekvencijski relej isključuje još dodatnu količinu potrošača. Kada bi frekvencija pala ispod 48,5 Hz, sustav pati od ogromnog nedostatka proizvodnje što može rezultirati ukupnim odbacivanjem tereta ekvivalentnim 50% ukupnog opterećenja u sustavu.

Distribuirana proizvodnja također utječe na podfrekvencijsko rasterećenje. Tradicionalno distribucijska mreža bila je samo mreža gdje se nalaze potrošači te bi njihovo isključenje rezultiralo ukupnim rasterećenjem sustava. U sadašnjosti, a osobito u budućnosti, distribucijska mreža lokalno može ozbiljno doprinositi ukupnoj proizvodnji, stoga isključenje dijela mreže koji proizvodi može dovesti do upravo suprotnog efekta – povećanja opterećenja u sustavu. U budućnosti je bitno imati na umu da podfrekvencijsko rasterećenje sustava za vrijeme maksimuma potrošnje zapravo izbacuje onaj dio potrošača koji nemaju proizvodnju iz obnovljivih izvora kako bi se sustav doista rasteretio.

Povećanjem proizvodnje na mjestu distribucije troškovi održavanja primarne rezerve neće se značajnije mijenjati, no dijele se na manje proizvodnih jedinica koje će tada imati veliku moć na tržištu primarne rezerve. Mali broj generatora primarne rezerve u konačnici rezultira povećanjem cijene primarne rezerve. Također, radi se o konvencionalnim generatorima kao izvorima primarne rezerve što iziskuje dodatni trošak. Problem malog broja generatora primarne rezerve znači da u slučaju kvara na jednom od generatora, drugi generatori moraju sami dostaviti rezervu za ostatak sustava na potencijalno velike udaljenosti. Takvo stanje će dodatno opteretiti prienosne vodove i oni trebaju biti dimenzionirani da podnesu veliki prienos snage.

### **3.2.1. Podfrekvencijsko rasterećenje prema hrvatskim mrežnim pravilima**

Hrvatska mrežna pravila kod pogona u interkonekciji definiraju stanje izvanrednog pogona mreže kada frekvencija padne na 49,00 Hz. Ukoliko frekvencija nastavi s padom, interkonekcijski sustav se može rastaviti na više odvojenih mreža koje daljnji pad frekvencije sprječavaju rasterećenjem preko podfrekvencijskih releja. Zahvaćeni potrošači isključuju se bez prethodne najave, a plan očuvanja sustava od potpunog raspada definiran je stupnjevima „ugroženosti“ u tablici 3.2. I. stupanj predstavlja prvu mjeru djelovanja podfrekvencijskim rasterećenjem. Odbacuje se određen udio potrošača kako bi se spriječio daljnji pad frekvencije i rasteretio sustav. Ukoliko frekvencija padne na vrijednost od 49,20 Hz, aktiviraju se podfrekvencijski releji ili se potrošači ručno odbacuju. I. stupanj zahtijeva odbacivanje 10% tereta u mreži. Ukoliko se nastavi pad frekvencije, sukladno tablici 3.2. pri određenoj prorađnoj frekvenciji odbacuju se potrošači. Padne li frekvencija na vrijednost 47,50 Hz ili niže, aktivira se



V. stupanj zaštite gdje se mreža raspada na manje, odvojene, otočne pogone ili elektrane odlaze u prazni hod. [4].

**Tablica 3.2.** Plan hrvatskog podfrekvencijskog rasterećenja [4]

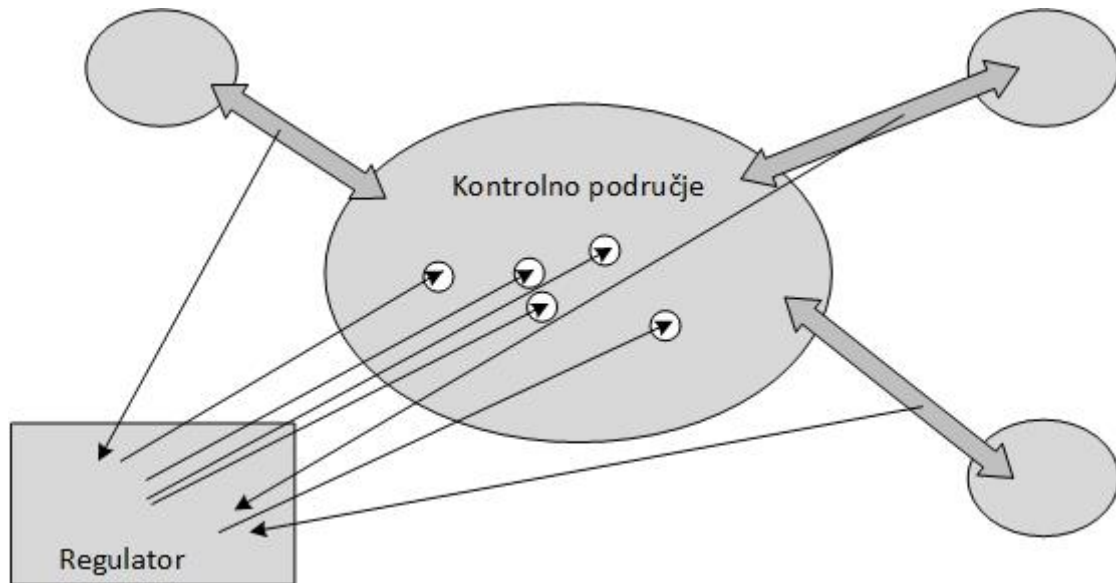
Stupanj	Proradna frekvencija[Hz]	Rasterećenje %	Ukupno rasterećenje %
I.	49,20	10	10
II.	48,80	15	25
III.	48,40	15	40
IV.	48,00	15	55
V.	47,50		Prijelaz u otočni pogon ili prazni hod

Države članice interkonekcijskog sustava obavezne su poštivati zahtjeve UCTE-a (*Union for Coordination of the Transmission of Electricity*) te pomagati ostalim članicama vlastitim kapacitetima i rezervama kako bi se suzbili nastali poremećaji, a frekvencija i snaga razmjene dovele na nazivnu vrijednost.

### 3.3. Sekundarna regulacija i rezerve

Svrha sekundarne regulacije je vraćanje frekvencije sustava na nominalnu vrijednost od 50 Hz, uspostavljanje primarne rezerve nakon gubitka generatora te vraćanje snage razmjene na zadanu vrijednost. Snaga primarne rezerve varira ovisno o veličinama kontrolnih područja, dok je sekundarna rezerva za svako kontrolno područje jednaka.

Slika 3.3. prikazuje interkonekcijski EES podijeljen u kontrolna područja koja su podređena pojedinim operatorima sustava u Europi. Sekundarna regulacija dobiva informacije o tokovima djelatne snage unutar svog te između okolnih kontrolnih područja. Automatskom regulacijom ukupna razmjena snage s okolnim kontrolnim područjima se održava konstantnom. Prikupljanje informacija vrši se pomoću sustava za nadzor i prikupljanje podataka SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*), a za automatsku regulaciju snage generatora koristi se sustav energetske menadžmenta – EMS (*Energy Management System*). [1]



**Slika 3.3.** Princip sekundarne regulacije u Europskom sinkronom sustavu [3]

Upravljačka funkcija sekundarne regulacije koju regulator nastoji održati što bliže nuli dana je formulom 3-3:

$$G = (P_{act} - P_{sched}) + K_{sec}(f_{act} - f_{set}) \quad (3-3)$$

Gdje su  $P_{act}$  i  $P_{sched}$  stvarna i planirana snaga koju sustav daje izvan kontrolnog područja. Vrijednosti  $f_{act}$  i  $f_{set}$  su mjerena i podešena vrijednost frekvencije, a  $K_{sec}$  je regulacijska energija (konstanta) sustava. Podešena vrijednost frekvencije je gotovo u svakom slučaju jednaka nominalnoj frekvenciji od 50 Hz. Vrijednost  $G$  je regulacijska pogreška sustava ili područja (*area control error, ACE*), tj. odstupanje stvarnih tokova snaga i frekvencije od predviđenih.

Suma pogreške za svako kontrolno područje dana je formulom 3-4:

$$\sum_i G_i = \sum_i P_{act} - \sum_i P_{sched,i} + (f_{act} - f_{set}) \sum_i K_{sec,i} \quad (3-4)$$

Pretpostavlja se da je frekvencija jednaka kroz cijeli sustav. U interkonekcijskom sustavu ukupna regulacijska energija jednaka je sumi regulacijskih energija svih kontrolnih područja. U Europskom interkonekcijskom sustavu ona iznosi 26 680 MW/Hz. Suma izvoza iz svakog pojedinog područja iznosi nula, kada su i vrijednosti  $P_{act}$  i  $P_{sched,i}$  nula. Dok je god regulacijska pogreška nula za svako kontrolno područje u sustavu, tada je i posljednja stavka u jednadžbi također nula. Tako se da zaključiti da sekundarna regulacija ne održava samo snagu razmijene na nuli za svako kontrolno područje, već nastoji i frekvenciju održati blizu postavljene vrijednosti.

Kada se pojavi neravnoteža u jednom od kontrolnih područja, tj. kada totalna snaga razmjene iznosi drugačije od planirane, tada će doći i do odstupanja frekvencije od zadane vrijednosti.

Npr. sinkroni sustav sastavljen je od  $N$  kontrolnih područja. U kontrolnom području 1 izvoz odstupa od planirane vrijednosti zbog nedostatka sekundarne rezerve. Regulacijska pogreška tog kontrolnog područja prikazana je formulom 3-5:

$$G_1 = \Delta P_1 + K_1 \Delta f \quad (3-5)$$

gdje je  $\Delta P_1 = P_{act,1} - P_{sched,1}$  višak proizvodnje u sustavu  $i$ , a  $\Delta f = f_{act} - f_{set}$  je odstupanje frekvencije.

Regulacijska greška područja za druge sustave je nula, pa je njihova suma također nula, što je prikazano formulom 3-6:

$$0 = \sum_{i=2}^N G_i = \sum_{i=2}^N \Delta P_i + \sum_{i=2}^N K_i \Delta f \quad (3-6)$$

Suma snage razmjene jednaka je nula, a višak proizvodnje u sustavu  $i$  je prikazan formulom 3-7:

$$\sum_{i=2}^N \Delta P_i = -\Delta P_1 \quad (3-7)$$

Stavljanjem jednadžbe 3-7 u 3-6 dobiva se frekvencijsko odstupanje u sustavu kao funkciju neravnoteže u jednom području, prikazano formulom 3-8:

$$f_{act} = f_{set} + \frac{\Delta P_1}{\sum_{i=2}^N K_i} \quad (3-8)$$

Manjak proizvodnje ( $\Delta P < 0$ ) u jednom kontrolnom području rezultira smanjenjem frekvencije kroz sinkroni sustav.

Do takvog stanja može doći u sustavu gdje nema dovoljno sekundarne rezerve da pokrije gubitak velikog generatora. Automatska sekundarna regulacija tada koristi rezerve drugih kontrolnih područja, što za posljedicu ima pad frekvencije u tim kontrolnim područjima. Operatori zahvaćenih prijenosnih sustava, koji su prethodno ugovorili međusobno potpomaganje u sustavu, rješavaju problem manualnom tercijarnom regulacijom. Važno je naglasiti da frekvencija u izrazu 3-8 predstavlja iznos u ustaljenom stanju u vremenskom periodu od nekoliko minuta jer nakon ispada velikog generatora, kada mora djelovati primarna regulacija, odstupanja frekvencije su značajna.

Proizvodnja na mjestu distribucije ima sličan utjecaj na sekundarnu regulaciju kao i na primarnu. Varijacija proizvodnje u vremenu od nekoliko minuta preko cijelog kontrolnog područja ima

mali utjecaj na regulaciju i rezerve. Automatska sekundarna regulacija zahtijeva da svako kontrolno područje ima dostupne vlastite rezerve. To može predstavljati problem za mala kontrolna područja s velikim proizvodnim kapacitetima obnovljivih izvora na mjestu distribucije. Proizvodnja ovisna o vremenskim uvjetima na malom geografskom opsegu znači da u slučaju nestanka vjetra ili nailaska oblaka prestaje sva proizvodnja u kontrolnom području. Situacije u takvim područjima zahtijevaju velika ulaganja u rezerve kako bi se spriječio potencijalni nedostatak snage u sustavu te gubitak napajanja za vrijeme kada vremenski uvjeti nisu povoljni za proizvodnju.

Provedeno je nekoliko studija u različitim zemljama zbog pitanja potrebe za dodatnim rezervama zbog integracije velike količine distribuirane proizvodnje različitih izvora s naglaskom na vjetroelektrane. Vrijeme proučavanja proizvodnje obuhvaća period od jedne minute do jednog sata. To je vremenski period koji ugrubo pripada opsegu djelovanja sekundarne rezerve.

Rezultati studija daju kratki pregled kako proizvodnja iz vjetroelektrana utječe na potrebe rezervi. Ukupan utjecaj vjetroelektrana velike snage na potrebe sekundarne rezerve je ograničen. Studija potreba za rezervom u Nizozemskoj za scenarij s 8% proizvodnje iz biomase i 19% iz vjetroelektrana povećava potrebe rezervi sa 250 na 350 MW. Scenarij s 8% biomase, 15% malih kogeneracijskih postrojenja, 4% fotonapona i 7% vjetroelektrana povećava potrebe za rezervama na 750 MW, što je veliki skok zahtjeva za rezervom djelatne snage.

Neizravni utjecaj distribuirane proizvodnje na sekundarnu regulaciju je puno veći nego sama potreba za povećanjem rezerve. Kada je sustav u ustaljenom stanju, razlika između proizvodnje i potrošnje za svako kontrolno područje je jednaka. To ne znači da su tokovi snaga između država jednaki ugovorenim. Npr. planiranje se temelji samo na razlici proizvodnje i potrošnje na jednom kontrolnom području bez razmatranja gdje se snaga u sustavu proizvodi ili koristi. Potrošnja vjerojatno ne mijenja lokaciju, ali nepredvidiva proizvodnja iz vjetroelektrana može promijeniti lokaciju odakle dotječe snaga jer vjetar u jednom trenutku može puhati na jednom geografskom dijelu, a kasnije na drugoj lokaciji. To za posljedicu može dati potpuno različite tokove snaga između kontrolnih područja od predviđenih, a održavanje jednake razlike između proizvodnje i potrošnje na kontrolnim područjima ne može jamčiti jednake snage razmjene za prekogranične tokove snaga. Dakle velika proizvodnja iz obnovljivih izvora zahtijeva ulaganja u infrastrukturu i jačanje interkonekcijskih veza među državama ili kontrolnim područjima.

### 3.4. Tercijarna regulacija i rezerve

OPS stavlja u pogon generatore zadužene za tercijarnu rezervu kako bi nadomjestio nedostatak primarne i sekundarne rezerve te optimalno raspodijelio trenutno opterećenje među generatorima u pogonu. Tercijarna regulacija djeluje u vremenskom roku od 15 minuta i nadalje. Najveće varijacije vjetera, temperature i oblaka događaju se u vremenskim periodima od nekoliko sati stoga su tada i najveće varijacije u proizvodnji na obnovljivim izvorima ovisnim o vremenskim uvjetima.

Ipak, varijacije u proizvodnji nisu toliko značajne za rad prijenosnog sustava, već je problem točno predvidjeti proizvodnju iz obnovljivih izvora. Predviđanja proizvodnje vrše se 12-36 sati unaprijed. Svako odstupanje od predviđanja utječe na rezerve u sustavu. Najveće promjene u potrošnji događaju se za vrijeme jutra i popodneva te u tim periodima pogreške predviđanja imaju najveći utjecaj. Problem drastičnog smanjenja ili povećanja proizvodnje iz vjetroelektrana u bilo koje doba dana u kratkom vremenskom periodu otežava planiranje rezervi. To nema velikog utjecaja na održavanje frekvencije u sustavu jer se varijacija proizvodnje iz vjetroelektrana poništava unutar velikog geografskog područja. Problem je što transport snage uzrokovan lokalnim nedostatkom ili viškom vjetera može uzrokovati preopterećenje prijenosnog sustava.

Problem tercijarne rezerve na području s velikom proizvodnom snagom na mjestu distribucije može se riješiti generatorima s brzim startom (*fast-start*) koji bi se uključili u sustav kada nedostaje distribuirane proizvodnje. Najgori slučaj je potpuni nestanak proizvodnje uzrokovan nepovoljnim vremenskim uvjetima, što bi značilo da tercijarna rezerva mora imati jednaki kapacitet distribuirane proizvodnje (pretpostavka je da je pad proizvodnje izvan vremena djelovanja sekundarne rezerve). Takva pretpostavka nije realna i zahtijevala bi preveliku snagu tercijarne rezerve. Stvarni utjecaj tercijarne rezerve na pouzdanost opskrbe potrošača je zapravo mali jer se prethodno moraju iscrpiti primarna i sekundarna rezerva. Individualni operator sustava, ukoliko nema planiranih generatora tercijarne rezerve, suočen je s troškom nabave rezerve iz tržišta. To zahtijeva ulaganje u prijenosni sustav kako bi se osigurao dovoljan prijenosni kapacitet vodova. Također, studije vjerojatnosti događaja (pojave vremenskih uvjeta) te ekonomske studije pobliže daju odgovor na pitanja koliki kapacitet treba imati tercijarna rezerva u sustavima s velikom distribuiranom proizvodnjom. Umjesto generatora s brzim startom, bilo koja od spomenutih metoda za primarne rezerve u poglavlju 3.1. se može koristiti za tercijarnu rezervu; pritom treba imati na umu da se generatori tercijarne rezerve vrlo rijetko

koriste za proizvodnju. Planiranje tercijarnih rezervi u sustavima s velikom distribuiranom proizvodnjom zahtijeva složene ekonomske studije.

### 3.5. Regulacija frekvencije prema hrvatskim mrežnim pravilima

Hrvatska mrežna pravila definiraju, za vrijeme normalnog rada u interkonekciji, dopušteni raspon frekvencije u iznosu od 50 Hz  $\pm$  0,05 Hz. Maksimalno odstupanje frekvencije od zadane vrijednosti u privremenom stacionarnom stanju ne smije prijeći  $\pm$ 0,18 Hz. Trenutno odstupanje frekvencije od nazivnog iznosa ne smije premašiti  $\pm$ 0,8 Hz.

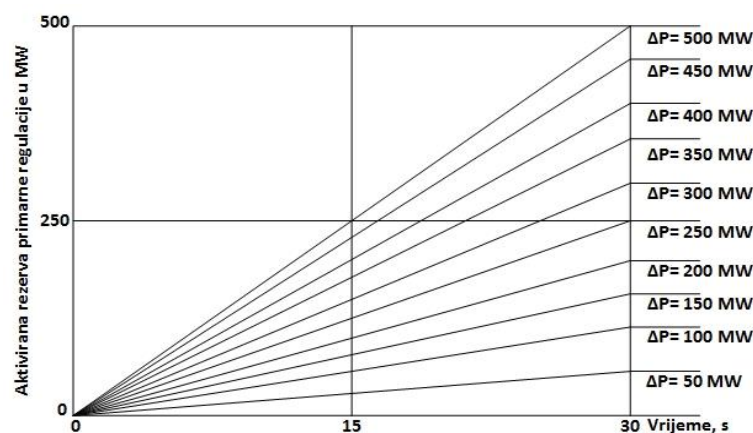
Kada frekvencija odstupa od nazivnih 50 Hz za iznose veće od  $\pm$ 0,02 Hz, korekcija se vrši djelovanjem primarne regulacije. U slučaju da frekvencija padne ispod iznosa od 49,2 Hz, aktivira se zaštita podfrekvencijskim rasterećenjem sustava prema planu podfrekvencijskog rasterećenja razjašnjenog u poglavlju 3.2.1. kako bi se povratilo normalno stanje. [4]

#### 3.5.1. Primarna regulacija frekvencije u HR

Kada frekvencija padne ispod zadane vrijednosti, aktivira se primarna regulacija u obliku turbinskih regulatora brzine čija je zadaća:

- Mogućnost reguliranja proizvodnje jedinica koje su u pogonu
- Korekcija maksimalne trenutne razlike između proizvodnje i potrošnje u iznosu snage najveće aktivne proizvodne jedinice u sustavu
- Osigurati da frekvencija, za vrijeme poremećaja, ne padne ispod 49,2 Hz

UCTE propisuje minimalne zahtjeve za aktivaciju rezerve primarne regulacije u ovisnosti o vremenu, za različite razlike između proizvodnje i potrošnje.



**Slika 3.4.** Minimalni zahtjevi UCTE-a za aktivaciju rezerve primarne regulacije u ovisnosti o vremenu i disbalansu između proizvodnje i potrošnje [4]

Hrvatska mrežna pravila definiraju da djelovanje primarne regulacije treba biti unutar nekoliko sekundi od trenutka kada je nastao poremećaj. Pola primarne rezerve aktivira se unutar 15 sekundi, a ostatak treba biti raspoloživ unutar maksimalnog vremena aktiviranja koje se mijenja linearno do maksimalno 30 sekundi.

Kada frekvencija odstupa od zadane za  $\pm 0,02$  Hz, dolazi do aktivacije rezerve primarne regulacije. U privremenom stacionarnom stanju odstupanje frekvencije u iznosu  $\pm 0,2$  Hz ili više zahtijeva potpunu aktivaciju rezerve primarne regulacije njenim punim kapacitetom.

Mrežna pravila još definiraju točnost mjerenja frekvencije te neosjetljivost regulatora.

Generatori za primarnu regulaciju definirani su po tipu pogonskog goriva i snazi. Termo generatori snage veće od 30 MW i hidro generatori snage veće od 10 MW prema hrvatskim mrežnim pravilima moraju biti osposobljeni za primarnu regulaciju frekvencije te je to ujedno i uvjet priključka na prijenosnu mrežu, no isto vrijedi i za proizvodne jedinice spojene na distribucijsku mrežu. Za termo generatore opseg primarne regulacije snage iznosi minimalno  $\pm 2\%$  nazivne snage te se aktivira na zahtjev OPS-a. Statika sustava regulacije brzine vrtnje prema zahtjevu OPS-a mora biti podesiva i to u rasponu 5-8%. Pri ranije navedenom odstupanju frekvencije od  $\pm 0.2$  Hz u privremenom stacionarnom stanju dio snage rezerviran za regulaciju mora imati mogućnost linearne aktivacije unutar 30 sekundi te davati snagu u mrežu minimalno 15 minuta. 15 minuta nakon aktivacije primarne regulacijske snage i uz uvjet da je željena frekvencija uspostavljena, mrežna pravila zahtijevaju da je primarna regulacijska snaga opet raspoloživa.

Hidro generatori moraju imati podesivu statiku sustava regulacije brzine prema zahtjevu OPS-a u rasponu 2-5%. Generatori manjih snaga od gore navedenih, mogu biti osposobljeni za primarnu regulaciju frekvencije ukoliko zadovoljavaju specifične uvjete definirane od OPS-a. Neki od tih uvjeta je brzina promjene proizvodnje djelatne snage kako bi takvi generatori mogli na vrijeme opskrbiti sustav i potrošače snagom kada dođe do disbalansa proizvodnje i potrošnje.

### **3.5.2. Sekundarna i tercijarna regulacija u HR [4]**

Hrvatski zakon propisuje da u interkonekciji sekundarna regulacija frekvencije i snage treba:

- Držati se planiranog programa razmjene snage unutar vlastitog sustava te susjednih sustava članica interkonekcije
- Nakon djelovanja primarne regulacije ugoditi frekvenciju na zadanu vrijednost

Ako cijeli hrvatski EES radi očno, vrši se:

- Regulacija frekvencije

- Oslobađanje rezerve primarne regulacije

Još se definira vrijeme prorade sekundarne regulacije; sekundarna regulacija djeluje najkasnije 30 sekundi nakon pojave poremećaja, tj. razlike između proizvodnje i potrošnje.

- Frekvencija i snaga razmjene vraćaju se na zadanu vrijednost najkasnije za 15 minuta.

Za sekundarnu regulacijsku rezervu vrijedi:

Termo agregati u funkciji sekundarne regulacije moraju imati mogućnost dovoljne brzine stalne promjene djelatne snage između tehničkog minimuma i nazivne snage. Mrežna pravila propisuju:

- 8%  $P_n$  u minuti ( $P_n$  = nazivna djelatna snaga) za generatore na tekuće i plinsko gorivo,
- od 2% do 4%  $P_n$  u minuti za proizvodne jedinice na kameni ugljen,
- od 1% do 2%  $P_n$  u minuti za proizvodne jedinice na mrki ugljen i lignit,
- od 1% do 5%  $P_n$  u minuti za nuklearne proizvodne jedinice.

Zahtjevi za hidro generatore namijenjeni sekundarnoj regulaciji:

- od 1,5% do 2,5%  $P_n$  u sekundi.

### 3.5.3. Dodatni uvjeti regulacije frekvencije i snage za vjetroelektrane [5]

Zbog održavanja balansa između proizvodnje i potrošnje te zadržavanja snage razmjene u dozvoljenim granicama ( $\pm 20$  MW maksimalno odstupanje za snagu razmjene), potrebno je osigurati regulaciju izlazne snage vjetroelektrane spojene na prijenosnu mrežu prikladno promjeni frekvencije u sustavu.

Dodatni tehnički uvjeti za priključak i pogon vjetroelektrana na prijenosnoj mreži propisuju da, u slučaju pojave nadfrekvencije sustava ispod 50,5 Hz, vjetroelektrana mora moći ostati na mreži neograničeno dugo osim:

- U rasponu između 50,5 Hz i 51,5 Hz, u kojem se zahtijeva smanjenje snage uz minimalnu brzinu smanjenja u iznosu 2% od nazivne djelatne snage vjetroelektrane po 0,1 Hz odstupanja frekvencije sustava iznad 50,5 Hz.
- Ako je frekvencija u sustavu veća od 50,5 Hz, nijedan vjetroturbinski generator ne smije biti pokrenut.

Tablica 3.3. prikazuje dodatne tehničke uvjete rada vjetroelektrane s obzirom na frekvenciju u sustavu.



**Tablica 3.3.** Dodatni tehnički uvjeti rada vjetroelektrane s obzirom na frekvenciju u sustavu [4]

<b>Frekvencija [Hz]</b>	<b>Zahtjev za vjetroelektrane</b>
< 47,0	Isključenje u roku 0,3 sekunde od trena pojave $f < 47,0$ Hz
< 47,5	Isključenje u roku 0,3 sekunde od trenutka pojave $f < 47,5$ Hz
Između 47,5 i 48,0	Zadržavanje priključka u sustavu na minimalno 10 minuta
Između 48,0 i 48,5	Zadržavanje priključka u sustavu na minimalno 20 minuta
Između 48,5 i 49,5	Zadržavanje priključka u sustavu na minimalno 60 minuta
> 49,5	Zadržavanje priključka u sustavu neograničeno dugo
Između 50,5 i 51,5	Zadržavanje priključka u sustavu na minimalno 60 minuta
> 51,5	Isključenje u roku 0.3 sekunde od trenutka pojave $f < 51,5$ Hz

Također, nemogućnost skladištenja dovoljne količine energije zahtijeva od vjetroelektrana dobar sustav automatske regulacije frekvencije pošto one predstavljaju proizvodni objekt.

U tablici 3.4. prikazano je kako se postavljaju zahtjevi za upravljačke sustave regulacije frekvencije koji moraju zadovoljavati sljedeće u uvjetima normalnog pogona.

**Tablica 3.4.** Postavljanje zahtjeva za upravljačke sustave regulacije frekvencije vjetroelektrane [4]

<b>Parametar</b>	<b>Postavna vrijednost</b>	<b>Minimalna vrijednost</b>	<b>Maksimalna vrijednost</b>
<b>Smanjenje snage</b>	5%	0%	25%
<b>Zona nedjelovanja</b>	0,1 Hz	0,0 Hz	0,5 Hz
<b>Statičnost</b>	5%	3%	20%

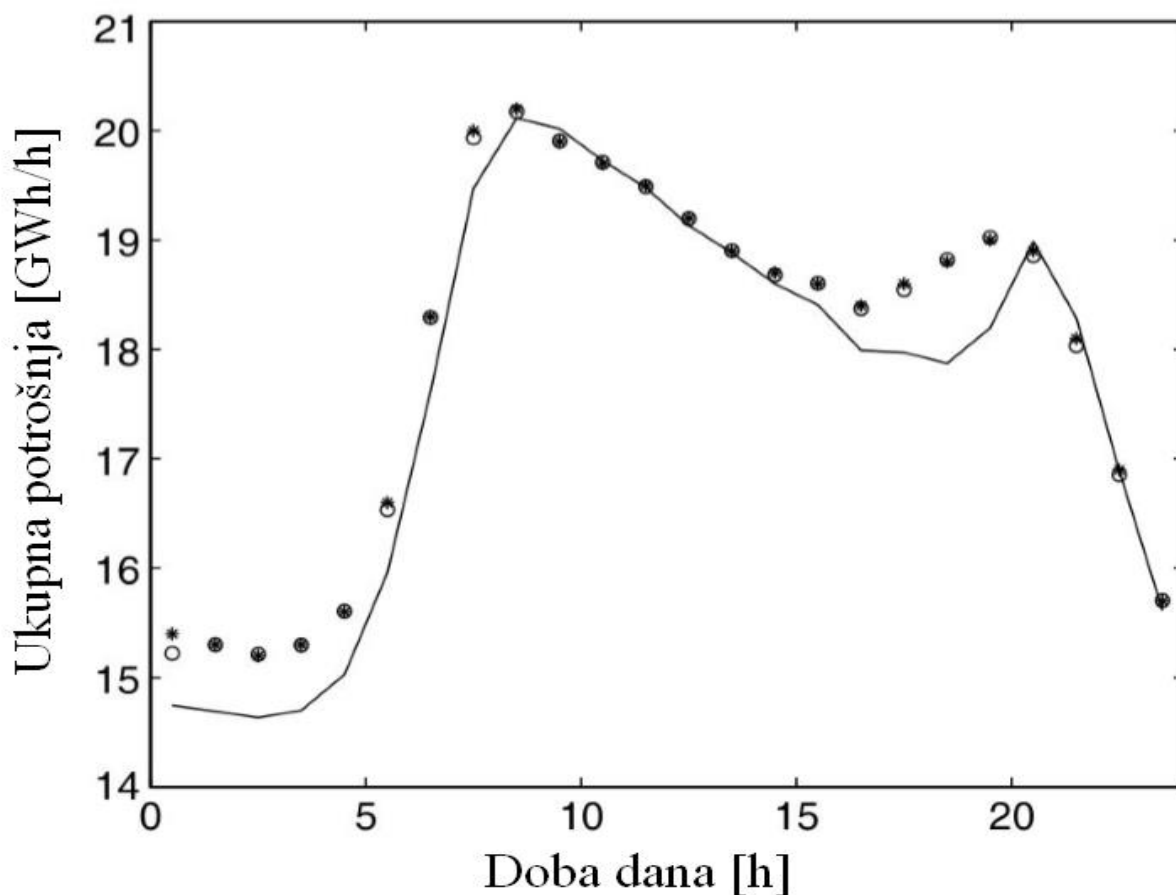
Iz tablice se vidi da je maksimalna statičnost vjetroelektrane 20% što je drastično veća vrijednost nego kod konvencionalnih generatora, čiju statičnost mrežna pravila ograničuju na vrijednost manju od 10%.

### **3.6. Predviđanje i nedostatak proizvodnje**

Planiranje proizvodnje i potrošnje u elektroenergetskom sustavu predstavljaju veliki izazov. Poznavanje vremenskih uvjeta je bitno za OPS zbog dobrog planiranja rezervi u sustavu i

pravovremene nabave ukoliko rezerve nedostaju. Npr. ukoliko se prognozira blaga zima (manja potrošnja zbog grijanja na struju), a ona zapravo bude značajno hladnija od očekivanog, OPS mora nadomjestiti nedostatak snage, a nabava snage u zadnji trenutak znači i skuplju tarifu te dolazi do gubitaka sredstava. Implementacijom obnovljivih izvora u sustav, točnost predviđanja treba biti još preciznija jer zbog loše prognoze gubitci će biti još veći jer se uz standardnu pogrešku predviđanja zbog veće potrošnje mora dobiti i snaga koja se ne proizvodi zbog nedostatka vjetera ili sunca. Pogreške zbog predviđanja mogu iscrpiti rezerve i ugroziti sigurnost sustava, pa čak i dovesti do zamračenja. Južna Australija zemlja s velikom integracijom obnovljivih izvora energije, je u ljetu 2016. godine isključila 90 000 domova i poslovnih objekata za vrijeme vrhova opterećenja zbog nedostatka snage i preopterećenosti interkonekcijskih vodova. Ispadi zbog preopterećenja sustava, loših prognoza proizvodnje iz vjetera dogodili su se više puta u zadnjih nekoliko godina na tom području.[6]

Planiranja proizvodnje i potrošnje se vrše dan unaprijed te ukoliko postoje odstupanja, ona se korigiraju pomoću sekundarne i tercijarne regulacije. Velike pogreške u predviđanju proizvodnje i potrošnje mogu izazvati opasna stanja zbog trošenja rezervi te u konačnici ugroziti napajanje potrošača. Proizvodnja na mjestu distribucije uglavnom nije imala veliki utjecaj na grešku predviđanja te unatoč godinama razvoja metoda predviđanja potrošnje, odstupanja od stvarnih vrijednosti i dalje postoje. Primjer pokazuje usporedbu između predviđanja i stvarne proizvodnje za proljetni dan u Švedskoj 2009. godine. Napravljena su dva predviđanja potrošnje; jedan 2 dana unaprijed te drugi 1 dan prije potrošnje. Slika 3.5. pokazuje da su predviđanja blizu ali i dalje oba odstupaju za otprilike 950 MWh/h od stvarne potrošnje. Utjecaj na grešku predviđanja može biti činjenica da je to bio prvi ponedjeljak nakon pomicanja sata zbog računanja ljetnog vremena.



**Slika 3.5.** Potrošnja električne energije u Švedskoj 30.5.2009. (linija), predviđanje operatora sustava (zvjezdice) te predviđanje tijela zaduženog za uravnoteženje (kružići) [4]

Švedska je inače zemlja s malim prirastom potrošnje električne energije u posljednjih 10-20 godina stoga predviđanja za države koje se razvijaju s velikim rastom potrošnje kroz godine mogu biti još teža tj. s manjom točnošću. Trenutno aktualno povećanje energetske učinkovitosti, prijelaz s električnog grijanja na više učinkovitije metode, električni automobili i slični utjecaji mogu biti izvori pogrešaka u predviđanju proizvodnje.

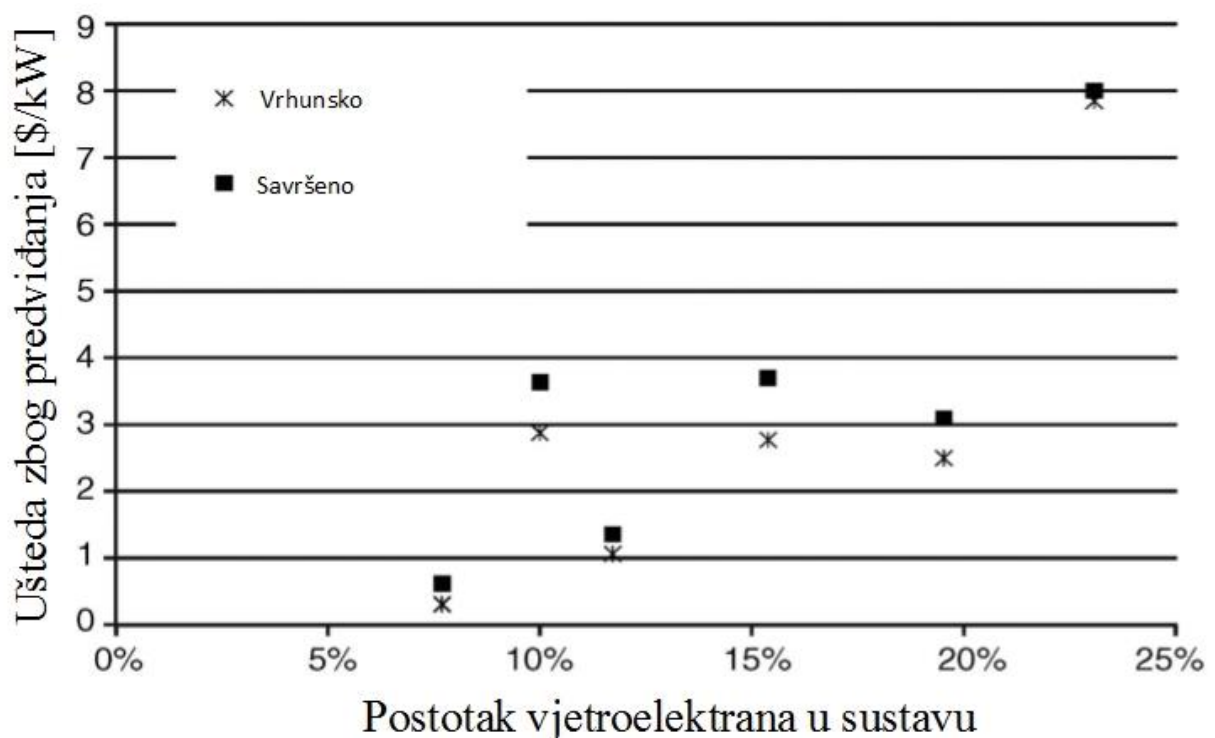
Sve veća integracija obnovljivih izvora i proizvodnje na mjestu distribucije faktori su koji utječu na pogrešku predviđanja potrošnje s naglaskom na vjetroelektrane. Ukoliko je proizvodnja iz vjetra veća nego što je predviđeno, u sustavu postoji višak proizvodnje te treba uravnotežiti sustav.

Uravnoteženje se vrši:

- smanjenjem proizvodnje iz vjetra
- smanjenjem proizvodnje konvencionalnih generatora.

Smanjenje proizvodnje konvencionalnih generatora se može vršiti dok god takvo djelovanje ne narušava sigurnost sustava i nesmetano napajanje svih potrošača u mreži. Ako je proizvodnja iz vjetra manja nego predviđeno tada povećanjem proizvodnje konvencionalnih generatora treba nadomjestiti nedostatak snage iz vjetra. Zbog toga i postoji zahtjev za rezervama u sustavu koje moraju biti dovoljno velike da, osim ispada velikog generatora, pokriju i grešku predviđanja proizvodnje ili potrošnje.

Provedene su studije na temu dodatnih troškova zbog nesigurnosti predviđanja proizvodnje uz pretpostavku savršenih uvjeta, uspoređene su s operacijskim troškovima vrhunske (*state-of-the-art*). Rezultati provedeni u New Yorku, Kaliforniji i Teksasu prikazani su na slici 3.6.



**Slika 3.6.** Ostvarenje uštede vrhunskim predviđanjem u usporedbi sa savršenim slučajem kao funkcija količine vjetroelektrana u sustavu za provedene studije [4]

Ušteda na ordinati je prikazana u američkim dolarima po kW vršnog opterećenja. Jedno domaćinstvo doprinosi vršnom opterećenju između 1-4 kW, varirajući o državama. Os ordinata prikazuje količinu proizvodnje vjetroelektrana u sustavu prikazano kao omjer između instalirane snage i vršnog opterećenja.

Prema slici može se zaključiti da su troškovi zbog nesigurnosti predviđanja proizvodnje vjetra zanemarivi dok je god instalirani kapacitet vjetra manji od 5% vršnog opterećenja. Iznad te

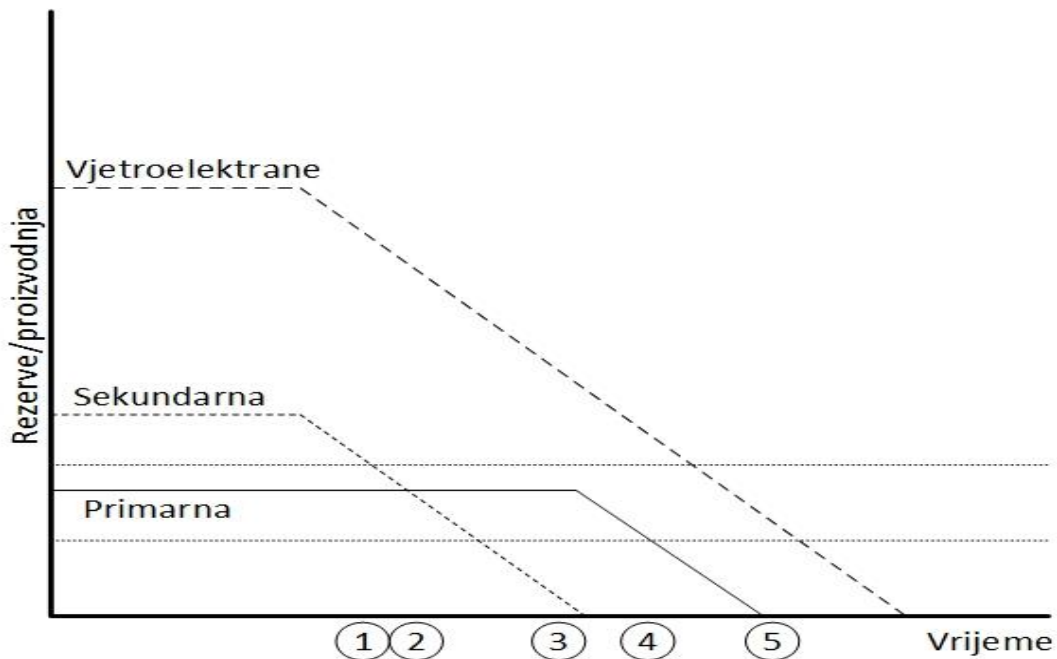
vrijednosti troškovi ne mogu biti zanemareni no čak i za kapacitet vjetra od 23%, troškovi po kućanstvu ne prelaze desetke dolara po godini stoga se može zaključiti da nepredvidivost vjetra ne predstavlja problem s ekonomske strane.

Troškovi za dodatnim rezervama zbog promjenjivosti vjetra nadmašuju troškove predviđanja proizvodnje iz vjetra. Te troškove snosi operator prijenosnog sustava.

### **3.6.1. Utjecaj nedostatka proizvodnje na rezerve**

Vjetroelektrane ili bilo koji drugi tip proizvodnje iz obnovljivih izvora neće utjecati na rezerve nakon gubitka velike proizvodne jedinice. Isključenje velike vjetroelektrane, u trenutku kada ona radi punom snagom, ima sličan utjecaj kao isključenje velikog konvencionalnog generatora. Kada snage vjetroelektrana postanu veće od najvećih konvencionalnih generatora, tada treba poduzeti mjere da se ne isključuje cijela vjetroelektrana odjednom. To je relativno jednostavno s tehničkog aspekta, iako će vrlo vjerojatno zahtijevati dodatne prijenosne vodove i trafostanice.

Glavni izazov sustava s velikim količinama distribuirane proizvodnje je nepredvidiva promjena vremenskih uvjeta što uzrokuje velika smanjenja u proizvodnji. To može biti pad brzine vjetra, naoblaka ili povećanje temperature. Te promjene se događaju u vremenskom periodu od nekoliko minuta ili duže. Nedostatak proizvodnje prvo rezultira djelovanjem primarne rezerve i opadanjem frekvencije, koja se brzo vraća sekundarnom rezervom. OPS koristi tercijarnu rezervu kako bi nadomjestio sekundarnu. Rezultat pada proizvodnje iz distribuirane proizvodnje prvo rezultira trošenjem tercijarne rezerve. Kada je tercijarna rezerva iscrpljena, smanjuje se sekundarna i nakon nje primarna. Tek kada su sve rezerve iscrpljene, nedostatak snage utječe na potrošače. Pad rezervi zbog nedostatka vjetra prikazan je slikom 3.5. Horizontalne točkaste linije pokazuju minimalne zahtjeve za primarnom rezervom (donja točkasta linija) i sekundarnom rezervom (gornja točkasta linija). Nagib krivulja znači trošenje rezervi.



**Slika 3.7.** Pad rezervi zbog neočekivanog prestanka proizvodnje vjetroelektrana [3]

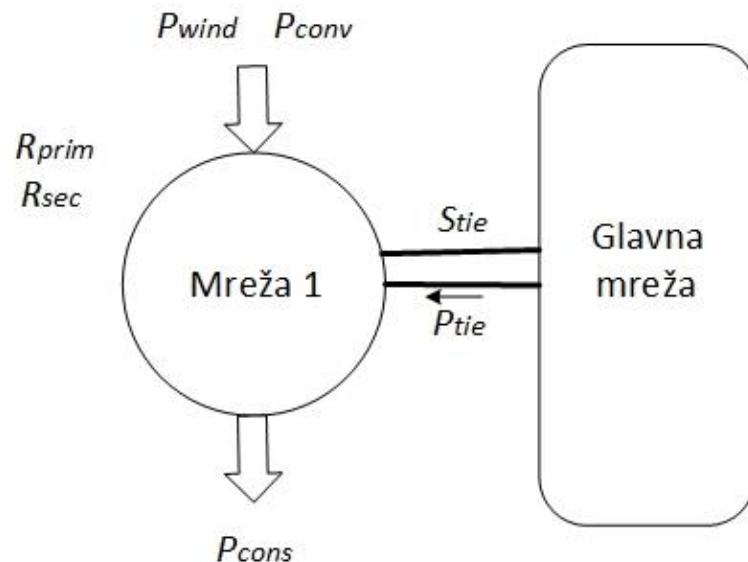
Zbog jednostavnosti, pretpostavljeno je da je tercijska rezerva već iscrpljena. U praksi na raspolaganju uvijek postoji određena količina tercijske rezerve. Pad sekundarne rezerve u tom slučaju nastupa samo onda kada je tercijska iscrpljena. Na slici 3.5. brojevima su označeni trenutci za vrijeme poremećaja:

1. Proizvodnja vjetroelektrane iznenada opada. Smanjenje proizvodnje kompenzirano je smanjenjem sekundarne rezerve.
2. Sekundarna rezerva pada ispod zahtjeva te OPS mora poduzeti mjere da se proizvede još sekundarne rezerve. Pretpostavka je da to nije moguće, no potrošači i dalje ne osjećaju posljedice, a sigurnost pogona također nije ugrožena. Međutim u slučaju da dvije velike elektrane ne uspiju nadomjestiti sekundarnu rezervu prije njenog iscrpljenja, moglo bi doći do nedostatka proizvodnje.
3. Količina sekundarne rezerve pada na nulu i aktivira se primarna rezerva. U ovom trenutku opada frekvencija u sustavu.
4. Količina primarne rezerve nije dovoljna. Isključenje velikih proizvodnih jedinica moglo bi rezultirati nedostatkom proizvodnje. U ovom trenutku sustav više nije siguran.
5. Iscrpljena je primarna rezerva i sustav nema dovoljno snage za normalan rad. Ukoliko se ne poduzmu protumjere, pad frekvencije aktivirat će podfrekvencijsku zaštitu te će odbacivanjem tereta sustav smanjiti opterećenje.

Maksimalni dozvoljeni pad proizvodnje nije određen ukupnom količinom rezerve već brzinom kojom se stvaraju nove rezerve. Energetski sustav je sposoban podnijeti jutarnji maksimum proizvodnje te bi, analogno tome, trebao izdržati sličan pad proizvodnje iz distribuiranih izvora. Takav slučaj vrijedi dok je god takav pad proizvodnje očekivan puno prije nego što dođe potreba za aktivacijom rezerve. Neočekivani nedostatak proizvodnje može rezultirati nedovoljnom količinom vremena za aktiviranje generatora zaduženih za sekundarnu rezervu.

Situacija je drugačija s loše povezanim interkonekcijskim sustavima. Transport rezervi kroz interkonekcijski sustav često predstavlja ograničenje u planiranju rezervi. Primarna rezerva se gotovo uvijek planira za interkonekcijski sustav kao cjelinu, dok su sekundarna i tercijarna rezerva uglavnom odgovornost pojedinačnog OPS. Npr. kontrolno područje (na slici 3.6. „Mreža 1“) povezano je preko interkonekcijskog voda s ostatkom velikog sustava na slici 3.6. Proizvodnja u području sastoji se vjetroelektrana,  $P_{wind}$ , te konvencionalne proizvodnje,  $P_{conv}$ . Ukupna proizvodnja je  $P_{cons}$ , a snaga iz ostatka mreže  $P_{tie}$  dolazi preko interkonekcijskog voda koji održava ravnotežu, te ima prijenosni kapacitet  $S_{tie}$ . Ukupnu snagu u kontrolnom području daje formula 3-9:

$$P_{cons} = P_{wind} + P_{conv} + P_{tie} \quad (3-9)$$



**Slika 3.8.** Kontrolno područje kao dio velikog sustava [3]

OPS zadužen za kontrolno područje „Mreža 1“ raspolaže primarnom rezervom  $R_{prim}$  i sekundarnom rezervom  $R_{sec}$ . Pretpostavka je da sekundarna regulacija drži proizvodnju i

potrošnju u ravnoteži unutar kontrolnog područja. Regulator sekundarne regulacije održava tokove snaga preko interkonekcijskog voda konstantnim dok god postoji sekundarna rezerva u tom kontrolnom području. Neočekivani pad proizvodnje iz vjetroelektrana povećava proizvodnju iz konvencionalnih izvora, trošeći time sekundarnu rezervu. Dok je god sekundarna rezerva barem iznosa  $R_{sec,min}$ , tada maksimalno prihvatljivo smanjenje proizvodnje vjetroelektrana iznosi  $R_{sec} - R_{sec,min}$ . U ovom slučaju ne uzima se u obzir tercijarna rezerva, koja može nadomjestiti sekundarnu. Uzima se najgori mogući ishod kada je tercijarna rezerva već iscrpljena ili nije dostupna na vrijeme. Daljnji pad proizvodnje iz vjetroelektrana iscrpljuje sekundarnu rezervu. Sustav nije ugrožen kada sekundarna rezerva padne ispod minimalno dozvoljenog nivoa, već samo onda kada se iscrpi primarna rezerva.

Npr. kontrolno područje s opterećenjem ima iznos 6 000 MW, od toga 4 000 MW proizvodnje iz vjetra te 2 000 MW iz konvencionalnih izvora. Primarna i sekundarna rezerva redom iznose 300 MW i 700 MW. Ukupni prijenosni kapacitet ostatka sustava je 650 MW. U početnom stanju nema tokova snaga preko interkonekcijskog voda. Odjednom proizvodnja vjetroelektrana neočekivano opada.

Sekundarna rezerva s početnih 700 MW je iscrpljena kako bi nadomjestila pad proizvodnje iz vjetroelektrana koji sada iznosi 3 300 MW. Konvencionalna proizvodnja je u isto vrijeme povećala proizvodnju za 700 MW kako bi nadomjestila snagu sekundarne rezerve. Nema tokova snaga preko interkonekcijskog voda. Kada je sekundarna rezerva u određenom dijelu sustava iscrpljena, konvencionalna proizvodnja više ne može povećati proizvodnju dovoljno brzo da nadomjesti taj nedostatak snage. Kao što je diskutirano u poglavlju o sekundarnoj regulaciji i rezervama (poglavlje 3.3.), nedostatak proizvodnje u jednom dijelu interkonekcijskog sustava, nadomješta se sekundarnom rezervom koju daje ostatak sinkronog sustava. U velikim sinkronim sustavima, ukupna količina sekundarne rezerve je veoma velika. Za svaki dio sustava, sekundarna rezerva treba biti snage najvećeg generatora u tom dijelu sustava. Vrlo je malo vjerojatno da će kvar u nekom dijelu sustava iscrpiti toliku količinu rezerve.

Ograničenje uvoza snage je u prijenosnom kapacitetu interkonekcijskog voda koji veže kontrolno područje s glavnom mrežom. Važno je definirati marginalne vrijednosti kako bi se spriječilo potencijalno preopterećenje interkonekcijskog voda. Naglasak se vrši na uvoz snage u ugrožen sustav jer snage izvoza iz malog kontrolnog područja trebaju biti tek tolike da daju doprinos primarnoj rezervi u dijelu sustava koji je u tom trenutku ugrožen. Također, ukoliko je kontrolno područje vezano za ostatak sinkronog sustava preko više interkonekcijskih vodova, treba imati na umu n-1 kriterij. Prema njemu, u slučaju gubitka jednog od vodova koji povezuju



kontrolna područja, ostali moraju imati dovoljan prijenosni kapacitet da nadomjeste gubitak veze s jedne strane.

Razmatra se isti sustav kao u prethodnom primjeru. Kontrolno područje sa smanjenom proizvodnjom iz vjetroelektrana predstavlja 15% ukupne snage sinkronog sustava. To znači da se, nakon gubitka velike proizvodne jedinice, u sustav uvozi 85% primarne rezerve. Pretpostavlja se da je veličina najveće proizvodne jedinice 500 MW. Gubitak te jedinice povećat će uvoz snage za 425 MW (85% od 500 MW). Također pretpostavljeno je da nema razmjene snage s ostatkom sustava dok god ima raspoložive sekundarne rezerve. Prethodni slučaj pokazao je da je sekundarna rezerva iscrpljena kada proizvodna iz vjetra padne za 700 MW. Svaki daljnji pad snage tražit će uvoz sekundarne rezerve preko interkonekcijskog voda. Interkonekcijski vod ima prijenosni kapacitet od 650 MW, od kojih 425 MW treba imati za rezervu kako bi se očuvala pogonska sigurnost. To znači da je operativna sigurnost narušena kada uvoz snage prijeđe granicu od 225 MW. To se dogodi kada proizvodnja vjetroelektrana padne za 925 MW, na vrijednost 3 075 MW.

U slučaju da pogonska sigurnost više nije održiva, OPS treba poduzeti protumjere kako bi se sustav vratio u normalno stanje. Vraćanje sustava u normalno stanje se izvršava u vremenskom periodu od 10 do 15 minuta od nastanka poremećaja. Povećanje proizvodnje pomoću primarne rezerve ili uvoz primarne rezerve izvan ugroženog sustava ne rješava problem. Smanjenje lokalne primarne rezerve zahtjeva uvoz dodatne rezerve preko interkonekcijskog voda. Smanjenje prijenosnog kapaciteta jednako je smanjenju lokalne primarne rezerve te sustav neće postati sigurniji.

Daljnji pad proizvodnje iz vjetroelektrana zahtijeva od OPS-a da ručno odbaci potrošače kako bi očuvao pogonsku sigurnost. Pretpostavka je da je dozvoljen rad sustava u ugroženom stanju te je tada konačna granica prijenosni kapacitet interkonekcijskog voda. Kada iznos snage koja se uvozi premaši prijenosni kapacitet interkonekcijskog voda, zbog djelovanja zaštite dolazi do isključenja preopterećenog voda te kreće domino efekt i preopterećeni vodovi se isključuju jedan za drugim. U konačnici, kontrolno područje gubi vezu s ostatkom sustava i radi izolirano, u otočnom pogonu. Zbog nedostatka rezervi te ogromnog izostanka proizvodnje, u kontrolnom području rapidno opada frekvencija te dolazi do zamračenja (*blackout*) ili aktiviranja podfrekvencijske zaštite i odbacivanja velikog dijela potrošača.

Ukratko pojašnjeno, dozvoljeno smanjenje proizvodnje iz vjetroelektrana je iznosa sekundarne rezerve s dodanom razlikom između početnog uvoza i ograničenja sigurnog izvoza. Ukoliko proizvodnja padne ispod dozvoljene vrijednosti, narušava se pogonska sigurnost.

Ukoliko nema kvara na nijednoj komponenti, dozvoljeni pad proizvodnje može biti iznosa sekundarne rezerve, primarne rezerve i razlike između početnog uvoza i ukupnog prijenosnog kapaciteta interkonekcijskog voda. Nakon toga nastupa odbacivanje značajnog dijela potrošača ili zamračenje.

### 3.6.2. Uspostavljanje nakon zamračenja

Zamračenje je potpuni kolaps velikog dijela energetskeg sustava uzrokovan teškim poremećajem u sustavu, kao npr. velikim nedostatkom snage u sustavu. Pojava zamračenja je rijetka, ali kada se dogodi, potrebno je uspostaviti sustav što prije. Uspostava sustava može trajati od nekoliko sati do nekoliko dana, ovisno o vremenu pokretanja elektrana u zahvaćenom sustavu, što je prikazano tablicom 3.5.

**Tablica 3.5.** Vrijeme pokretanja generatora različitih oblika proizvodnje [3]

Tip proizvodnje	Vrijeme pokretanja
Konvencionalne termoelektrane	2-4 h
Nuklearne elektrane	20-30 h
Kombinirane (plinske) termoelektrane	20-40 min
Hidroelektrane	2-5 min
Gorive ćelije	Gotovo trenutno
Vjetroelektrane	Gotovo trenutno
Fotonaponske elektrane	Gotovo trenutno
Kogeneracija (CHP)	Ovisno o izvedbi

U tablici 3.5. se vidi da vremena pokretanja generatora jako variraju, ovisno o vrsti pokretačke energije, najduže za nuklearne elektrane, a najkraće za obnovljive izvore energije. Osim brzine pokretanja generatora, bitan kriterij za vraćanje sustava nakon zamračenja je sposobnost pokretanja iz crnog starta (*black-start*). To je proces vraćanja napajanja u dijelu sustava bez spajanja na prijenosnu mrežu, tj. da sustav radi u otočnom pogonu. Velike TE često zahtijevaju velike snage iz mreže za vraćanje u sinkroni rad, stoga se nuklearne elektrane opremaju pomoćnim, najčešće plinskim generatorima kako bi se spriječilo totalno gašenje elektrane te moraju imati sposobnost opskrbljivanja elektrane do ponovne sinkronizacije. Isti generatori se mogu koristiti za pokretanje glavnih generatora nakon zamračenja.

Pokretanje HE vrši se vrlo brzo, ali također zahtijeva pomoćno napajanje; dizel generator s dovoljnom rezervom goriva se čini kao najbolje rješenje.

Države s nedovoljnom količinom snage iz HE, za crni start koriste TE, što znači veće troškove.

Ako u takvim sustavima ima značajnije količine distribuirane proizvodnje, tada ugradnja sustava pokretanja iz crnog starta mogu biti isplativa investicija. Treba napomenuti da čak i u sustavu s velikom penetracijom distribuirane proizvodnje za crni start ipak treba velika količina konvencionalnih generatora, no oni bi tada bili kraće u pogonu.

Izvori distribuirane proizvodnje mogu poslužiti za otočni pogon dijela distribucijske mreže i tako skratiti vrijeme izostanka napajanja barem za dio potrošača. Kako bi vjetroelektrane s asinkronim motorima i fotonaponski sustavi imali mogućnost crnog starta, moraju biti opremljeni sklopovima energetske elektronike te pomoćnim napajanjem. Pomoćno napajanje se vrši s baterijama ili malim dizel generatorima koji zahtijevaju dodatne investicije. Pomoćna napajanja omogućuju vrlo brzo vrijeme pokretanja, ali zahtijevaju sustave komunikacije koji mogu biti nepouzdana za vrijeme zamračenja. Također oslanjanje na vjetar i sunce kako bi se sustav vratio u normalno stanje nije pouzdano.

Kogeneracijska postrojenja imaju relativno velike snage (u rasponima od 1-30 MW) te mogu raditi očno što uvelike poboljšava pouzdanost i olakšava sinkronizaciju s ostatkom sustava nakon zamračenja. Međutim, potpuni ponovni start elektrane može trajati dugo iz razloga što proizvodnja električne energije ovisi o proizvedenoj toplini izgaranjem pogonskog goriva, a toplinski procesi su spori.

Distribuirana proizvodnja može doprinijeti oporavku sustava nakon zamračenja. Tehnički, pomoću distribuirane proizvodnje, moguće je održavati napajanje za dio potrošača u oćnom radu, no to zahtijeva dodatno ulaganje u opremu zaštite i regulacije.

Također, trenutno u većini država zakonom nije dozvoljen otoćni rad distribucijske mreže. Hrvatska mrežna pravila ne dozvoljavaju otoćni rad vjetroelektranama snage do 5 MW s distribucijskom mrežom na koju su priključene, ali operator distribucijskog sustava može dozvoliti otoćni rad elektrane ukoliko zadovoljavaju uvjete za takav pogon [4]. U budućnosti, pomoću distribuirane proizvodnje mogla bi postojati mogućnost kontroliranog otoćnog rada srednjenaponskih mreža za vrijeme zamračenja ili čak sprječavanje zamračenja prijenosnog sustava, ali potrebna su značajna ulaganja i velika penetracija distribuirane proizvodnje, kako bi postojala mogućnost snabdijevanja što većeg broja potrošača ili obnavljanja mreže od najnižih naponskih nivoa.

Rješenje za sprječavanje zamračenja može biti toliki proizvodni kapacitet da nadmaši vršnu potrošnju ili ugradnja opreme za automatsko odbacivanje dijela potrošača u slučaju

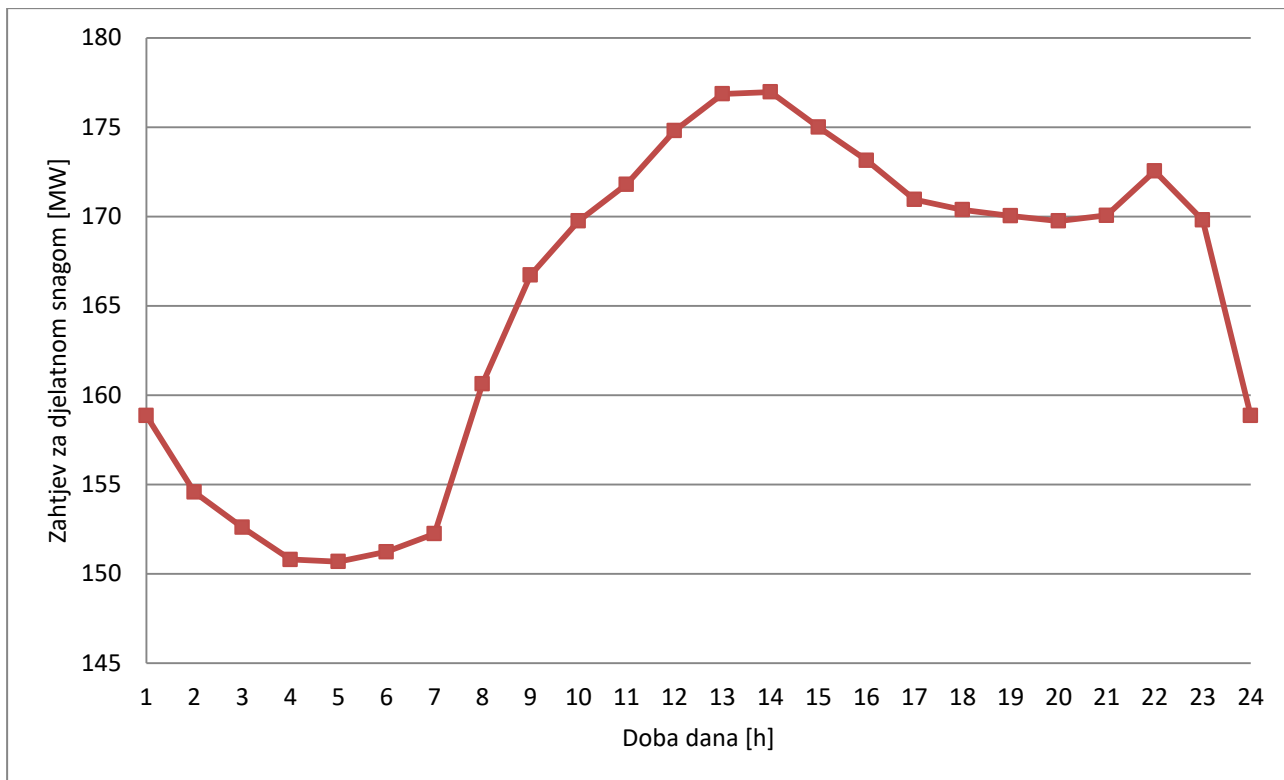
preopterećenja, podfrekvencije i slično. U slučaju otočnog rada sustava, barem jedan generator mora biti opremljen regulatorom frekvencije te bi zaštitni uređaji, kao i uređaji za regulaciju napona morali biti parametrirani da funkcioniraju ispravno. Regulacija napona može se vršiti pomoću kondenzatorskih baterija ili pomoću statičkih VAR kompenzatora. Kako bi se omogućilo obnavljanje mreže od najnižih naponskih nivoa, pojedini otočni sustavi se trebaju ujedinjavati u veće dijelove što zahtijeva opremu za sinkronizaciju.

## **4. ANALIZA UTJECAJA VJETROELEKTRANE NA PRIMARNU REGULACIJU**

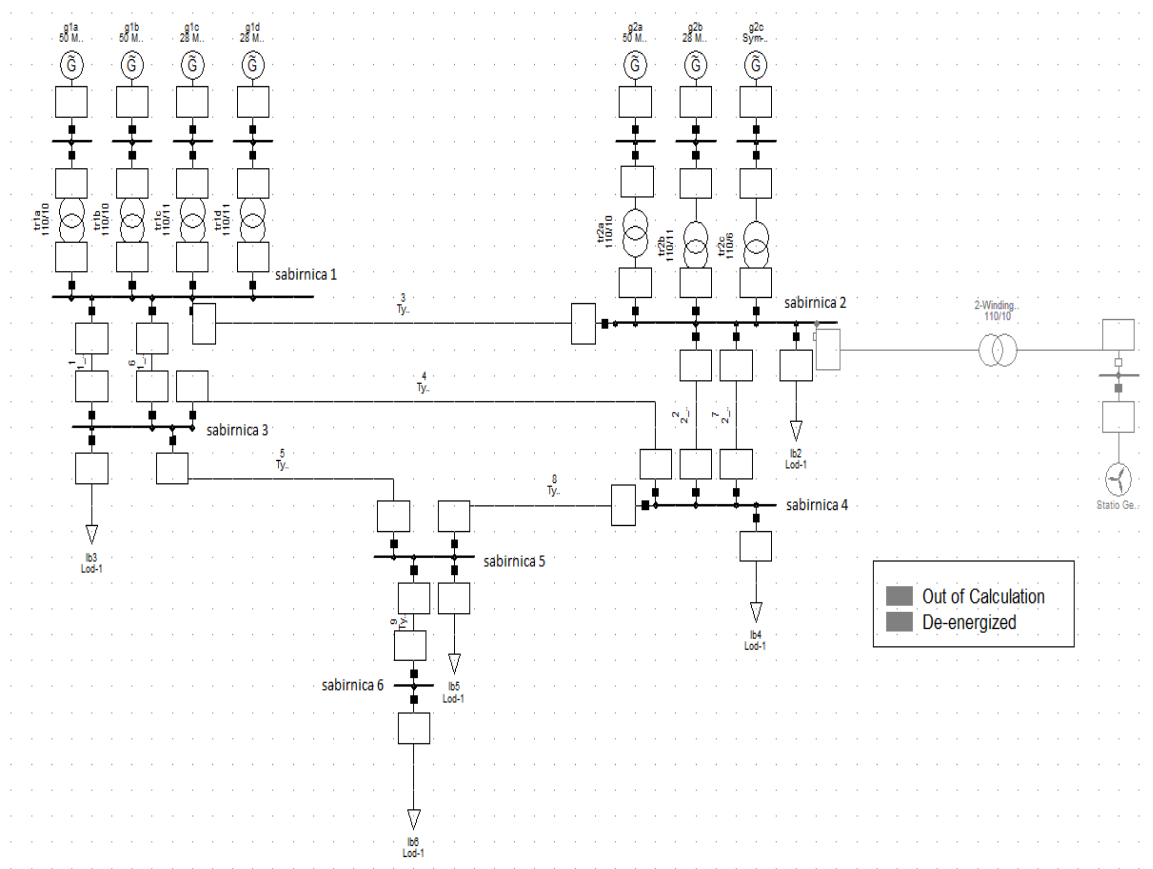
### **4.1. Opis mreže**

Analizirana je 110 kV prijenosna mreža RBTS [7] koja se sastoji od dva „proizvodna bloka“. Prvi proizvodni blok (g1) sastoji se od četiri generatora ukupnog nazivnog proizvodnog kapaciteta 100 MW. Drugi proizvodni blok (g2) sastoji se od tri generatora nazivnog proizvodnog kapaciteta 71,5 MW. Na sabirnicu prijenosne mreže drugog proizvodnog bloka povezana je vjetroelektrana promjenjivog proizvodnog kapaciteta. Proizvodni blokovi međusobno su povezani preko dva 110 km duga prijenosnog voda. Na prijenosnu mrežu spojeni su potrošači s baznom potrošnjom od 100 MW te 75 MW varijabilnog opterećenja. Varijabilni dio opterećenja modeliran je prema predviđanju HOPS-a za vrući ljetni dan 2017. godine i adaptiran prema modelu mreže u simulaciji.

Cilj analize je prikazati utjecaj proizvodnje vjetroelektrane velike snage na odstupanje frekvencije i primarnu regulaciju u prijenosnom sustavu za različite scenarije u programu DIgSILENT PowerFactory 15.1. Vršiti se 24-satna simulacija korištenjem „time sweep“ skripte. Nekoliko generatora u mreži ima ugrađen primarni regulator frekvencije čiji je cilj djelovanje na promjenu snage u mreži u smislu održavanja frekvencije. Najveći od njih je generator g2a snage 50 MW stoga će se promatrati njegov odziv na promjene u mreži. Primarno promatrat će se kako proizvodnja ili nedostatak proizvodnje vjetroelektrane utječe na odstupanje frekvencije u sustavu te kako VE i njegova lokacija utječu na odstupanje frekvencije u sustavu. Također promatrat će se utjecaj povećanja proizvodnje VE na opterećenost generatora koji vrši primarnu regulaciju. U posljednjem slučaju pokušat će se izvesti veliki pad frekvencije kao posljedicu nedostatka konvencionalne proizvodnje tj. poremećaja te će se izvršiti nova simulacija za isti slučaj, ali s podfrekvencijskim rasterećenjem te će se izvršiti usporedba rezultata. Pad proizvodnje vjetroelektrane manifestira se padom frekvencije na sabirnicama u mreži. Regulator bilježi pad i gotovo trenutno reagira povećavajući snagu proizvodnje proporcionalno padu frekvencije. Nagib regulacijske karakteristike je 25 MW/Hz. Model opisane mreže nalazi se na slici 4.2.



Slika 4.1. Dnevna karakteristika opterećenja korištena u simulaciji



Slika 4.2. Model mreže RBTS na kojoj se vrši simulacija

## 4.2. Uvodni slučaj – bez VE

Prikazat će se proizvedena snaga tj. odstupanje frekvencije s promjenom zahtjeva potrošača za električnom snagom. Odstupanje frekvencije u referentnom slučaju, bez priključene VE služit će kao usporedba sa slučajevima gdje će VE različitog kapaciteta proizvodnje biti priključen na u mreži.

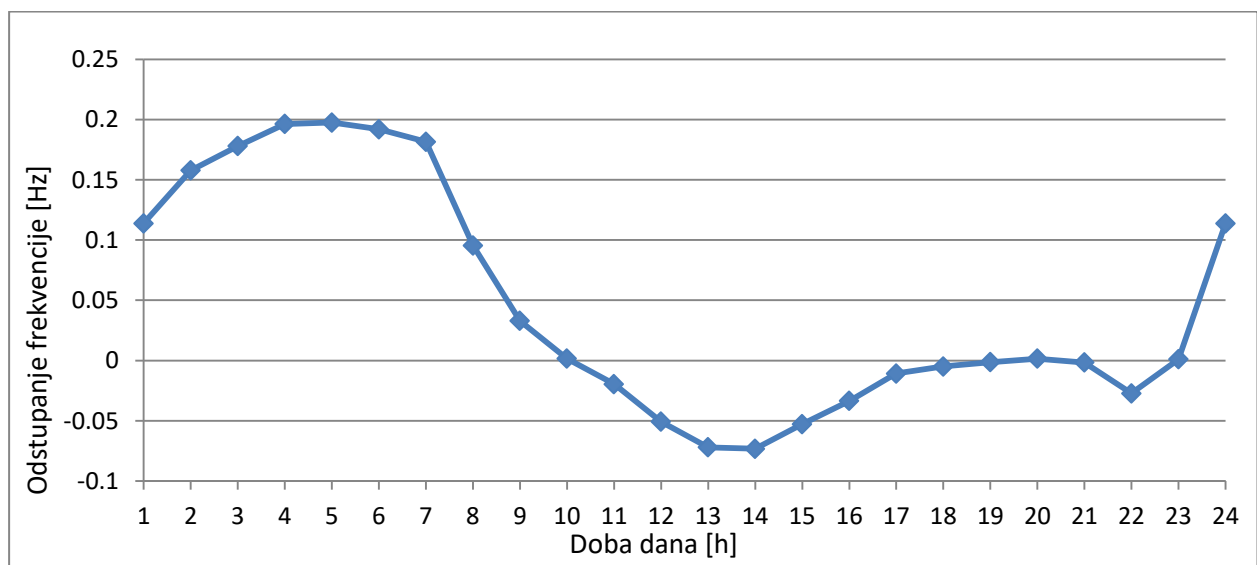
Referentni generator je g2a nazivne snage 50 MW.

Nakon izvršene 24-satne simulacije slijede rezultati:

Ukupna proizvodnja = 4061,062 MWh

Ukupno opterećenje = 3968,973 MWh

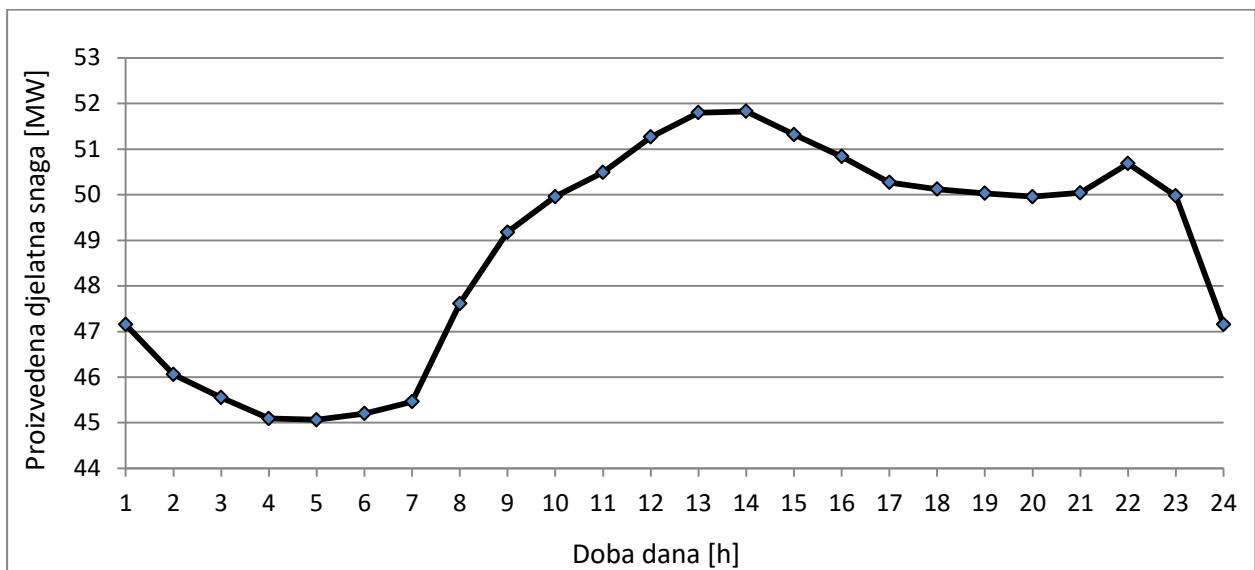
Ukupni gubitci = 92,083 MWh



**Slika 4.3.** Odstupanje frekvencije u ovisnosti o promjeni opterećenja

Slika 4.3. pokazuje odstupanja frekvencije koja se pojavljuju u mreži kao posljedica promjene opterećenja djelatnom snagom. Iz slike se da zaključiti kako preko noći frekvencija odstupa u pozitivnom smjeru kao posljedica rasterećenja generatora zbog smanjenog zahtjeva za djelatnom snagom. Odstupanje frekvencije u negativnom smjeru odvija se ujutro kada počinje prvi vrh opterećenja. Iza podneva opterećenje se smanjuje što se očituje odstupanjem frekvencije u pozitivnom smjeru tj. rasterećenjem generatora zaduženog za primarnu regulaciju. Navečer, nekoliko sati prije ponoći, dolazi do najvećeg rasterećenja što se očituje velikom strminom između dvije točke na pravcu. To se događa jer hrvatskom mrežom dominiraju domaćinstva kao

potrošači te odlaskom na spavanje i padom vanjskih temperatura gase se klima uređaji i time nestaje veliki zahtjev za djelatnom snagom.



**Slika 4.4.** Proizvedena djelatna snaga (referentnog) generatora g2a kroz razdoblje od 24 sata u početnom slučaju

Prema slici 4.4. proizvodnje generatora g2a koji je zadužen za primarnu regulaciju vidljivo je prema nagibu krivulje između susjednih točaka kada nastupaju najveća opterećenja ili rasterećenja.

Usporedbom sa slikom 4.3. vidljivo je kako su povezane promjena frekvencije i izlazne snage generatora zaduženog za regulaciju frekvencije. Padom frekvencije u sustavu raste snaga na referentnom generatoru jer je upravo referentni generator odgovoran za očuvanje frekvencije. Analogno vrijedi i za rast frekvencije u sustavu.

### 4.3. Analiza utjecaja proizvodnje VE na odstupanje frekvencije

VE je priključena na sabirnicu drugog proizvodnog bloka. Vjetroelektrana se sastoji od 20 generatora. Za prvi slučaj ukupna maksimalna snaga vjetroelektrane iznosi 60 MW, za drugi slučaj snaga je smanjena na 40 MW. U trećem slučaju ukupna snaga VE iznosila je 70 MW Karakteristika proizvodnje VE zadana da vjetar postaje najjači preko dana, dok za vrijeme noći (22-23h) vjetar u potpunosti izostaje. Karakteristike vjetra za sve slučajeve su iste, osim za početni (0.) slučaj kada vjetra nema.

Vršit će se usporedba (u odnosu na početni slučaj, 4.2.) odstupanja frekvencije, opterećenja generatora zaduženog za primarnu regulaciju.



**Tablica 4.1.** Rezultati simulacije; odstupanje frekvencije za različite izlazne snage VE

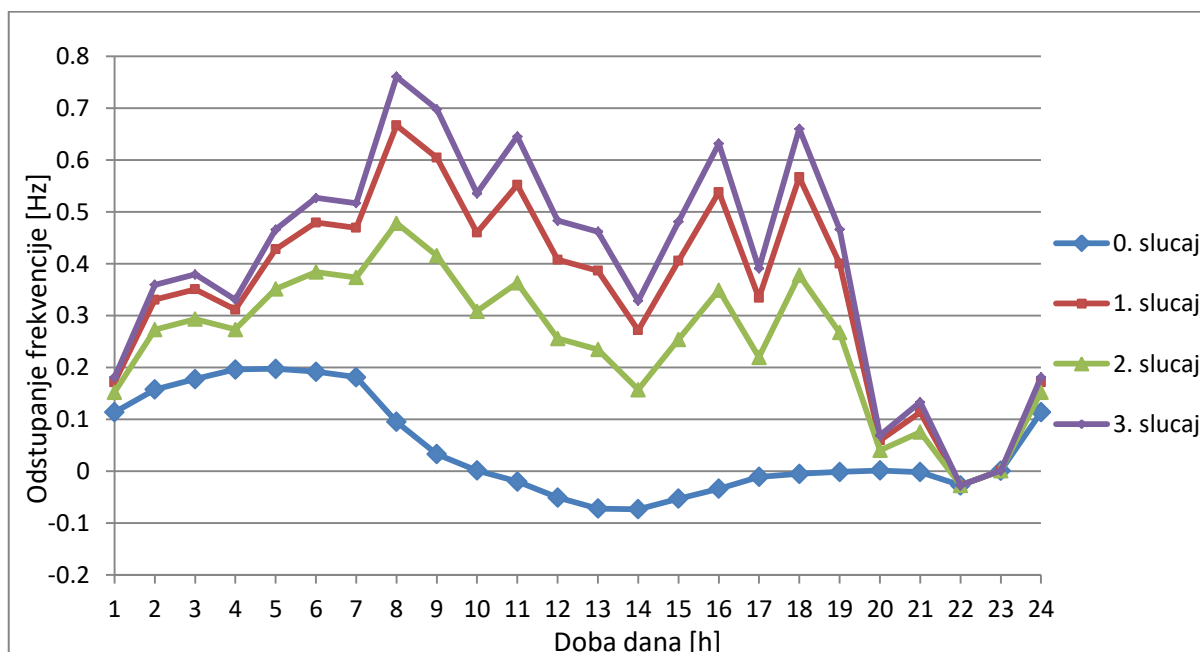
Doba dana [h]	0. slučaj	2. slučaj	1. slučaj	3. slučaj
	P <sub>vmax</sub> =0 MW	P <sub>vmax</sub> =40 MW	P <sub>vmax</sub> =60 MW	P <sub>vmax</sub> =70 MW
1	50,114	50,152	50,172	50,181
2	50,158	50,273	50,331	50,360
3	50,178	50,294	50,351	50,380
4	50,196	50,273	50,312	50,331
5	50,198	50,352	50,428	50,466
6	50,192	50,384	50,480	50,527
7	50,182	50,374	50,469	50,517
8	50,096	50,478	50,667	50,761
9	50,033	50,416	50,605	50,698
10	50,002	50,309	50,460	50,536
11	49,980	50,363	50,552	50,646
12	49,949	50,256	50,408	50,484
13	49,928	50,235	50,387	50,462
14	49,927	50,158	50,272	50,329
15	49,947	50,254	50,406	50,481
16	49,967	50,350	50,538	50,632
17	49,989	50,220	50,334	50,391
18	49,995	50,378	50,567	50,661
19	49,999	50,268	50,401	50,467
20	50,002	50,040	50,060	50,069
21	49,998	50,076	50,114	50,133
22	49,973	49,973	49,973	49,973
23	50,001	50,001	50,001	50,001
24	50,114	50,152	50,172	50,181

Tablica 4.1. prikazuje rezultate simulacije utjecaja proizvodnje VE na odstupanje frekvencije. Crvenom bojom označeni su maksimumi frekvencije za specifične slučajeve. Podebljanom crvenom bojom označene su najveće izmjerene vrijednosti koje ne zadovoljavaju dodatne uvjete regulacije frekvencije i snage za vjetroelektrane koje zahtijevaju da u slučaju pojave nadfrekvencije veće od 50,5 Hz niti jedan vjetroturbinski generator ne smije biti pokrenut. Narančastom bojom označeni su minimumi frekvencije u 22h kada vjetroelektrana ne daje snagu u mrežu zbog nedostatka vjetra.

Karakteristike na slici 4.5. predstavljaju odstupanja frekvencije za sljedeće slučajeve:

- 0. slučaj – bez spojene VE
- 1. slučaj – u mreži VE snage 60 MW
- 2. slučaj – u mreži VE snage 40 MW

- 3. slučaj – u mreži VE snage 70 MW



**Slika 4.5.** Usporedba odstupanja frekvencije u mreži za različite izlazne snage VE

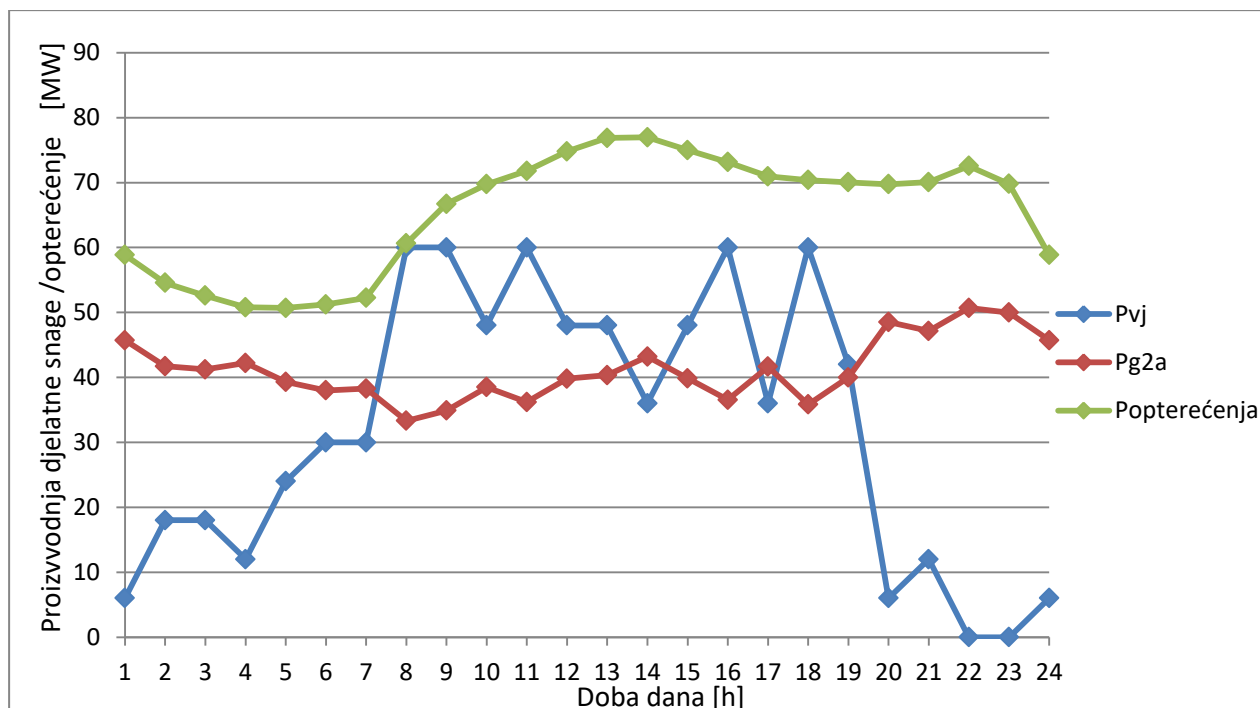
Iz usporedbe se vidi da VE velike djelatne snage unosi veća odstupanja frekvencije u usporedbi sa sustavom bez proizvodnje iz vjetra ili VE manje snage. To potvrđuje ranije spomenutu kompleksnost koju obnovljivi izvori unose u smislu vođenja elektroenergetskog sustava. U 22h i 23h karakteristike se preklapaju jer u to vrijeme nema vjetra. Za vrijeme normalnog rada i izoliranog pogona sustava, hrvatska mrežna pravila propisuju održavanje frekvencije u granicama od 49,5-50,5 Hz. Za vrijeme poremećaja u sustavu mrežna pravila propisuju održavanje frekvencije u rasponu 47,5-51,5 Hz. Kada nema VE u sustavu, postojeći konvencionalni generatori održavaju frekvenciju jako blizu nominalnoj vrijednosti. Ekstremi frekvencije pojavljuju se u 5h ujutro, nadfrekvencija u iznosu 50,2 Hz kao posljedica najmanjeg opterećenja u sustavu. U 14h u sustavu se pojavljuje podfrekvencija u iznosu 49,93 Hz. Oba ekstrema koja se pojavljuju u sustavu bez proizvodnje VE dozvoljena su prema hrvatskim mrežnim pravilima. Analizom slučaja kada u sustavu postoji VE s maksimalnom izlaznom snagom od 40 MW, ekstremi se pojavljuju u 8h ujutro kada frekvencija iznosi 50,47 Hz, te u 22h najniži iznos frekvencije kada ona iznosi 49,97 Hz. U ovom slučaju frekvencija se i dalje kreće u dozvoljenim granicama za normalne pogonske uvjete. Za slučaj kada je u sustavu VE maksimalne snage 60 MW najniža izmjerena frekvencija je također 49,97 Hz u 22h kao i u prethodnom slučaju jer tada nema vjetra stoga nema proizvodnje iz VE. To je ujedno i jedina točka u kojoj frekvencija pada ispod 50 Hz. Frekvencija iznad 50,5 Hz u sustavu pojavljuje se 5

puta za vrijeme 24-satnog perioda s vršnom frekvencijom u 8h kada ona iznosi 50,67 Hz. U posljednjem slučaju kada je maksimalna djelatna snaga VE 70 MW nadfrekvencija u sustavu javlja se čak 8 puta s najvišim iznosom u 8h kada je izmjereno 50,76 Hz. Dodatni tehnički uvjeti za priključak i pogon vjetroelektrana propisuju da u slučaju pojave frekvencije iznad 50,5 Hz vjetroelektrana mora imati sposobnost zadržavanja priključka na sustav barem 60 minuta, te isto tako mora smanjiti svoju izlaznu snagu s minimalnom brzinom smanjenja u iznosu 2% od njene nazivne djelatne snage po 0,1 Hz odstupanja frekvencije iznad 50,5 Hz [5]. To znači da bi u posljednjem slučaju prema zakonu trebalo smanjiti izlaznu snagu VE iz simulacije za minimalno 1,4 MW uz uvjet da operator prijenosnog sustava može isključiti VE ukoliko postoji opasnost od ugrožavanja pogona.

Slika 4.6. prikazuje izlaznu snagu VE za svaki sat u usporedbi s referentnim generatorom. Crvenom bojom prikazana je proizvodnja referentnog generatora. Plavom bojom označena je proizvodnja VE, a zelenom karakteristika najvećeg potrošača u mreži. Za vrijeme maksimuma proizvodnje iz vjetra, VE u sustav daje 60 MW djelatne snage što predstavlja sustav s ukupno 25% proizvodnje iz obnovljivih izvora. Tolika integracija obnovljivih izvora u hrvatskoj još nije prisutna, udio proizvodnje vjetroelektrana u hrvatskoj je tek 7%, s trendom rasta 2% godišnje [5]. Prema zahtjevima Europske komisije očekivana je u bliskoj budućnosti. Prema njenim zahtjevima 2030. godine cilj je postići da od ukupne potrošnje električne energije iz obnovljivih izvora iznosi barem 27%. [8]

Karakteristike na slici 4.6. predstavljaju:

- P<sub>vj</sub> – karakteristika proizvodnje vjetra
- P<sub>g2a</sub> – karakteristika proizvodnje referentnog generatora
- Popterećenja – zahtjev najveće grupe potrošača u mreži za djelatnom snagom



**Slika 4.6.** Usporedba proizvodnje referentnog generatora, VE i karakteristika najveće grupe tereta u mreži – slučaj: vjetroelektrana snage 60 MW

Kako proizvodnja VE raste, proizvodnja referentnog generatora se smanjivala i obratno. Vidljivo je da referentni generator nije smanjivao snagu u istom iznosu kako je proizvodnja VE rasla i to zbog zahtjeva potrošača za snagom i ograničenjem zbog zadane karakteristike primarne regulacije (25 MW/Hz). U konačnici VE je rasteretila referentni generator u ovom slučaju što je poželjno uzevši u obzir da je referentni generator konvencionalni proizvođač i koristi neobnovljiv izvor kao pogonsko gorivo dok za VE trošak pogonskog goriva iznosi 0, ali za cijenu ne potpuno predvidive i konzistentne proizvodnje.

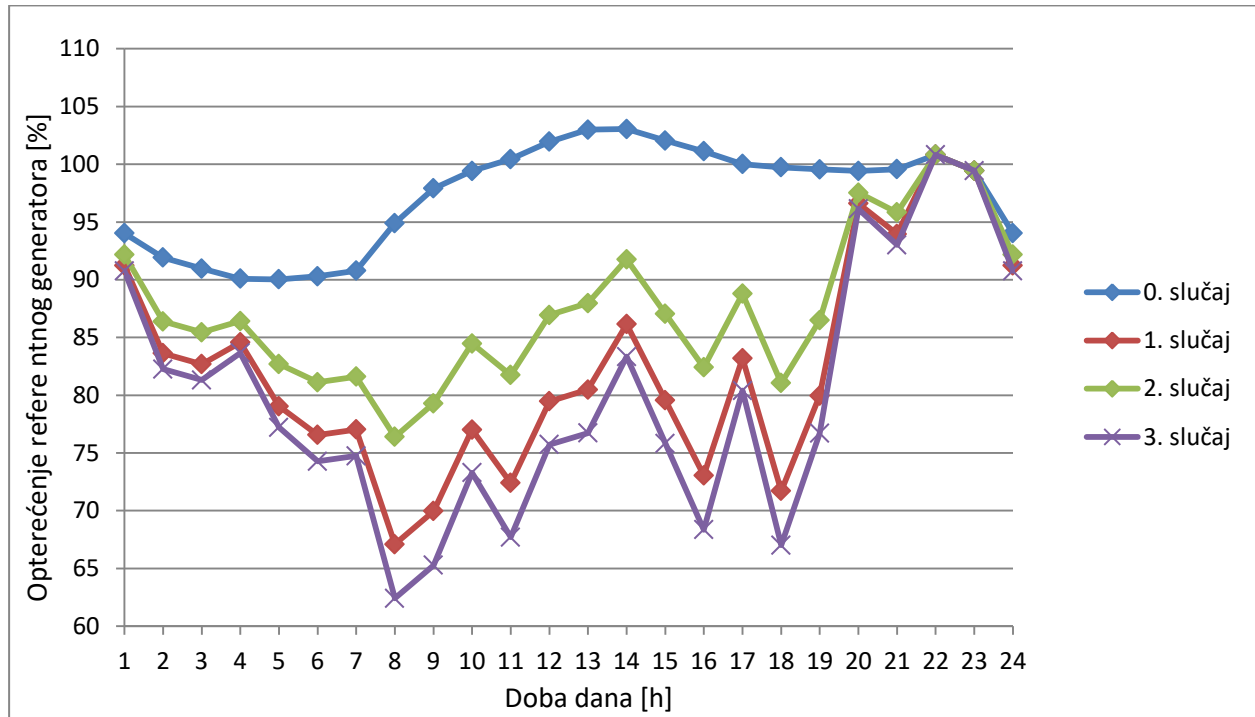
#### 4.4. Utjecaj proizvodnje VE na opterećenost referentnog generatora

Ovaj konkretni slučaj bavi se analizom utjecaja proizvodnje VE na opterećenost referentnog generatora zaduženog za regulaciju frekvencije. Svaki od slučaja ima identične uvjete, jedina razlika je u udjelu proizvodnje VE.

Izvršene su 24-satne simulacije za četiri različita slučaja. Nulti slučaj je simulacija bez aktivne VE, prvi slučaj predstavlja proizvodnju iz vjetra ukupne snage 60 MW. Drugi slučaj je simulacija s maksimalnom izlaznom snagom VE u iznosu 40 MW. Posljednji scenarij je treći kada VE za vrijeme najveće aktivnosti vjetra daje u mrežu djelatnu snagu 70 MW.

Usporedba opterećenja generatora vršeno je za sljedeće slučajeve:

- 0. slučaj – bez spojene VE
- 1. slučaj – u mreži VE snage 60 MW
- 2. slučaj – u mreži VE snage 40 MW
- 3. slučaj – u mreži VE snage 70 MW



**Slika 4.7.** Opterećenje referentnog generatora za različite slučajeve simulacije

Plava krivulja koja prikazuje slučaj bez proizvodnje iz vjetra pokazuje kako je referentni generator u 24-satnom periodu u najboljem slučaju, tj. kada je zahtjev za djelatnom snagom najniži, opterećen 90%. Porastom aktivnosti potrošača oko podneva te do kasno poslijepodne referentni generator, zadužen za primarnu regulaciju, opterećen je preko 100%. Takvo stanje u sustavu nije poželjno iz više razloga:

- Konvencionalni generator zahtijeva gorivo stoga je njegovo vođenje samo po sebi trošak za operatora sustava, preopterećenje samo povećava taj trošak
- Preopterećenje generatora može uzrokovati pregrijavanje namota i smanjuje radni vijek generatora
- Preopterećenje može uzrokovati kvar ili djelovanje zaštite na generatoru te njegov ispad

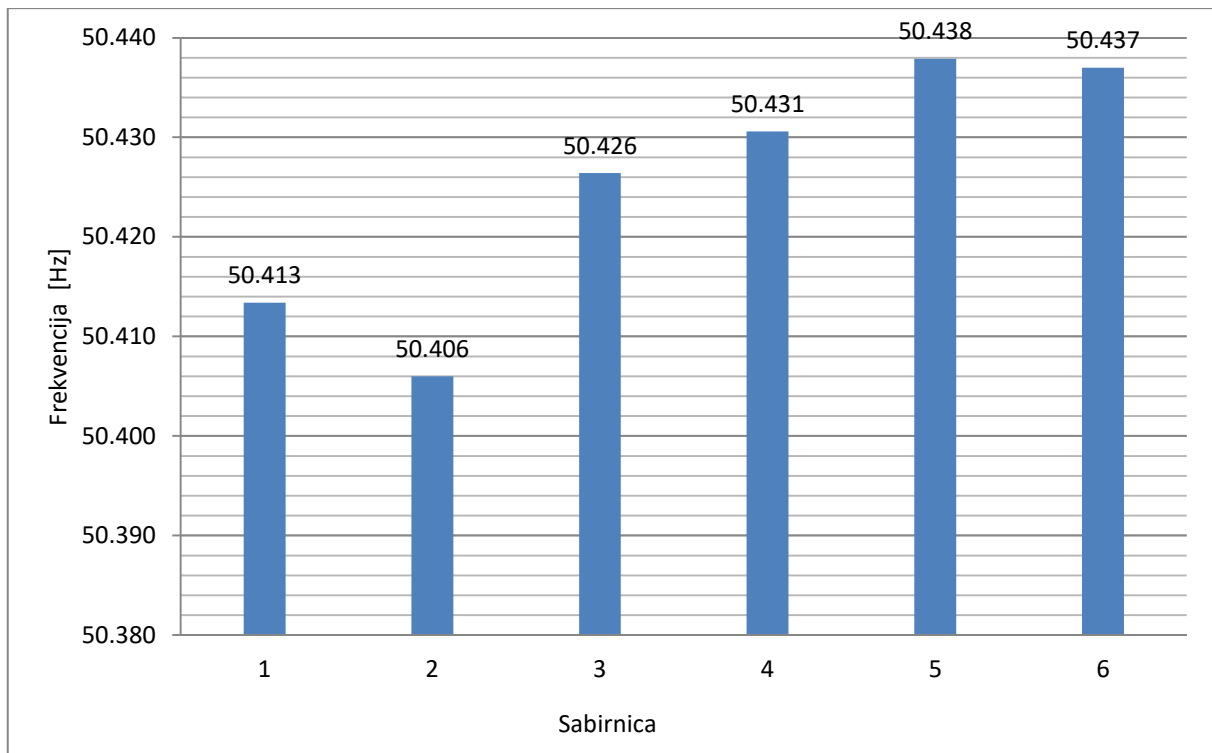
- Ispadom referentnog generatora, koji je po snazi i najveći konvencionalni generator dodatno se opterećuju ostali generatori koji moraju preuzeti opterećenje te može doći do ispada svih drugih generatora te domino efekta i zamračenja sustava

Iz slike 4.7. jasno se vidi kako VE svojom proizvodnjom preuzima zahtjev potrošača za djelatnom snagom te rasterećuje referentni generator. Analizom slučaja u 6h ujutro, kada se javlja prvi vrh opterećenja i u isto vrijeme vjetroelektrana daje tek 50% od maksimalne izlazne snage vidljivo je rasterećenje referentnog generatora za minimalno 9% u slučaju kada VE maksimalno daje 40 MW (zelena krivulja) ili za ukupno 15% u slučaju kada je VE kapaciteta 75 MW (ljubičasta krivulja). Referentni generator je najmanje opterećen u 8h ujutro kada VE radi punim kapacitetom; u trećem slučaju referentni generator bi tada bio opterećen samo 62% u usporedbi sa nultim slučajem kada je opterećen gotovo 95%.

#### **4.5. Analiza utjecaja pozicije VE na primarnu regulaciju frekvencije**

U ovom slučaju uspoređivat će se kako položaj VE utječe na primarnu regulaciju frekvencije u mreži.

Simulacija je vršena u 6 različitih slučajeva; u svakom slučaju vjetroelektrana je postavljena na drugu sabirnicu u mreži. Slika prikazuje shemu mreže i imenovane sabirnice na kojima se razmatrao utjecaj na odstupanje frekvencije od nominalne vrijednosti. Nakon izvršene 24-satne simulacije preko „time sweep“ skripte uzet će se slučaj za jedan sat dok postoji proizvodnja vjetroelektrane te će se na njemu razmotriti usporedba na svih 6 sabirnica. Na sabirnici 2 nalazi se referentni generator zadužen za primarnu regulaciju frekvencije. Maksimalna djelatna snaga vjetroelektrane za ovaj slučaj je 60 MW. Slika 4.8. pokazuje kako odstupa frekvencija u sustavu s obzirom na kojoj sabirnici je smještena vjetroelektrana. Npr. 1 na apscisi označava da je vjetroelektrana spojena na sabirnicu 1 itd. Za bolji pregled sabirnica na mreži te njihovu lokaciju u usporedbi s ostalim elementima u mreži vidjeti sliku 4.2.



**Slika 4.8.** Najveće odstupanje frekvencije od nominalne za 1. slučaj VE snage 60 MW na različitim sabirnicama u mreži

Analiziran je slučaj proizvodnje VE u 15h kada su uvjeti takvi da VE daje 80% snage u mrežu tj. 48 MW. Frekvencija najviše odstupa kada je VE spojena na sabirnicu 5 i 6. Tada je VE najudaljenija od referentnog generatora, iako se na sabirnici 6, koja je locirana među potrošačima najveće djelatne snage, mjeri frekvencija koja se uzima za referentni generator i primarnu regulaciju frekvencije. Kada je VE smješten na sabirnice 1 i 2, bilježi se manje odstupanje frekvencije od nominalne vrijednosti nego na ostalim sabirnicama. Smještanje VE najbliže referentnom generatoru zaduženom za regulaciju frekvencije najpovoljniji je slučaj što je jasno vidljivo iz grafičkog prikaza iznad. Odstupanje frekvencije između najnepovoljnijeg i najpovoljnijeg slučaja iznosi 3,2%.

## 4.6. Analiza utjecaja poremećaja proizvodnje na odstupanje frekvencije

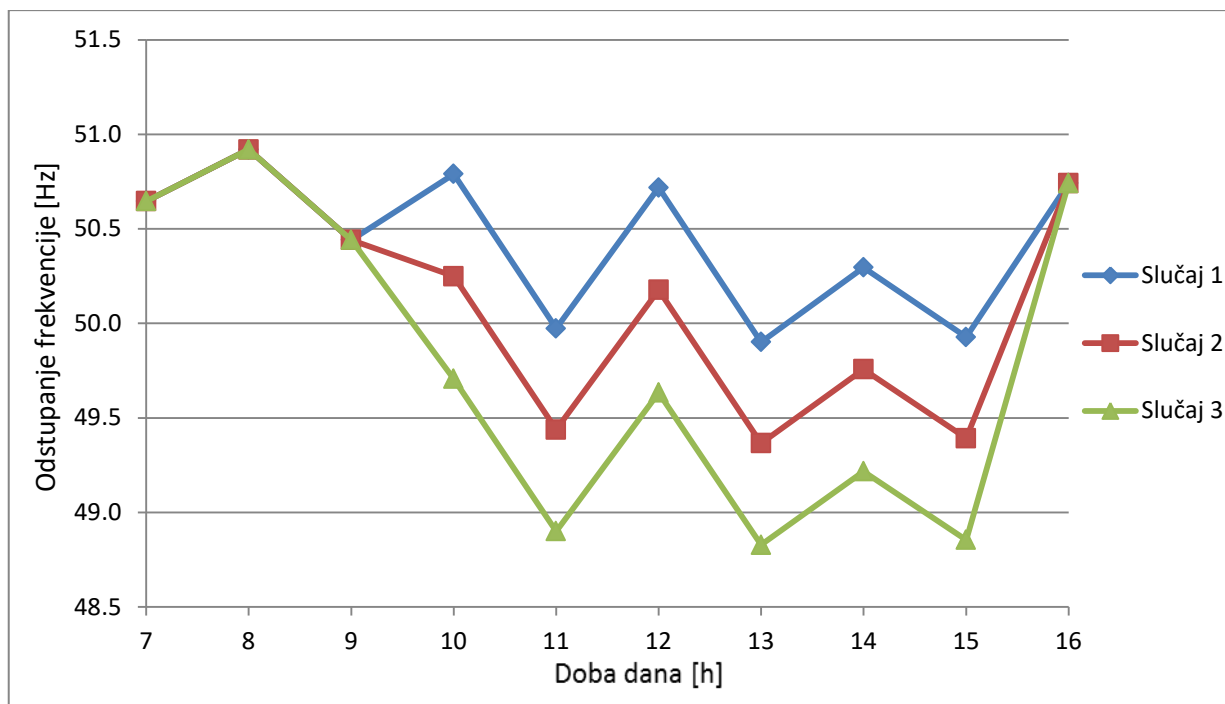
U ovom slučaju karakteristika potrošača ostaje ista, dok se karakteristika proizvodnje VE mijenja tako da prikaže slučaj velike oscilacije snage u sustavu. Oscilacije se prema karakteristici proizvodnje mijenjaju svakih 60 minuta. Prvo će se analizirati utjecaj oscilacije proizvodnje VE s 50% na 100%, zatim oscilacije kada jedan sat uopće nema proizvodnje VE, a u sljedećem satu VE daje maksimalnu radnu snagu u mrežu. Promatra se utjecaj na primarnu regulaciju. Tablica 4.1. prikazuje postavke karakteristike proizvodnje VE za promatrane sate. Maksimalna snaga VE je 60 MW. Iza 16h sustav se vraća u normalno stanje, nestaju velike oscilacije proizvodnje VE i ugroženi generatori se vraćaju u pogon stoga analiza sustava nakon tog vremena nije potrebna.

**Tablica 4.2.** Izmijenjena izlazna snaga VE za analizirani slučaj

<b>Doba dana [h]</b>	<b>Izlazna snaga VE [%]</b>
<b>7</b>	50
<b>8</b>	100
<b>9</b>	50
<b>10</b>	100
<b>11</b>	0
<b>12</b>	100
<b>13</b>	0
<b>14</b>	50
<b>15</b>	0
<b>16</b>	100

Uspoređuju se tri različita slučaja. U prvom slučaju konvencionalna proizvodnja u sustavu je nominalna. Za primarnu regulaciju zadužena su tri generatora ukupne nazivne snage 70 MW. U slučaju 1 u sustavu ne dolazi do gubitka konvencionalnih generatora. Drugi slučaj unosi poremećaj u sustav u obliku nedostatka djelatne snage na generatoru g1a čija je nazivna snaga 40 MW. U 10h generator prestaje davati djelatnu snagu u sustav i održava takvo stanje do 16h, nakon čega se vraća u normalan rad. U trećem slučaju, generator g1b također ostaje bez proizvodnje u istom vremenu. Tada u sustavu ukupno nedostaje 80 MW proizvodnje iz konvencionalnih generatora. Nagib krivulje primarne regulacije iznosi 25 MW/Hz. Rezultate odstupanja frekvencije za specifične slučajeve prikazuje tablica 4.3.





**Slika 4.9.** Odstupanje frekvencije za simulaciju s gubitkom konvencionalne proizvodnje

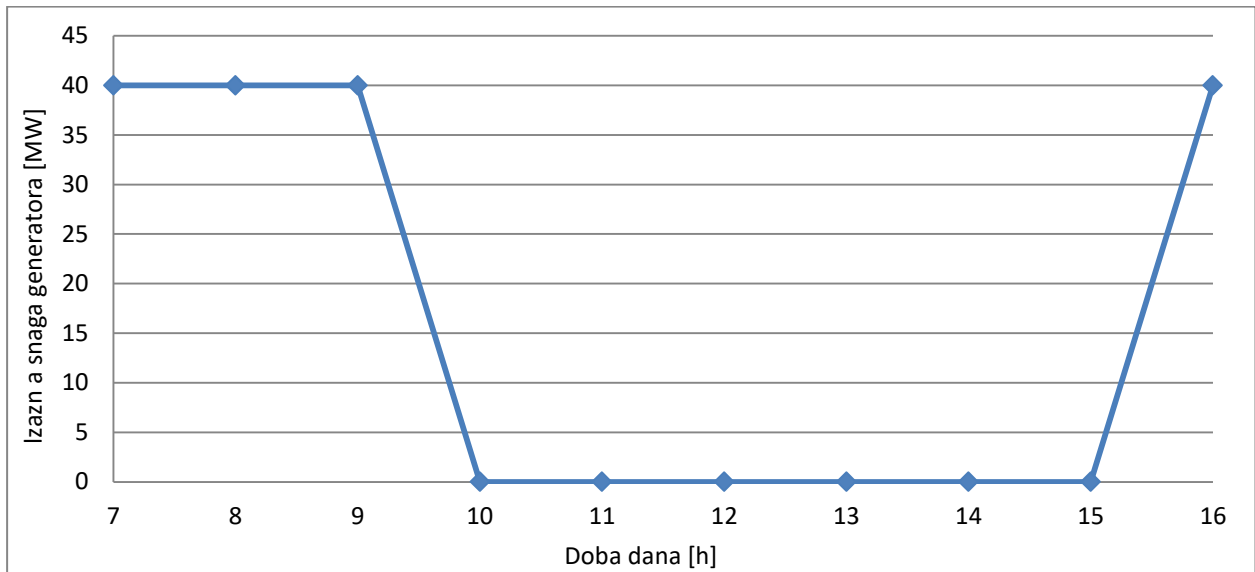
Grafovi na slici predstavljaju:

- Slučaj 1 – referentni, bez gubitka konvencionalnih generatora
- Slučaj 2 – nakon 9h iz mreže ispada generator snage 40 MW
- Slučaj 3 – nakon 9h iz mreže ispadaju 2 generatora ukupne snage 80 MW

Karakteristika označen plavom bojom prikazuje da je odstupanje frekvencije za taj slučaj najmanje; tj. generatori zaduženi za primarnu regulaciju frekvencije održavaju frekvenciju što bliže nominalnoj, iako u mreži postoje fluktuacije snage od maksimalnih 80 MW. U slučaju 2, prema slici nakon 9h iz mreže ispada generator g1a što izaziva nedostatak snage u mreži za 40 MW koji moraju nadomjestiti ostali generatori u mreži. Frekvencija pada te u 13h doseže najnižu vrijednost, tj. 49,37 Hz. Takav pad frekvencije prema hrvatskim mrežnim pravilima ne zahtijeva intervenciju operatora prijenosnog sustava u smislu podfrekvencijskog rasterećenja.

U slučaju 3 u 9h mreža ostaje bez dva generatora, tj. 80 MW konvencionalne proizvodnje. Na slici 4.8. vidljiv je strmoglav pad frekvencije u 9h koji se u istom iznosu nastavio za sljedeći sat. Takav teški poremećaj u sustavu uzrokuje pad frekvencije na 48,83 Hz što prema hrvatskim mrežnim pravilima zahtijeva djelovanje podfrekvencijskih releja i isključenje dijela potrošača kao preventivnu mjeru od kolapsa sustava i zamračenja (poglavlje 3.2.1.). Pad frekvencije ispod 49,2 Hz aktivira prvi stupanj zaštite prema planu podfrekvencijskog rasterećenja koji propisuju mrežna pravila hrvatskog elektroenergetskog sustava [4]. Prvi stupanj obuhvaća isključenje 10%

od ukupnog iznosa potrošača. U našem slučaju čak se tri puta pojavljuje pad frekvencije ispod 49,2 Hz.



**Slika 4.10.** Proizvodnja generatora g1a/g1b u slučaju 2 tj. slučaju 3

Slika 4.10. prikazuje kako se mijenjaju proizvodnje konvencionalnih generatora g1a snage 40 MW i g1b snage 40 MW kroz doba dana. Ispadi generatora iz mreže dogodili su se za vrijeme najvećih fluktuacija snage VE kako bi se proučio utjecaj nedostatka konvencionalne proizvodnje na odstupanje frekvencije u mreži.

Tablica 4.3. prikazuje rješenja simulacije utjecaja poremećaja konvencionalne proizvodnje u mreži.

**Tablica 4.3.** Rezultati simulacije; odstupanje frekvencije u mreži po satima

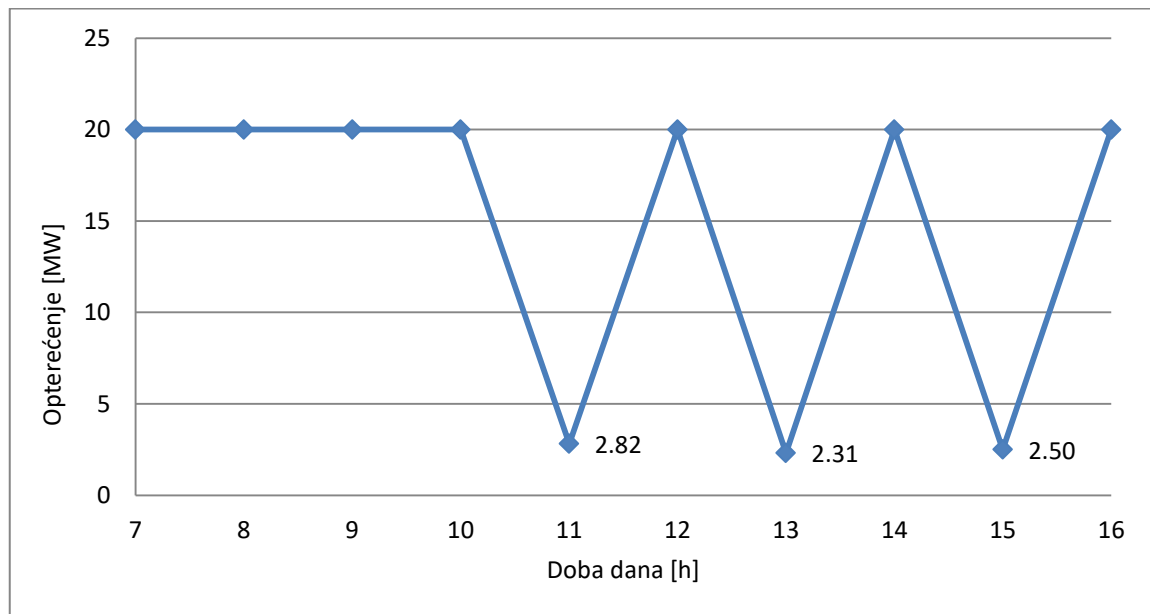
Doba dana [h]	Frekvencija u sustavu [Hz]		
	Slučaj 1	Slučaj 2	Slučaj 3
7	50,646	50,646	50,646
8	50,920	50,920	50,920
9	50,441	50,441	50,441
10	50,790	50,249	49,706
11	49,973	49,438	48,900
12	50,718	50,177	49,634
13	49,901	49,366	48,828
14	50,296	49,757	49,217
15	49,928	49,392	48,855
16	50,742	50,742	50,742

Crvenom bojom označena su nedozvoljena odstupanja frekvencije prema hrvatskim mrežnim pravilima. U tim slučajevima prema zakonu operator sustava odbacuje 10% potrošača u mreži.

#### 4.6.1. Simulacija podfrekvencijskog rasterećenja

Izvršena je simulacija podfrekvencijskog rasterećenja za slučaj 3 iz poglavlja 4.6. Simulacija je izvedena na način da se unosom karakteristike opterećenja za potrošača iznosa 20 MW koji je inače po karakteru dio bazne potrošnje; tj. opterećuje sustav 100% cijelo vrijeme.

Podfrekvencijsko rasterećenje izvršeno je u 11h, 13h, 15h jer je u prethodnom slučaju tada u sustavu zabilježena podfrekvencija ispod 49,2 Hz.



**Slika 4.11.** Opterećenje na mrežu dijela potrošača s ugrađenim podfrekvencijskim relejima

Slika 4.11. prikazuje iznos snage kojim dio trošila obuhvaćen podfrekvencijskim rasterećenjem opterećuje mrežu. Trošila rade nesmetano do nastanka poremećaja u mreži. Prema slučaju 3 iz poglavlja 4.5. u 9h dolazi do teškog poremećaja u sustavu (ispad 80 MW konvencionalne proizvodnje). U Sustavu se javlja podfrekvencija ispod 49,2 Hz u 11h stoga djeluju podfrekvencijski releji. Nagli pad karakteristike znači aktivaciju podfrekvencijskih releja i rasterećenje snage u iznosu od 10%. Nakon rasterećenja, u idućem satu, potrošači se uključuju u mrežu. Identično se događa u 13h i 15h. Nakon 16h sustav se vraća u normalno stanje.

Tablica 4.4. Prikazuje usporedbu odstupanja frekvencije za slučaj 3 iz prethodnog poglavlja i istu simulaciju s djelovanjem 1. stupnja podfrekvencijskog rasterećenja.

**Tablica 4.4.** Usporedba odstupanja frekvencije za vrijeme poremećaja bez i sa podfrekvencijskim rasterećenjem

<b>Doba dana [h]</b>	<b>Frekvencija u sustavu [Hz]</b>	
	bez podfrekvencijskog rasterećenja	s podfrekvencijskim rasterećenjem
<b>7</b>	50,646	50,646
<b>8</b>	50,920	50,920
<b>9</b>	50,441	50,441
<b>10</b>	49,706	49,706
<b>11</b>	48,900	49,124
<b>12</b>	49,634	49,634
<b>13</b>	48,828	49,059
<b>14</b>	49,217	49,217
<b>15</b>	48,855	49,083
<b>16</b>	50,742	50,742

Tablica 4.4. pokazuje da je djelovanje podfrekvencijskih releja ublažilo pad frekvencije te ona u slučaju kada djeluju podfrekvencijski releji ne pada ispod 49 Hz. Hrvatska mrežna pravila nemaju strogo definirano pravilo pri uključenju potrošača nakon što se izvrši podfrekvencijsko rasterećenje stoga daljnji slučajevi nisu razmatrani iako frekvencija prilikom rasterećenja za sate označene crvenom bojom nije porasla iznad 49,2 Hz.

## 5. ZAKLJUČAK

Integracijom obnovljivih izvora u elektroenergetskom sustavu dolazi do dodatnih izazova u vođenju EES-a. Vođenje sustava temelji se na zadovoljavanju zahtjeva potrošača za snagom i pokrivanja gubitaka u mreži.

Planiranje konvencionalne proizvodnje vrši se prema zahtjevima potrošača za električnom snagom te je gorivo za pogon elektrana, u normalnim uvjetima, uvijek na raspolaganju. Obnovljivi izvori imaju besplatno gorivo ali ono nije na raspolaganju cijelo vrijeme te predviđanje proizvodnje zahtijeva složene algoritme kako bi bila što preciznija jer svako odstupanje u proizvodnji zahtijeva balansiranje sustava. Balansiranje se vrši regulacijom.

Ukoliko postoji sustav s velikim udjelom proizvodnje iz obnovljivih izvora i u slučaju nepovoljnih vremenskih uvjeta za proizvodnju; dolazi do odstupanja proizvedene snage od planirane. Odstupanje proizvedene snage od planirane manifestira se padom frekvencije na sabirnicama u mreži gdje snaga nedostaje. Automatska primarna (turbinska) regulacija gotovo trenutno djeluje na odstupanje snage povećavajući izlaznu snagu konvencionalnih generatora zaduženih za primarnu regulaciju. Povećanje izlazne snage primarnom regulacijom ublažava pad frekvencije ali ju ne postavlja na nominalnu vrijednost jer je svrha primarne regulacije održavanje frekvencije unutar određenih granica. Djelovanjem sekundarne regulacije frekvencija se vraća u nominalnu vrijednost djelovanjem drugih generatora ili uvozom/izvozom snage iz drugih kontrolnim područja preko interkonekcijskih vodova u interkonekcijskim sustavima, a tercijarnom regulacijom vrši se što optimalnije vođenje sustava učinkovitom razdjelom opterećenja po generatorima u sustavu. Sve veći udio obnovljivih izvora u proizvodnji komplicira planiranje proizvodnje zbog svoje stohastike. Karakter brze promjene brzine vjetra vrlo brzo može sustav s velikom proizvodnjom iz vjetra pretvoriti u sustav koji zahtijeva uvoz snage jer je vjetar iznenada izgubio svoju snagu. Isto vrijedi za fotonaponske sustave u slučaju nailaska oblaka.

Obnovljivi izvori podliježu specifičnim normama po pitanju uvjeta rada zbog nepredvidivog karaktera proizvodnje. U sustavima s velikom proizvodnjom iz obnovljivih izvora može doći do nedozvoljenih oscilacija frekvencije u sustavu. Također obnovljivi izvori, ukoliko se predviđa stabilna proizvodnja, mogu smanjiti opterećenje konvencionalnih generatora te im tako produžiti životni vijek i smanjiti troškove pogona.

Praktični primjeri analize utjecaja vjetroelektrane na primarnu regulaciju u 4. poglavlju pokazuju da položaj elektrana na obnovljive izvore utječe na odstupanje frekvencije u otočnom sustavu. Primjeri pokazuju da smještanje elektrane na obnovljivi izvor bliže konvencionalnom generatoru zaduženom za primarnu regulaciju smanjuje trenutna odstupanja frekvencije. Uzastopne velike oscilacije snage u otočnim sustavima s velikom zastupljenošću proizvodnje iz obnovljivih izvora mogu uzrokovati odstupanja frekvencije koja ugrožavaju normalan pogon sustava i nesmetano napajanje potrošača. Zbog toga otočni sustavi nisu pogodni za veliku proizvodnju iz obnovljivih izvora. Upotrebom podfrekvencijskog rasterećenja kao sredstvo sprječavanja kolapsa sustava i daljnjeg pada frekvencije u ugroženom sustavu efikasna je metoda, uz posljedicu gubitka napajanja za dio potrošača. Interkonekcijom i dobrom konfiguracijom mreže u smislu dobre povezanosti s drugim kontrolnim područjima i interkonekcijskih vodova velikog kapaciteta takvi problemi se svode na minimum.

U sustavu se koriste konvencionalni generatori za primarnu regulaciju i balansiranje sustava i tako će vjerojatno ostati još dugo vremena upravo zbog nepredvidivog karaktera proizvodnje obnovljivih izvora. Treba si postaviti pitanje koliki je limit udjela obnovljivih izvora u proizvodnji kad se svaki MW koji nedostaje kada uvjeti nisu povoljni za proizvodnju mora nadomjestiti (regulirati) iz konvencionalnih izvora.

## LITERATURA

- [1] L. Jozsa: „Vođenje pogona elektroenergetskog sustava“, Sveučilište J.J. Strossmayera u Osijeku, Elektrotehnički fakultet, Osijek, 2008.
- [2][https://en.wikipedia.org/wiki/European\\_Network\\_of\\_Transmission\\_System\\_Operators\\_for\\_Electricity](https://en.wikipedia.org/wiki/European_Network_of_Transmission_System_Operators_for_Electricity) (pristupljeno rujan 2016.)
- [3] M. Bollen, F. Hassan: „Integration of distributed generation in the power system“, IEEE PRESS John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2011.
- [4] NN 177/04, Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva, hrvatska mrežna pravila, 2006. [http://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/full/2006\\_03\\_36\\_907.html](http://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/full/2006_03_36_907.html) (pristupljeno prosinac 2016.)
- [5] Hep operator prijenosnog sustava, 2008: „Dodatni tehnički uvjeti za priključak i pogon vjetroelektrana na prijenosnoj mreži“ [https://www.hops.hr/wps/wcm/connect/061814e1-2392-47f3-a3f3-4428bff875f9/Dodatni\\_tehnicky\\_uvjeti\\_za\\_prikljucak\\_i\\_pogon\\_vjetroelektrana\\_na\\_prijenosnoj\\_mrezi1.pdf?MOD=AJPERES](https://www.hops.hr/wps/wcm/connect/061814e1-2392-47f3-a3f3-4428bff875f9/Dodatni_tehnicky_uvjeti_za_prikljucak_i_pogon_vjetroelektrana_na_prijenosnoj_mrezi1.pdf?MOD=AJPERES) (pristupljeno veljača 2017.)
- [6] <https://www.energycouncil.com.au/analysis/south-australias-blackouts-not-as-simple-as-it-looks/> (pristupljeno lipanj 2017.)
- [7] RBTS - <http://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/152475.pdf> (pristupljeno lipanj 2017.)
- [8] <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy> (pristupljeno lipanj 2017.)

## SAŽETAK

Veliki udio proizvodnje iz obnovljivih izvora otežavaju planiranje rezervi u elektroenergetskom sustavu. Proizvodnja na mjestu distribucije može rasteretiti prijenosnu mrežu, ali nedostatak proizvodnje može također opteretiti mrežu. Obnovljivi izvori trenutno nemaju veliki utjecaj na prijenosnu mrežu velikih interkonekcijskih sustava kao na otočne sustave. Analizom simulacija na otočnom sustavu utvrđuje se utjecaj velike vjetroelektrane na primarnu regulaciju i opterećenost generatora zaduženog za primarnu regulaciju frekvencije.

**Ključne riječi:** regulacija frekvencije, odbacivanje tereta, vjetroelektrane, prijenosni sustav

## ABSTRACT

Large amounts of generation from renewable sources complicate reserve planning in power system. Distribution generation may be beneficial for transmission network, but the lack of generation may also overload it. Renewable sources currently do not have serious impact on transmission network of large interconnected systems as it does on island systems. Island system simulation analysis determines large windfarm impact on primary control and conventional generator which is in charge for primary frequency control.

**Keywords:** Frequency control, load shedding, windfarms, transmission network



## **ŽIVOTOPIS**

Zvonimir Aračić je rođen 06.02.1992. u Požegi. Pohađao je Osnovnu školu Fra Kaje Adžića u Pleternici, te nakon toga upisuje Tehničku školu u Požegi, smjer elektrotehničar koju završava 2011. godine. Nakon završene tehničke škole upisuje se na Elektrotehnički fakultet u Osijeku na sveučilišni studij gdje se opredjeljuje za smjer elektroenergetika. Preddiplomski studij završava 2014. godine te iste godine upisuje diplomski studij smjer Elektroenergetika.

Član je HRO CIGRE.

**Prilog P.4.1.** Tehničke karakteristike mreže RBTS nad kojom su vršene simulacije

<b>Generatori</b>	<b>Nazivna Snaga [MW]</b>	<b>Jalova snaga [MVA]</b>	
g1a	40	25	
g1b	40	25	
g1c	15	0	
g1d	5	0	
g2a	50	35	
g2b	19	10	
g2c	2,5	0	
<b>Grupe potrošača</b>			
	<b>Zahtijevana snaga [MW]</b>		
lb2	20		
lb3	20		
lb4	40		
lb5	75 (varijabilno)		
lb6	20		
<b>Nadzemni vodovi [110 kV]*</b>			
	<b>R/X [Ohm/km]</b>	<b>Nazivna struja [kA]</b>	<b>Materijal</b>
1,2,3,...,9	0,0912/0,48	0,409	Aluminij
<b>Transformatori**</b>			
	<b>Nazivna snaga [MVA]</b>	<b>Uk [%]</b>	<b>I0 [%]</b>
tr1a [110/10.5 kV]	100	3	0
tr1b [110/10.5 kV]	100	3	0
tr1c [110/11 kV]	100	3	0
tr1d [110/11 kV]	100	3	0
tr2a [110/10 kV]	100	3	0
tr2b [110/11 kV]	100	3	0
tr2c [110/6 kV]	100	3	0
<b>Vjetroelektrana</b>			
	<b>Nazivna snaga [MVA]</b>	<b>Faktor snage</b>	
	20x3 (varijabilno)	0.8	

\*Svi nadzemni vodovi identičnih su karakteristika i dugi su 110 km.

\*\*Svi transformatori su grupe spoja YNyn0