



Prošireni modeli OIE s upravljivim odzivom



Zagreb, prosinac, 2019.

Projekt: Integracija vjetroelektrana u elektroenergetski sustava sa smanjenom tromosti

WIND energy integration in Low Inertia Power System - WINDLIPS

Dokument: Prošireni modeli OIE s upravljivim odzivom

Isporuka: I5.4.

Partneri:



Autori:

Igor Kuzle, prof.dr.sc., FER
Tomislav Baškarad, mag.ing., FER
Ninoslav Holjevac, dr. sc., FER
Matej Krpan, mag.ing., FER
Nenad Debrecin, prof.dr.sc., FER
Goran Levačić, dr.sc., HOPS
Boris Avramović, mag.ing., HOPS
Igor Ivanković, dr. sc., HOPS

Sadržaj

1	Uvod	8
2	Modeliranje vjetroelektrana s upravljivim odzivom	9
2.1	Inercijski odziv	9
2.1.1	O tromosti vjetroagregata	10
2.1.2	Koncept virtualnog inercijskog odziva	11
2.2	Primarna regulacija frekvencije	15
2.3	Sekundarna i tercijarna regulacija frekvencije	18
3	Modeliranje fotonaponske elektrane s upravljivim odzivom	19
3.1	Inercijski odziv	19
3.2	Primarna regulacija frekvencije	22
3.3	Sekundarna regulacija frekvencije	31
4	Zaključak	31
5	Literatura	32

Popis slika

Slika 1: Inercijski odziv različitih vrsta vjetroagregata.....	9
Slika 2: Koncept virtualnog inercijskog odziva za tip III/IV	12
Slika 3: Neki upravljački algoritmi za virtualni inercijski odziv [24].....	13
Slika 4: Neki virtualni inercijski odzivi: a) izlazna snaga VA; b) mrežna frekvencija.....	14
Slika 5. MPPT krivulja i krivulje rasterećenja	16
Slika 6. Koncept primarne regulacije frekvencije za tip III/IV	17
Slika 7. Primarni frekvencijski odziv VA tipa III/IV za neke načine upravljanja a) promjena izlazne snage VA; b) kut zakreta lopatica	18
Slika 8. Analogija između sinkronog generatora i kondenzatora.....	20
Slika 9. Blok-shema regulacije frekvencije s inercijskim odzivom FNE sustava.....	21
Slika 10. Frekvencijski odziv sustava uz i bez FNE virtualnog inercijskog odziva ($P_L=0.03$ pu).....	21
Slika 11. Rasterećenje FNE.....	22
Slika 12. Koncept reguliranja napona	23
Slika 13. Upravljačka shema za sudjelovanje u primarnoj regulaciji frekvencije	24
Slika 14. Modificirano upravljanje koje uzima u obzir količinu dostupne snage rezerve	25
Slika 15. P - f karakteristika regulacije frekvencije	25
Slika 16. Koncept proizvodnje snage FNE s obzirom na iznos konstante tromosti.....	27
Slika 17. Općeniti model sustava za regulaciju frekvencije pomoću FNE	28
Slika 18. Frekvencijski odziv sustava tijekom rada FNE u MPPT načinu	29
Slika 19. Frekvencijski odziv sustava tijekom rada FNE u rasterećenom načinu.....	30

Popis tablica

Tablica 1: Tipične mehaničke konstante vjetroagregata 11

Popis kratica

AGKKR	Asinkroni generator s klizno-kolutnim rotorom
AGKR	Asinkroni generator s kaveznim rotorom
CHE	Crpna hidroelektrana
CPS	Crpna stanica
DFIG	<i>Doubly-Fed Induction Generator</i> ; Dvostruko-napajani asinkroni generator
EES	Elektroenergetski sustav
ELTO	Elektrana-toplana
ENTSO-E (CE)	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity (Continental Europe)</i>
EU	Europska unija
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission Systems</i>
FN	Fotonaponski
FN	Fotonaponske elektrane
FRC	<i>Frequency Restoration Control</i>
GE	General Electric
HE	Hidroelektrana
HOPS	Hrvatski operator prijenosnog sustava
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i> ; Visoki istosmjerni napon
IEC/WECC	<i>International Electrotechnical Commission/Western Electricity Coordinating Council</i>
KTE	Kombinirana termoelektrana
LFSM-O	<i>Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency</i>
LFSM-U	<i>Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NE	Nuklearna elektrana
NP	Niskopropusni
OIE	Obnovljivi izvori energije
PPM	<i>Power Park Modules</i>
PSS	<i>Power System Stabilizer</i> ; Stabilizator elektroenergetskog sustava

PWM	<i>Pulse-Width Modulation</i> ; Pulsno-širinska modulacija
RH	Republika Hrvatska
RHE	Reverzibilna hidroelektrana
ROCOF	<i>Rate-of-change-of-frequency</i> , brzina promjene frekvencije
SG	Sinkroni generator
SGPM	Sinkroni generator s permanentnim magnetima
TE	Termoelektrana
TETO	Termoelektrana-toplana
TS	Transformatorska stanica
TSO	Transmission System Operator; Operator prijenosnog sustava
VA	Vjetroagregat/i
VE	Vjetroelektrana/e
VP	Visokopropusni

1 Uvod

S ciljem smanjenja ugljičnog otiska elektroenergetskog sektora, mnogo je zemalja diljem svijeta predstavilo razne mjere koje podržavaju integraciju obnovljivih izvora energije (OIE) u elektroenergetski sustav (EES). Najpopularniji sustavi zadobivanje električne energije iz OIE su fotonaponske elektrane (FNE) i vjetroelektrane (VE). Integracija OIE u EES u stalnom je porastu te ukupna instalirana snaga u FNE i VE u svijetu iznosila je oko 505 GW, odnosno 597 GW na kraju 2018. godine što je približno 100 GW, odnosno 80 GW više u odnosu na stanje krajem 2017. godine [1]. FNE i većina današnjih VE na elektroenergetsku mrežu spaja se preko sučelja energetske elektronike (frekvencijskih pretvarača) koji s jedne strane omogućuju proizvodnju električne energije na nazivnoj mrežnoj frekvenciji bez obzira na stohastičku prirodu vjetra i sunca. S druge strane, takvo sučelje odvaja (djelomično ili u potpunosti) električnu frekvenciju mreže od mehaničke frekvencije rotora generatora čime se smanjuje ili uklanja inercijski odziv elektrane koji postoji zbog same zamašne mase agregata. FNE nemaju rotirajućih dijelova stoga inercijski odziv inherentno ne postoji. Kako OIE sa sučeljem energetske elektronike zamjenjuju konvencionalne sinkrone jedinice ukupna tromost EES-a se smanjuje što negativno utječe na stabilnost frekvencije EES-a: mreža postaje slabija i smanjuje se njena sposobnost održavanja stabilnosti nakon pojave poremećaja ili kvara. Nadalje, ne samo da će gašenje konvencionalnih elektrana i njihova zamjena s OIE spojenim na mrežu preko frekvencijskih pretvarača znatno smanjiti konstantu tromosti sustava u budućnosti, nego se to događa već i danas u postojećim EES-ima. Tijekom 2013. godine, ukupna konstanta tromosti njemačkog EES-a varirala je između 6 s kada su u pogonu bile konvencionalne elektrane i 3-4 s kada su u pogonu bile VE i FNE [2]. Najniža izmjerena konstanta tromosti te godine iznosila 2,6 s. Dakle, OIE sa elektroničkim sučeljem prema mreži, stohastičnost tih izvora energije te distribuirana proizvodnja mijenjaju paradigmu konstante tromosti sustava od homogene i vremenski nepromjenjive prema heterogenoj i vremenski promjenjivoj.

Sve navedeno pokazuje da je vrlo bitno uključiti ovakve izvore energije koji inače ne sudjeluju u regulaciji frekvencije, u regulaciju frekvencije, a to će pogotovo biti važno u EES-u budućnosti, s visokim udjelom OIE i malom tromašću kako bi se osigurala stabilnost EES-a. Može se još napomenuti da nisu VE i FNE jedini izvori energije koji se na mrežu spajaju preko sučelja energetske elektronike, nego postoje i elektrane s konvencionalnim sinkronim generatorima koje su tako spojene. No, s obzirom da VE i FNE imaju najveći udio u instaliranoj snazi OIE izuzev hidroelektrana, njihov utjecaj je značajan te će biti predmet nastavka ovog rada pri čemu će se predložiti neke upravljačke metode i algoritmi koji omogućuju sudjelovanje VE i FNE u regulaciji frekvencije.

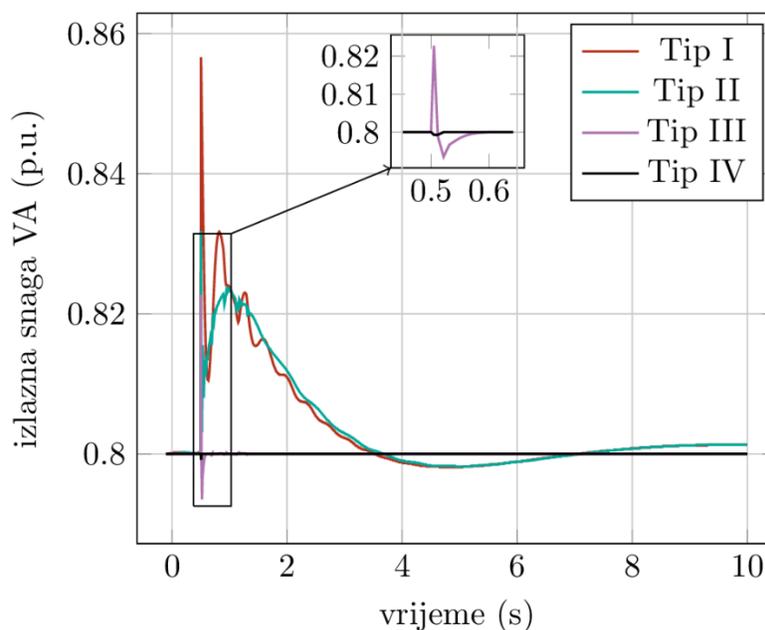
2 Modeliranje vjetroelektrana s upravljivim odzivom

U posljednjih desetak godina, vrlo značajan porast udjela VE diljem svijeta motivirao je brojna istraživanja utjecaja VE na frekvencijski odziv EES-a te istraživanja mogućnosti sudjelovanja VE u regulaciji frekvencije EES-a. Razvoj energetske elektroničke pretvarača i povećanje broja izvora energije koji se preko njihovog sučelja spajaju s mrežom za posljedicu ima smanjenje konstante tromosti sustava i povećanje zahtjeva na konvencionalne izvore da reguliraju frekvenciju. Ovo je problem koji nije vezan isključivo za VE, stoga uloga VE predstavlja podskup u ovom glavnom problemu.

U nastavku ovog poglavlja, predstavljeni su upravljački algoritmi koji omogućuju sudjelovanje VE u regulaciji frekvencije EES-a prema podjeli na: inercijski odziv, primarnu regulaciju frekvencije, te na kraju sekundarnu i tercijarnu regulaciju frekvencije.

2.1 Inercijski odziv

S obzirom na 4 glavne izvedbe VA razlikuju se dva inercijska odziva: inercijski odziv VA tipa I i II i inercijski odziv VA tipa III i IV. Iako između pojedinih odziva postoje vidljive razlike, odzivi prva dva tipa i odzivi zadnja dva tipa su dovoljno slični da se mogu promatrati zajedno. Inercijski odzivi četiri tipa VA prikazani su na Slika 1.



Slika 1: Inercijski odziv različitih vrsta vjetroagregata

Tipovi I i II su izravno spojeni na mrežu te je njihovo ponašanje prilikom pada mrežne frekvencije tipično za asinkroni stroj. Tip I radi u uskom nadsinkronom području te je promjena brzine reda veličine 1% zbog čega se pojavljuju velika mehanička naprezanja zbog amplitude snage prilikom inercijskog odziva. Ovo je manje izraženo, ali svejedno značajno u slučaju tipa II gdje će upravljanje rotorskim otpornikom ipak omogućiti da se kinetička energija disipira na otporniku. S druge strane, inercijski odziv tipova III i IV nije značajan zbog djelovanja energetske elektronike. U slučaju tipa III, frekvencijski pretvarač odvaja mehaničku frekvenciju rotora od mrežne frekvencije, no stator je i dalje spojen na mrežu izravno te će stoga postojati određena injekcija radne snage u mrežu neposredno nakon poremećaja. Međutim, na Slika 1 može se vidjeti da je ta amplituda snage svega nekoliko postotaka početne vrijednosti, a cijela prijelazna pojava završava unutar 100 ms te je oslobođena kinetička energija zanemariva. Generator tipa IV je u potpunosti odvojen od mreže preko pretvarača te je inercijski odziv nepostojeći jer je ponašanje VA u potpunosti određeno pretvaračem: sa Slika 1 vidljivo je da nema injekcije radne snage u mrežu, odnosno da VA tipa 4 ne osjeti promjenu mrežne frekvencije i snaga ostaje konstantna.

Dakle, VA tipa I i II imaju inherentni inercijski odziv kojim se ne može upravljati te u literaturi nije od pretjeranog interesa [3] [4] [5]. Nadalje, to su agregati starije izvedbe te je njihova zastupljenost u sustavima vrlo mala [6]. S druge strane, VA tipa III i IV danas su na tržištu najzastupljeniji jer omogućuju maksimalnu aerodinamičku učinkovitost u velikom rasponu brzina vjetra, no s druge strane njihova integracija u sustav smanjuje konstantu tromosti sustava jer VA tipa III i IV imaju smanjen, odnosno nemaju inercijski odziv zbog razdvajajućeg učinka frekvencijskih pretvarača. Međutim, mogućnost fleksibilnog upravljanja VA s promjenjivom brzinom vrtnje omogućuje dodavanje umjetnog inercijskog odziva pomoću sekundarnih upravljačkih krugova osjetljivih na ROCOF, što se u literaturi naziva virtualni/sintetički inercijski odziv (*virtual/synthetic inertia*) ili brzi frekvencijski odziv (*fast frequency response*).

2.1.1.0 tromosti vjetroagregata

Vjetroagregati posjeduju zamašnu masu sumjerljivu konvencionalnim termo/hidro-agregatima. Moment tromosti vjetroturbine može se aproksimirati empirijskim izrazom prema (1) [7]:

$$J_t = 1.12P_n^{2.135} \quad (1)$$

gdje su J_t moment tromosti turbine u 10^6 kgm^2 ; P_r je nazivna snaga agregata u MW. Moment tromosti generatora J_g je značajno manji i kreće se u rasponu od 65 do 200 kgm^2 za agregate 2–5 MW prema podacima iz [8] [7] [9]. Rotirajuća masa turbine i rotirajuća masa generatora u

općenitom su slučaju povezane preko prijenosnog omjera mjenjačke kutije. Ekvivalentni moment tromosti preračunat na brzohodno vratilo računa se prema (2):

$$J = \frac{J_t}{n^2} + J_g \quad (2)$$

gdje je n prijenosni omjer mjenjačke kutije (za *direct-drive* sustave $n = 1$).

Konstanta tromosti H računa se prema izrazu (3) gdje su sve veličine preračunate na električnu stranu:

$$H = \left(\frac{J_t}{n^2 p^2} + \frac{J_g}{p^2} \right) \frac{\omega_e^2}{2S_b} \quad (3)$$

gdje je p broj pari polova, S_b je bazna snaga (obično nazivna snaga), a ω_e je električna brzina vrtnje. Konstanta tromosti H za nekoliko agregata tipičnih nazivnih snaga i nazivnih brzina vrtnje ω_r prikazana je u Tablica 1 [10] (konstanta tromosti izračunata je pod pretpostavkom da je nazivna brzina vrtnje ω_r 20% veća od sinkrone brzine $\omega_s = 2\pi f$). Za razliku od konvencionalnih jedinica, brzina rotora VA III/IV može značajno varirati te pasti čak za 50–60% nazivne brzine, a time pada i konstanta tromosti [10]. Npr. trenutna konstanta tromosti 5MW vjetroagregata može varirati između 1,5 i 6 sekundi.

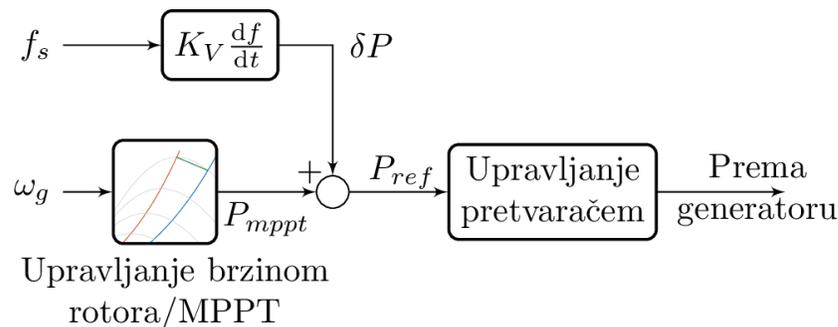
Tablica 1: Tipične mehaničke konstante vjetroagregata

S [MVA]	J_t [10^6 kgm ²]	J_g [kgm ²]	n	p	ω_r [rpm]	H [s]
1	1,121	70	75	2	24	4,78
2	4,924	130	100	2	18	5,52
5	34,830	200	150	2	12	6,21

2.1.2 Koncept virtualnog inercijskog odziva

Koncept upravljanja VA s uključenim virtualnim inercijskim odzivom prikazan je na Slika 2. Dodatna regulacijska petlja mjeri mrežnu frekvenciju f_s te na temelju ROCOF-a df/dt i

pojačanja K_V injektira dodatni signal δP koji zbrojen sa signalom optimalne snage P_{mppt} iz normalne petlje upravljanja brzinom rotora daje novu referentnu snagu koja se propagira u upravljački sustav pretvarača. K_V se naziva virtualnom konstantnom tromosti te ne posjeduje nikakvo fizičko značenje kao što to predstavlja stvarna konstanta tromosti [10]. K_V se teorijski može postaviti na bilo koju vrijednost, te je virtualni inercijski odziv, za razliku od stvarnog, u potpunosti upravljiv: to znači da VA tipa III/IV mogu pružiti čak i veći inercijski odziv nego konvencionalne jedinice [11]. Međutim, stvarne mogućnosti ovise o fizičkim ograničenjima agregata te autori u [9] argumentiraju da se pojačanje K_V postavi na maksimalno $1,85H_{wtg}$ čime se sprječava smanjenje brzine rotora ispod minimalne što može dovesti do zaustavljanja turbine.

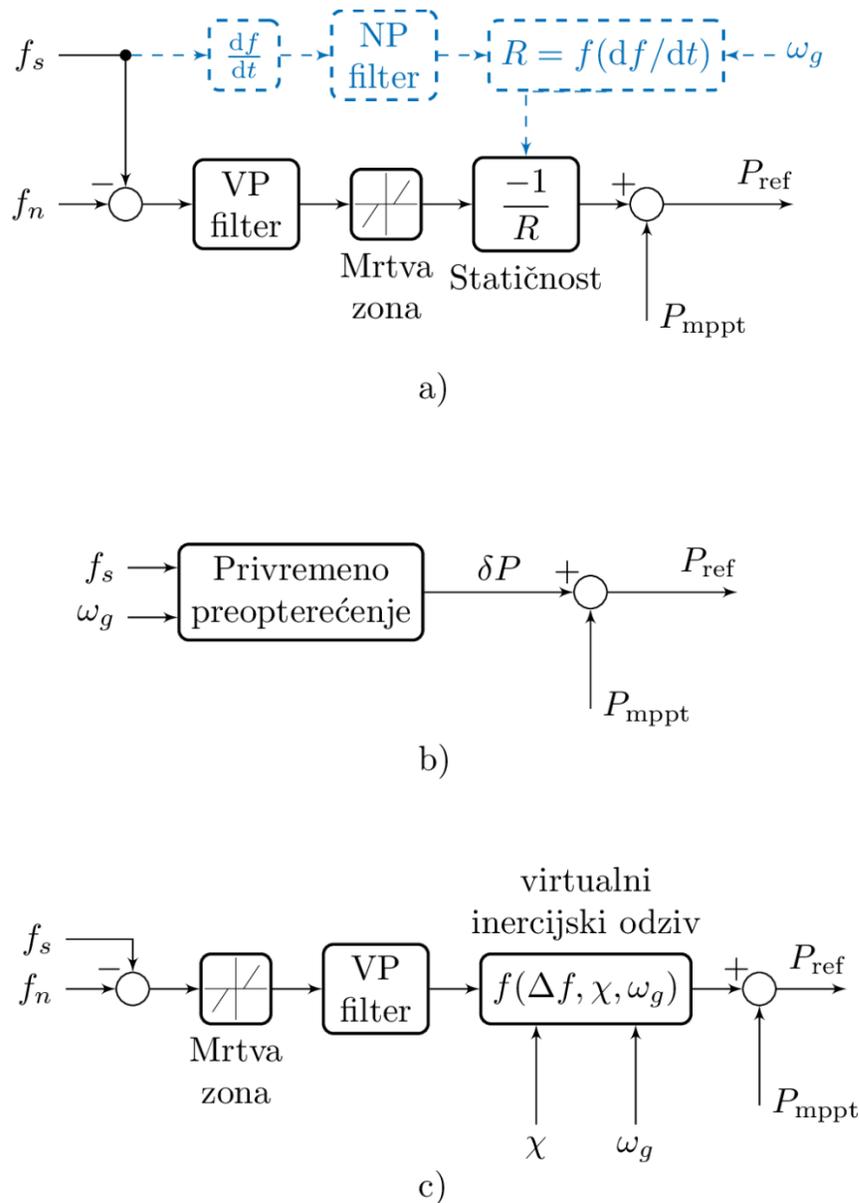


Slika 2: Koncept virtualnog inercijskog odziva za tip III/IV

Na Sliku 2 prikazan je algoritam tzv. "prirodnog" inercijskog odziva (*natural inertial response*). Naziva se "prirodnim" jer je proporcionalan ROCOF-u što je analogno stvarnom inercijskom odzivu. Međutim, postoje još neke izvedbe algoritma inercijskog odziva koje su dokumentirane u [12]:

1. inercijski odziv s fiksnom statičnosti (*fixed-droop*);
2. inercijski odziv s promjenjivom statičnosti (*variable-droop*);
3. konstantni inercijski odziv (*step-wise inertial control*);
4. virtualni inercijski odziv s optimiziranim praćenjem snage (*virtual inertial control*).

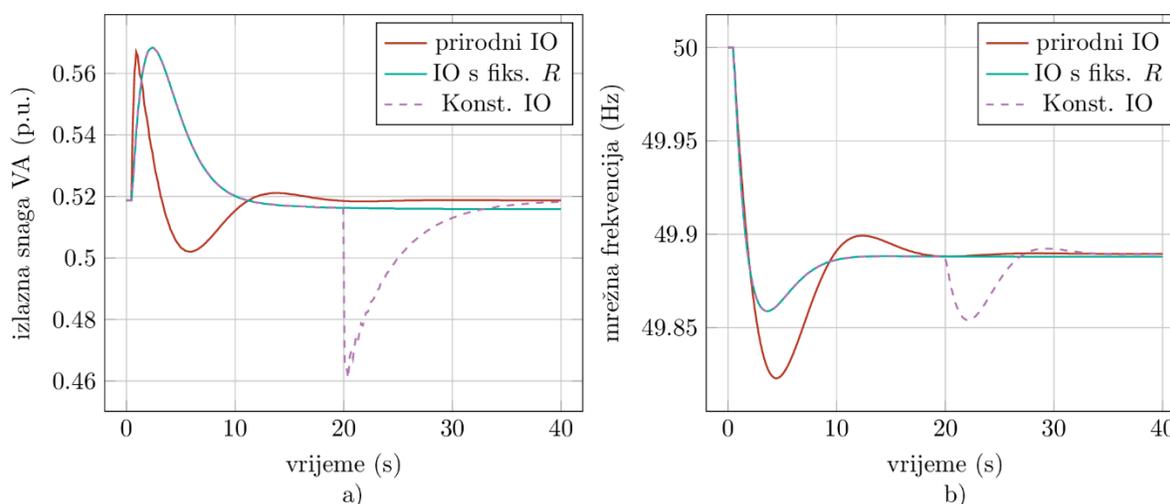
Ono što je zajedničko svim algoritmima je da se vjetroagregat privremeno preopterećuje gdje dodatna injekcija snage dolazi iz kinetičke energije rotora zbog čega rotor turbine usporava. Blok-dijagram regulatora za gore navedene algoritme prikazan je na Slika 3.



Slika 3: Neki upravljački algoritmi za virtualni inercijski odziv [24]

Inercijski odziv s fiksnom statičnošću (Slika 3a) proporcionalan je odstupanju mrežne frekvencije f_s od nazivne frekvencije f_n i pojačanju statičnosti $1/R$ što je slično klasičnoj turbinskoj regulaciji. Visokopropusni (VP) filter uklanja doprinos regulacije u ustaljenom stanju te se agregat vraća u početnu radnu točku prije nastanka poremećaja. Poboljšano ponašanje odziva postiže se dinamičkom promjenom statičnosti R (iscrtkano plavom bojom na Slika 3a). Ovdje je statičnost R

funkcija ROCOF-a i brzine rotora ω_g gdje je funkcija takva da je pojačanje veće neposredno nakon poremećaja kada ROCOF dominira frekvencijskim odzivom te se s vremenom smanjuje. Niskopropusni (NP) filter dodaje se nakon derivatora s ciljem smanjenja šuma jer je df/dt proces koji inherentno pojačava smetnje [12]. Sličan algoritam može se pronaći u [13] gdje nema VP filtra. U tom slučaju, doprinos regulatora postoji i u ustaljenom stanju zbog čega rotor trajno usporava i snaga agregata pada ispod početne snage. U algoritmu s konstantnim inercijskim odzivom (konstantnim privremenim preopterećenjem, Slika 3b), dobro definirani konstantni iznos dodatne snage superponira se referentnoj vrijednosti te se drži određeno vrijeme. Nakon što brzina rotora dosegne određenu donju granicu, proces preopterećenja se uklanja te se referentna vrijednost radne snage smanjuje za drugu konstantnu vrijednost tako da je sada dostupna mehanička snaga veća od električne čime se omogućuje rotoru da ubrza do početne radne točke. Posljedica ovog algoritma je sekundarni propad mrežne frekvencije tijekom ubrzanja rotora do početne radne točke. Navedeni sekundarni propad mrežne frekvencije nastaje jer se izlazna električna snaga vjetroagregata privremeno smanjuje kako bi rotor mogao ubrzati i vratiti se u početnu radnu točku prije poremećaja. Primjer ovog algoritma može se pronaći u [14]. Algoritam virtualnog inercijskog odziva s optimiziranim praćenjem snage [15] (Slika 3c) koristi optimiziranu krivulju praćenja snage gdje se prilikom detekcije poremećaja frekvencije ponašanje agregata i dodatna injektirana snaga ponaša po unaprijed definiranoj inercijskoj krivulji praćenja snage ovisnoj o f_s , ω_g te dobro definiranom faktoru χ koji u obzir uzima stvarni moment tromosti agregata, mrežnu frekvenciju i brzinu rotora prije poremećaja. Ovaj algoritam nudi bolje prigušenje poremećaja [15] i ne može izazvati sekundarni propad frekvencije [12]. Ilustracija nekih virtualnih inercijskih odziva prikazana je na Slika 4.



Slika 4: Neki virtualni inercijski odzivi: a) izlazna snaga VA; b) mrežna frekvencija

2.2 Primarna regulacija frekvencije

Da bi primarna regulacija frekvencije bila moguća, potrebno je osigurati određenu količinu rotirajuće rezerve. Prilikom pada mrežne frekvencije, turbinski regulatori sinkronih jedinica povećavaju protok primarnog energenta proporcionalno promjeni mrežne frekvencije $\Delta f = f_s - f_n$. VE su dosad u primarnoj regulaciji frekvencije sudjelovale samo s mogućnošću smanjenja izlazne snage u slučaju viška proizvodnje u sustavu. Izuzetak su neki sustavi poput Irskog koji zahtijevaju da VE podignu svoju radnu snagu u slučaju niske frekvencije sustava. Primarni frekvencijski odziv može se omogućiti slično virtualnom inercijskom odzivu.

VA tipa I i II ne omogućuju fleksibilno upravljanje zbog čvrste povezanosti s mrežom te u literaturi nema puno radova koji se bave primarnom regulacijom frekvencije iz ova dva tipa [16]. Da bi se osigurala rotirajuća rezerva, VA se moraju rasteretiti u normalnom pogonu, odnosno raditi sa snagom koja je manja od dostupne snage P_{ava} . Tip I se može rasteretiti preko sustava za zakret lopatica povećanjem kuta zakreta lopatica β . Tip II se može rasteretiti preko upravljivog otpornika ili isto preko zakreta lopatica. No, rotorski otpornik je aktivan samo pri brzinama vjetra većim od nazivne te se njegova upotreba nastoji minimizirati kako bi se smanjili gubitci, tj. disipacija topline [16]. U tom slučaju, P_{ref} može se izračunati npr. kao (4):

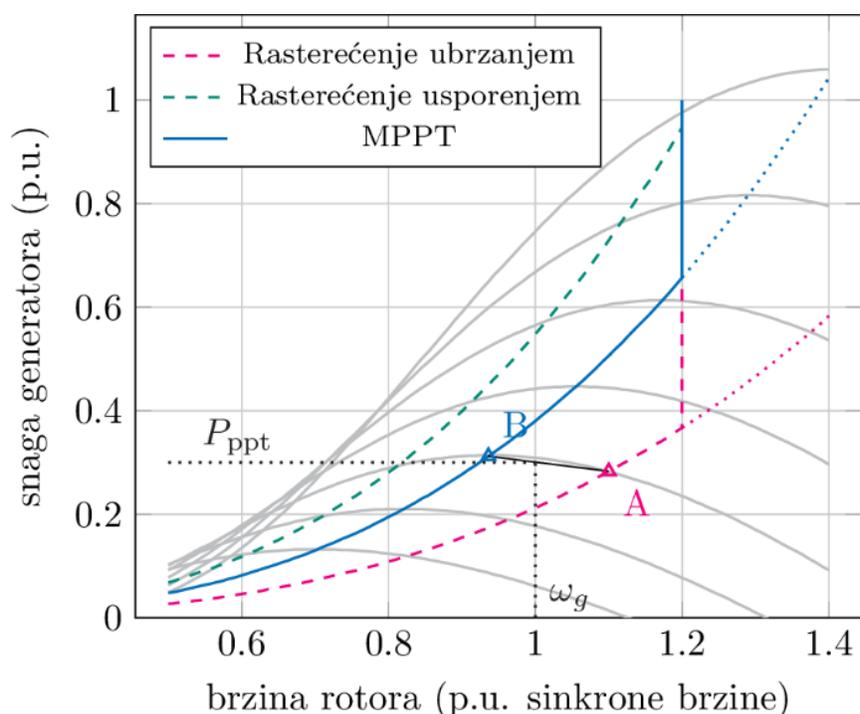
$$P_{ref} = P_{res} + \frac{1}{R} \Delta f \quad (4)$$

Energetski pretvarači u tipovima III i IV omogućuju fleksibilno upravljanje brzinom rotora za brzine vjetra ispod nazivne. Glavna zadaća ovog upravljanja je reguliranje optimalne brzine rotora pri kojoj se postiže maksimalna trenutno dostupna snaga (MPPT član na Slika 2). Optimalna snaga, odnosno optimalna brzina rotora koja služi kao referentna vrijednost koja se propagira u pretvarač određuje se preko dobro definirane krivulje (5) [17]:

$$P_{mppt} = k_{mppt} \omega_g^3 \quad (5)$$
$$k_{mppt} = 0.5 \rho R^5 \pi \frac{C_{p,opt}}{\lambda_{opt}^3 N^3}$$

Ovisnost snage generatora o brzini generatora prikazana je na Slika 5. Sive krivulje u pozadini prikazuju ovisnost mehaničke snage agregata o brzini rotora za različite brzine vjetra. Plava krivulja je krivulja optimalne (maksimalne) snage. S obzirom da je regulator zakreta lopatica aktivan samo pri većim brzinama vjetra, rotirajuća rezerva može se postići rasterećenjem tako da se rotor ubrza ili uspori. U literaturi se obično koristi rasterećenje ubrzanjem iz nekoliko razloga:

- veća kinetička energija koja se oslobađa prilikom frekvencijskog odziva;
- rasterećenjem usporanjem, frekvencijski odziv je slabiji jer se mora se utrošiti dio snage kako bi se rotor ubrzao [18];
- rasterećenje usporanjem je nestabilno [9].



Slika 5. MPPT krivulja i krivulje rasterećenja

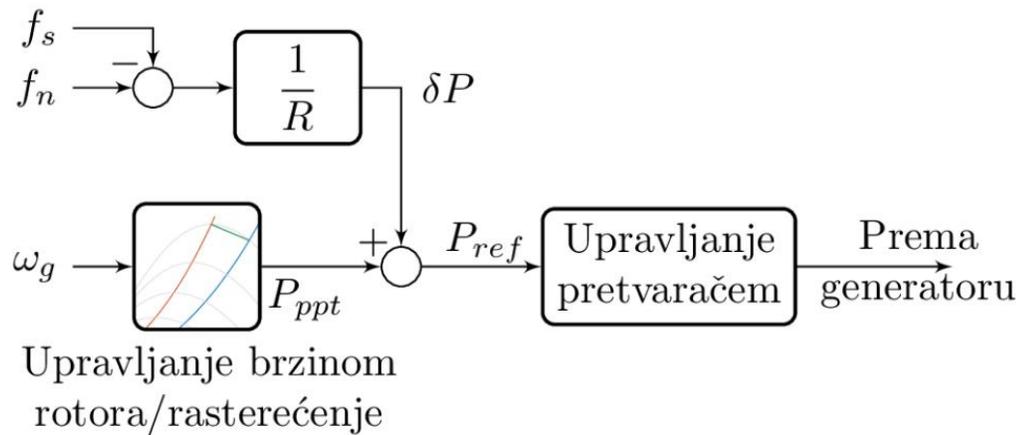
Algoritam koji se često može naći u literaturi [9] [19] [20] je da VA radi prema krivulji rasterećenja u točki A (P_{del} , ω_{del}). Prilikom pada frekvencije, referenca radne snage promijeni se za $\Delta f/R$ te se radna točka (P_{ppt} , ω_g) pomiče po linearnom nagibu od točke A prema točki B (P_{mppt} , ω_{mppt}). P_{ppt} i P_{ref} definirane su s (6)–(7).

$$P_{ppt}(\omega_g, v_w) = P_{del}(v_w) + \frac{P_{mppt}(v_w) - P_{del}(v_w)}{\omega_{mppt}(v_w) - \omega_{del}(v_w)} (\omega_g - \omega_{del}(v_w)) \quad (6)$$

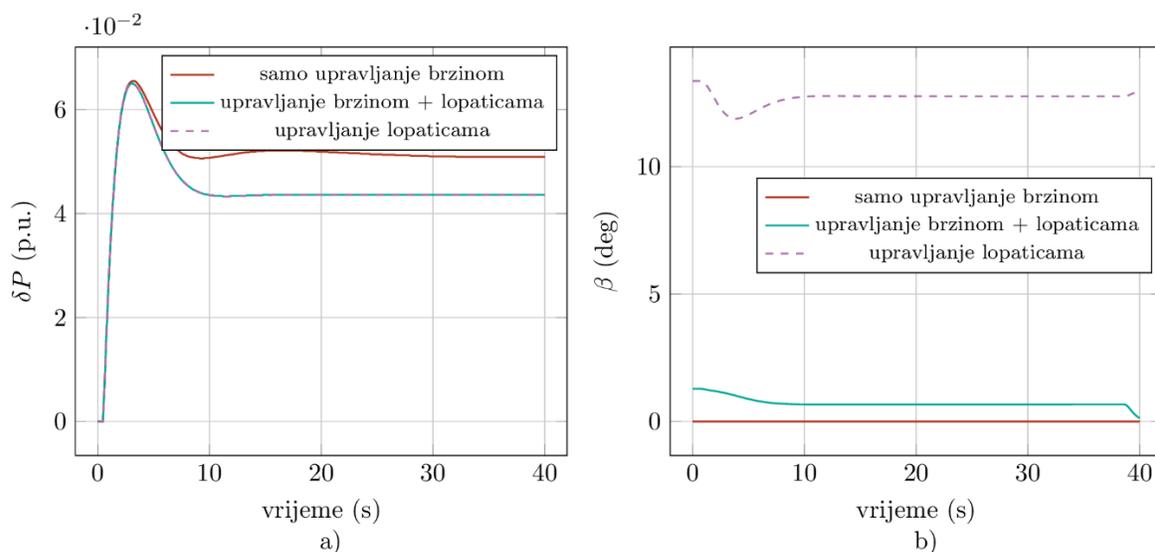
$$P_{ref}(\omega_g, v_w, \Delta f) = P_{ppt}(\omega_g, v_w) + \frac{\Delta f}{R} \quad (7)$$

Ovaj algoritam nadopunjava se regulacijom zakreta lopatica koji osigurava da brzina rotora ne prekorači maksimalnu dozvoljenu vrijednost koja je obično oko 1.2 p.u. sinkrone brzine. Dvije izvedbe s ovim algoritmom prikazane su u [9] [20].

Konceptualno, primarna regulacija frekvencije pomoću VA slična je virtualnom inercijskom odzivu i prikazana na Slika 6. U literaturi se mogu pronaći još neke izvedbe algoritma za primarnu regulaciju frekvencije, npr: koordinacija inercijskog odziva i rotirajuće rezerve za tip IV [21]; bolji odziv dinamičkom promjenom statičnosti R tipa III [13] [22]; sudjelovanje vjetroparka s tip IV agregatima u primarnog regulaciji frekvencije pomoću zakreta lopatica [23]. Primarni frekvencijski odziv VA tipa III i IV za nekoliko algoritama upravljanja prikazan je na Slika 7.



Slika 6. Koncept primarne regulacije frekvencije za tip III/IV



Slika 7. Primarni frekvencijski odziv VA tipa III/IV za neke načine upravljanja a) promjena izlazne snage VA; b) kut zakreta lopatica

2.3 Sekundarna i tercijarna regulacija frekvencije

Sekundarna regulacija frekvencije počinje nekoliko desetaka sekundi nakon poremećaja i traje do nekoliko desetaka minuta. Zadaća sekundarne regulacije frekvencije je održavanje nazivne mrežne frekvencije i zadane razmjene snage između područja te oslobađanje primarne rezerve za sljedeće poremećaje. Tercijarna regulacija je još sporija i povezana je s ekonomskim dispečiranjem elektrana, optimalnim tokovima snaga, tržištem električne energije i generalno optimizacijskim problemima vezanih uz dispečiranje elektrana s obzirom na postavljenu funkciju cilja (*unit commitment*). Ponešto o sudjelovanju vjetroelektrana u sekundarnoj i tercijarnoj regulaciji može se pronaći u [8] [12] [18].

3 Modeliranje fotonaponske elektrane s upravljivim odzivom

Visoke razine penetracije FNE mogu znatno utjecati na pouzdanost i stabilnost EES-a. S gledišta regulacije frekvencije, glavni problemi su princip rada i pogona te inherentna karakteristika FNE koji su značajno različiti nego kod konvencionalnih elektrana. S jedne strane FNE rade s ciljem proizvodnje maksimalne snage što znači da ne doprinose ukupnoj snazi rezerve potrebne za osiguravanje primarne regulacije frekvencije, s druge strane za razliku od konvencionalnih sinkronih generatora, FNE nemaju rotirajućih dijelova te ne mogu pružiti inercijski odziv tijekom poremećaja. Osim toga, proizvodnja iz FNE je varijabilna i sklona naglim propadima ili porastima snage u slučaju brzih promjena ozračenja što također stvara probleme operatoru sustava i utječe na vođenje EES-a. Moguće rješenje za navedene probleme je ograničavanje maksimalne proizvodnje radne snage iz FNE ili jednostavno smanjivanje broja instaliranih FNE, međutim to je u suprotnosti cilju smanjenja emisija stakleničkih plinova kojeg su mnoge zemlje u svijetu podržale.

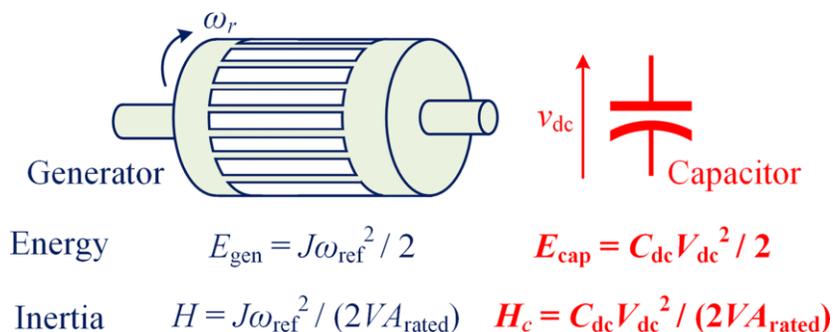
Dakle, bolje rješenje je razvijanje tehnologije i omogućavanje FNE da aktivno sudjeluju u regulaciji frekvencije te stoga, u nastavku ovog poglavlja predstavljeni su upravljački algoritmi za omogućavanje sudjelovanja FNE u regulaciji frekvencije.

3.1 Inercijski odziv

S obzirom da FNE nemaju rotirajućih dijelova koji bi mogli smanjiti ili povećavati svoju kinetičku energiju i tako doprinositi inercijskom odzivu, te da su potpuno odvojene od mreže energetskim pretvaračima, stoga kao i u slučaju VA ne možemo govoriti o klasičnom inercijskom odzivu nego o virtualnom inercijskom odzivu. Zahvaljujući brzom odzivu pretvarača, FNE mogu reagirati na promjenu frekvencije u vremenskom okviru jednakom inercijskom odzivu sinkronih generatora, međutim da bi to bilo moguće, FNE trebaju raditi u točki ispod maksimalne snage kako bi se osigurala dodatna snaga koja bi se mogla injektirati u mrežu tijekom pada frekvencije. Detaljnija analiza o tome je predstavljena u sljedećem poglavlju, stoga ovo poglavlje će biti isključivo temeljeno na mogućnosti pružanja inercijskog odziva u koordinaciji sa spremnicima energije.

Na Sliku 8 prikazana je analogija između sinkronog generatora i kondenzatora. Može se vidjeti kako su energija i konstanta tromosti proporcionalni s kvadratom frekvencije ω_{ref}^2 u slučaju generatora te s kvadratom napona V_{dc}^2 u slučaju kondenzatora. Koristeći se ovom analogijom, u

radu [24] izvedena je veza između frekvencije i napona kondenzatora na DC-spoju kako bi se omogućilo pružanje virtualnog inercijskog odziva.



Slika 8. Analogija između sinkronog generatora i kondenzatora

Ekvivalentna virtualna konstanta tromosti FNE sustava određena je prema (8):

$$H_{ekv} = H_c G_{clv}(s) K_{\omega v_{pu}}(s) \quad (8)$$

pri čemu H_c je virtualna konstanta tromosti kondenzatora prema Slika 8, $G_{clv}(s) = v_{dc_ref} / v_{dc}$ je prijenosna funkcija zatvorene petlje regulacije napona invertera, $K_{\omega v_{pu}}(s)$ predstavlja frekvencijski regulator tj. prijenosnu funkciju promjene frekvencije s obzirom na promjenu napona prema (9):

$$K_{\omega v_{pu}} = \frac{\frac{\Delta V_{dc_max}}{V_{dc}}}{\frac{\Delta f_{r_max}}{f_{ref}}} \quad (9)$$

$$\Delta V_{dc_max} = \frac{V_{dc_max} - V_{dc_min}}{2} \quad (10)$$

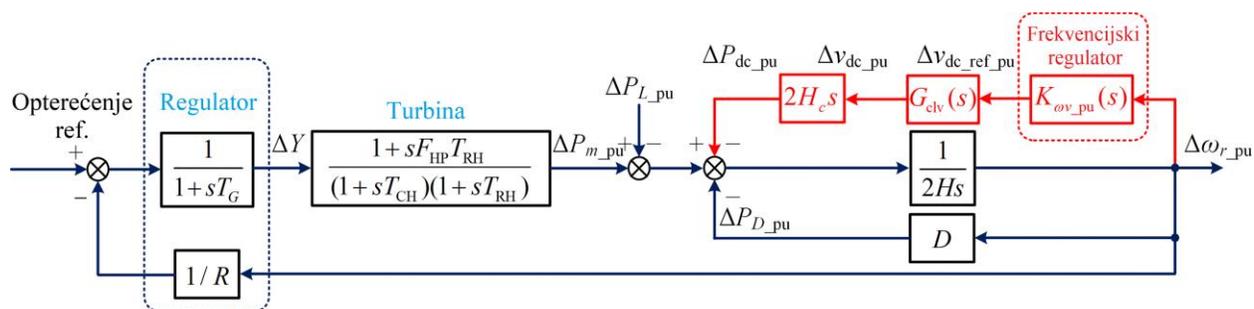
pri čemu ΔV_{dc_max} i Δf_{r_max} označavaju maksimalno dopuštena odstupanja napona, odnosno frekvencije.

Budući da je dinamika regulacije napona invertera mnogo brža nego dinamika frekvencijskog regulatora, vrijednost $G_{clv}(s)$ može se aproksimirati jedinicom. Uvrštavajući (9), (10) i $G_{clv}(s) = 1$ u (8), dobiva se potpun izraz za ekvivalentnu virtualnu konstantu tromosti FNE sustava:

$$H_{ekv} = \frac{\Delta V_{dc_max} \cdot f_{ref}}{V_{dc} \cdot \Delta f_{r_max}} \frac{C_{dc} V_{dc}^2}{2VA_{rated}} \quad (11)$$

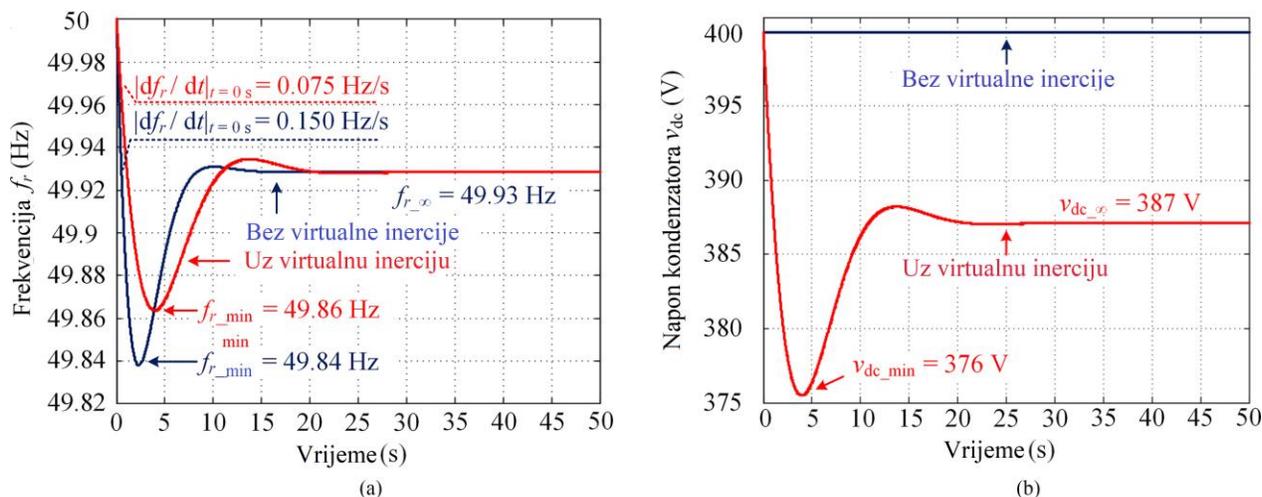
pri čemu je C_{dc} kapacitet kondenzatora na DC-spoju.

Za 1-kVA inverter uz kapacitet i nazivni napon kondenzatora na DC-spoju $C_{dc}=1.8$ mF, $V_{dc}=400$ V, te uz maksimalno dopušteno odstupanje napona i frekvencije tj. $\Delta V_{dc,max}=0.15$ pu i $\Delta f_{r,max}=0.2$ Hz, virtualna konstanta tromosti FNE sustava prema (11) iznosi $H_{ekv}=5$ s što je usporedljivo s vrijednostima konstanti tromosti sinkronih generatora. Može se primjetiti da se vrijednost virtualne konstante tromosti može povećati povećanjem kapaciteta i nazivnog napona kondenzatora na DC-spoju, međutim to donosi i neizbježno veće troškove sustava. Na Slika 9 prikazana je blok-shema regulacije frekvencije s inercijskim odzivom FNE sustava.



Slika 9. Blok-shema regulacije frekvencije s inercijskim odzivom FNE sustava

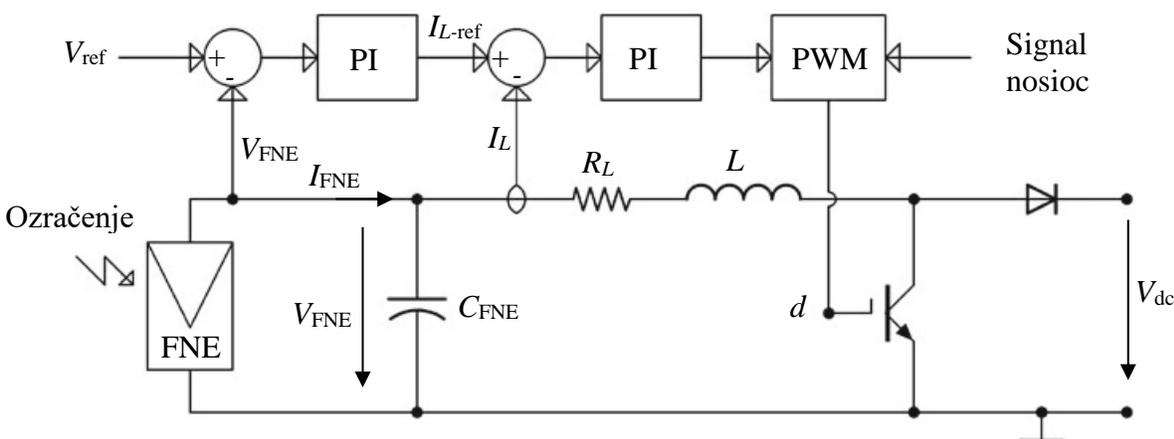
Rezultati provedenih simulacija, Slika 10, potvrđuju da implementacija ovakvog algoritma upravljanja za omogućavanje FNE virtualnog inercijskog odziva doprinosi poboljšanju frekvencijskog odziva sustava.



Slika 10. Frekvencijski odziv sustava uz i bez FNE virtualnog inercijskog odziva ($P_L=0.03$ pu)

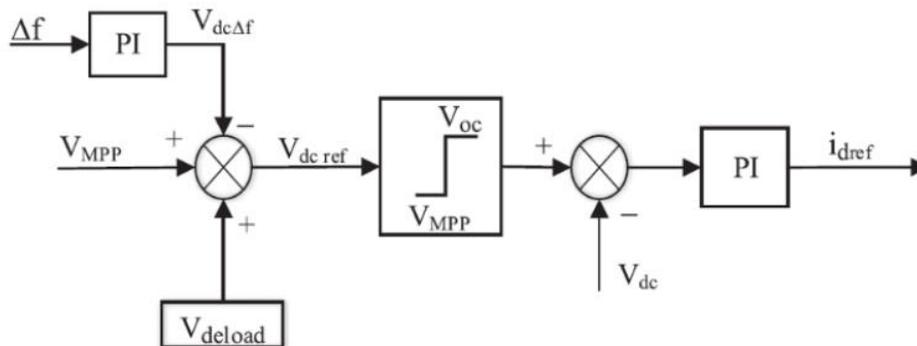
Dodavanjem napona V_{deload} naponu V_{MPP} koji odgovara MPP (engl. Maximum Power Point) podešava se radna točka FNE u točku $V_{\text{dcref}} = V_{\text{MPP}} + V_{\text{deload}}$ u kojoj FNE proizvodi radnu snagu manju od maksimalne te na taj način se osigurava snaga rezerve. Iako je moguće ostvariti snagu rezerve i podešavanjem napona u radnu točku napona nižeg od V_{MPP} , rasterećenje se najčešće izvodi u naponskom području strujno-naponske karakteristike FNE tj. podešavanjem radnog napona u točku višeg napona nego što je napon V_{MPP} . Jedan od razloga je činjenica da je P - V krivulja "okomitija" na dijelu desno od MPP nego na lijevom dijelu, stoga se radna točka FNE podešava u napon veći od napona u točki MPP jer se u tom slučaju za manju promjenu napona dobiva veća promjena snage. Drugi razlog je mogućnost pojave veoma niskog napona prilikom rasterećenja na dijelu lijevo od MPP u slučaju održavanja većih iznosa snage rezerve (P_{reserve} na Slika 11). Međutim, u literaturi se može pronaći i takva vrsta rasterećenja tj. rasterećenje lijevo od točke MPP [28], [29]. Također, rasterećenje se najčešće izvodi reguliranjem napona FNE, iako se može izvesti i reguliranjem struje FNE, ali takav pristup se izbjegava jer je struja dosta osjetljivija nego napon na promjenu ozračenja.

Napona V_{MPP} može se odrediti nekom od mnogobrojnih MPPT metoda, kao npr. metoda praznog hoda (engl. Fractional Open-Circuit Voltage) [iz kdi] ili metodom perturbacija (engl. Perturb and Observe) [kdi] koja je jedna od najzastupljenijih metoda u literaturi, a koja se temelji na promatranju omjera promjene snage i napona tj. derivacije dP/dU te u ovisnosti o predznaku derivacije se određuje sljedeći korak. Prednost ove metode je što nije potrebno poznavati karakteristike FN modula. Uobičajeno, FN sustav sastoji se FN panela, DC/DC pretvarača te DC/AC izmjenjivača. Uloga DC/AC izmjenjivača je reguliranje napona V_{dc} na DC-spoju, a uloga DC/DC pretvarača je reguliranje izlaznog napona FN panela. Dakle, poznavanjem napona V_{MPP} , moguće je rasteretiti FNE upravljenjem radom DC/DC pretvarača. Koncept reguliranja FNE napona prikazan je na Slika 12



Slika 12. Koncept reguliranja napona

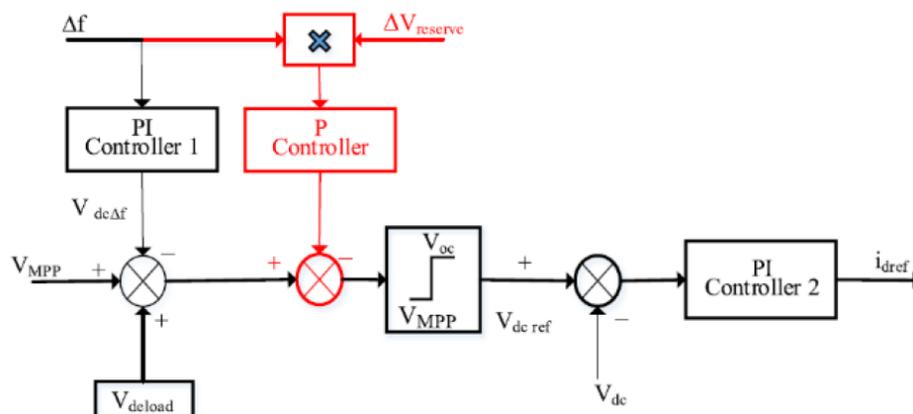
Postavljanjem V_{ref} na željenu vrijednost $V_{ref} \neq V_{MPP}$ postiže se rasterećenje FNE. Nakon što je postignuto rasterećenje FNE, sudjelovanje u primarnoj regulaciji frekvencije može se omogućiti upravljanjem kao na Slika 13.



Slika 13. Upravljačka shema za sudjelovanje u primarnoj regulaciji frekvencije

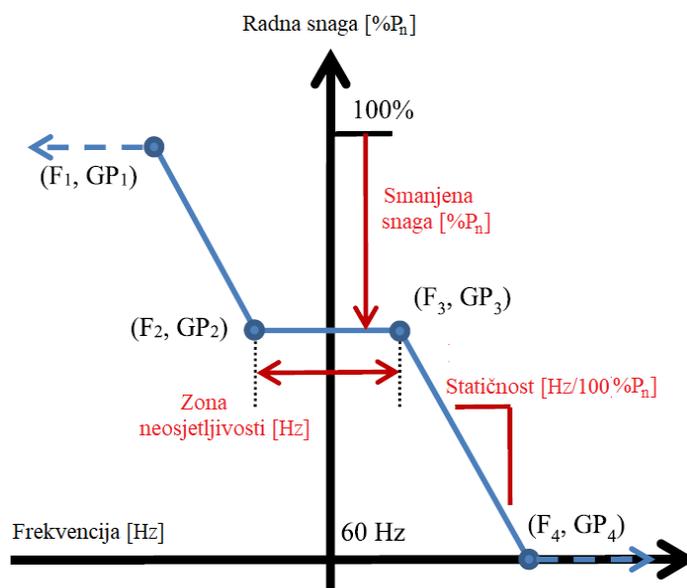
Pri odstupanju frekvencije od nazivne vrijednosti, generira se dodatni signal $V_{dc\Delta f}$ koji smanjuje napon V_{dcref} što uzrokuje povećanje proizvodnje radne snage te na taj način FNE otpušta snagu rezerve u mrežu. Ovakav način upravljanja, u kojemu je promjena snage karakterizirana iznosom statičnosti, veoma je sličan primarnoj regulaciji sinkronih generatora, a brzi odziv pretvarača omogućuje reagiranje FNE u vremenskom okviru jednakom inercijskom odzivu sinkronih generatora.

Jedan od problema predloženog upravljanja na Slika 13 je što ne uzima u obzir količinu preostale rezerve pojedine FNE, stoga svaka FNE će proizvesti jednaku vrijednost radne snage za regulaciju frekvencije iako vrijednosti rezerve nisu jednake za svaku FNE te stoga pojedine FN jedinice će prije doseći MPP te neće biti u mogućnosti za daljnju regulaciju frekvencije. Navedeni problem riješen je u [30] dodavanjem upravljačkog signala koji predstavlja vrijednost preostale rezerve $\Delta V_{reserve}$, Slika 14



Slika 14. Modificirano upravljanje koje uzima u obzir količinu dostupne snage rezerve

Jedno od uobičajenih pitanja koje se nameće prilikom realiziranja gore navedenih upravljačkih shema (Slika 13 i Slika 14) za omogućavanje FNE sudjelovanje u primarnoj regulaciji frekvencije i koje je potrebno dodatno razmotriti je koliki iznos dodatne snage proizvesti s obzirom na signal Δf . Jedno rješenje predloženo je u [31] u kojem autori korištenjem uobičajene P - f karakteristike za regulaciju frekvencije predočene na Slika 15, definiraju način rada FNE za potrebe regulacije frekvencije.



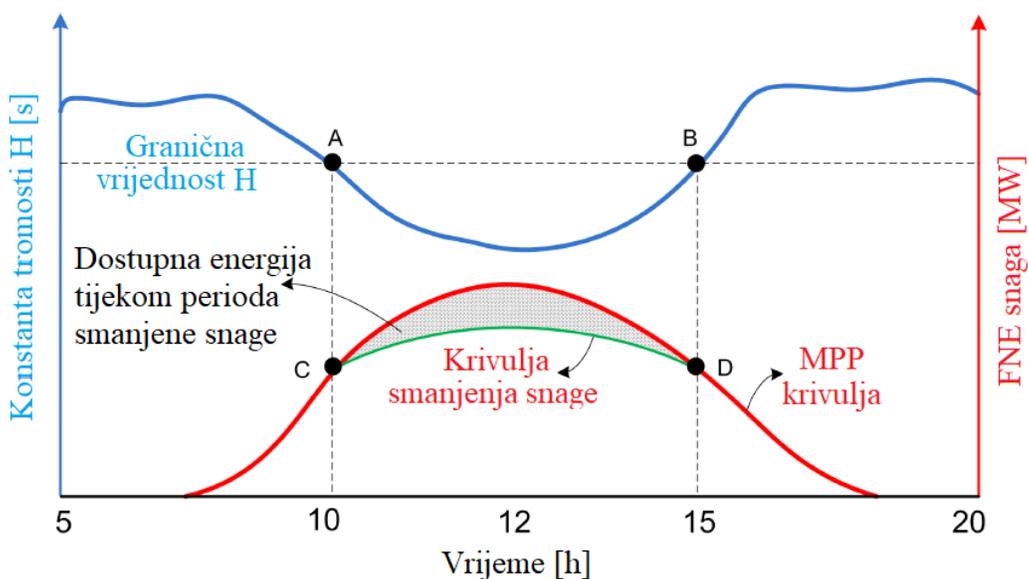
Slika 15. P - f karakteristika regulacije frekvencije

Za krivulju $P-f$ potrebno je definirati nagib tj. statičnost, zonu neosjetljivosti i količinu snage rezerve (postotak smanjenja snage). Ispitivanja u radu su provedena za havajski EES. U scenarijama 20% i 70% udjela FNE u elektroenergetskom sustavu Havaja, rezultati su pokazali uštedu novca čak i u slučaju kada bi se vlasnicima FNE plaćali gubici nastali zbog proizvodnje u neoptimalnoj točki kako bi se omogućilo sudjelovanje u regulaciji frekvencije. Iznosi parametara korišteni u radu za simulacije su: zona neosjetljivosti 0.1 Hz; statičnost 1.25Hz/Pn; postotak smanjenja snage 50%.

Kako ovakav pogon FNE u neoptimalnoj točki donosi dodatne troškove sustavu, potrebno je odrediti optimalan vremenski interval u kojem bi FNE radila ispod točke MPP kako bi se s jedne strane minimizirali troškovi sustava, a s druge strane maksimizirali doprinosi primarnoj regulaciji frekvencije. S obzirom da povećanje broja FNE spojenih na mrežu preko frekvencijskih pretvarača koji zamjenjuju konvencionalne sinkrone generatore smanjuje vrijednost ekvivalentne konstante tromosti te da je njezina vrijednost jedan od ključnih pokazatelja stabilnosti sustava, autori u [32] predložili su strategiju regulacije frekvencije pomoću procjene ukupne tromosti u sustavu. Kako se tijekom dana iznos konstante tromosti mijenja uslijed priključenja FNE u sustav, predloženo je da FNE sudjeluje u regulaciji frekvencije samo kada procijenjena vrijednost ukupne tromosti nije dovoljna da održi sustav stabilnim u slučaju poremećaja. U toj situaciji, FNE će raditi u točki ispod maksimalne snage. Iznos konstante tromosti procjenjuje se prema:

$$H_{sys} \sim \frac{P_1 - P_2}{\frac{df_1}{dt} - \frac{df_2}{dt}} \quad (12)$$

pri čemu su P_1 i P_2 izmjerene vrijednosti snage, df_1/dt i df_2/dt izmjerene vrijednosti ROCOF-a. U radu je predloženo da u slučaju 10% smanjenja tromosti, FNE prelazi u neoptimalni pogon. Na Slika 16 predočen je koncept proizvodnje snage FNE u ovisnosti procijenjene vrijednosti konstante tromosti. Nakon što konstanta tromosti sustava padne ispod određene granične vrijednosti, FNE aktivira rasterećenje održavajući na taj način određenu snagu rezerve koja se može injektirati u sustav u trenucima pada frekvencije.



Slika 16. Koncept proizvodnje snage FNE s obzirom na iznos konstante tromosti

Svi prethodno opisani dijelovi tj. rasterećenje, statičnost, P - f karakteristika, vremenski interval rasterećenja, mogu se promatrati kao podsustavi sustava za sudjelovanje FNE u primarnoj regulaciji frekvencije. Spajajući navedene podsustave u jednu cjelinu, dobiva se općeniti sustav za regulaciju frekvencije pomoću FNE koji je predložen na Slika 17 [33]. Frekvencijski regulator modela omogućuje reagiranje FNE na devijaciju frekvencije (engl. droop response) i na derivaciju frekvencije, tj. ROCOF (engl. inertial response) te se na taj proizvodi potrebna snaga ΔP_f za reguliranje frekvencije:

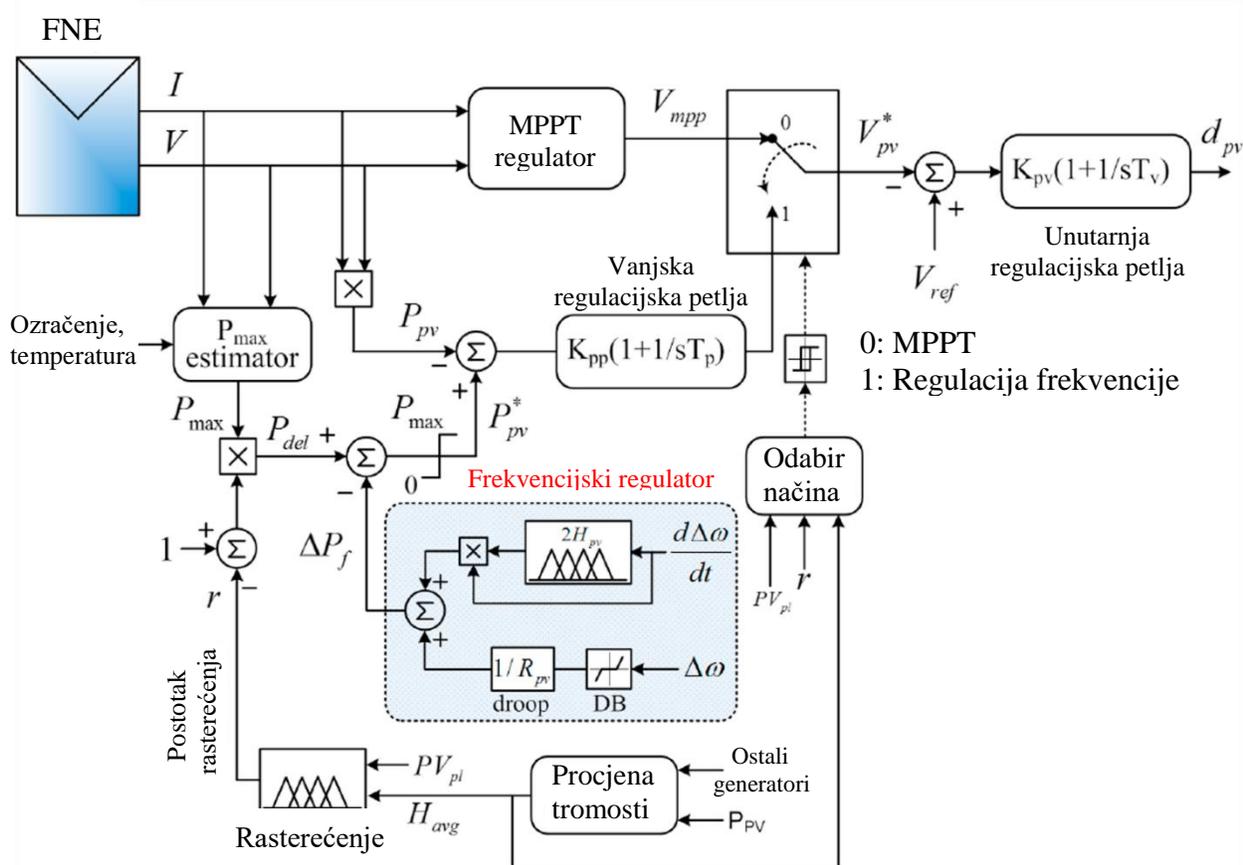
$$\Delta P_f = \frac{\Delta \omega}{R_{pv}} + 2H_{pv} \frac{d\Delta \omega}{dt} \quad (13)$$

pri čemu R_{pv} predstavlja statičnost, a H_{pv} virtualnu konstantu tromosti FNE. Važno je napomenuti da su vrijednosti R_{pv} i H_{pv} proizvoljne i fleksibilne tj. nisu ograničene uskim intervalom mogućih vrijednosti. Ovisno o željenoj brzini odziva, vrijednosti se mogu postaviti na niže ili više iznose u odnosu na uobičajene vrijednosti tih parametara kod sinkronih generatora ($R_{pv}=3\%-10\%$, $H_{pv}=3s-8s$). Dodatno, model ima mogućnost aktiviranja rada u MPPT načinu kada nije potrebno sudjelovanje u primarnoj regulaciji frekvencije (pri padu frekvencije), te mogućnost održavanja određenog iznosa snage rezerve tj. rad u rasterećenju. Referentni napon V_{pv}^* određuje se ili MPPT regulatorom pri čemu se primjenjuje jedna od MPPT metoda, ili vanjskom regulacijskom petljom koristeći PI regulator za podešavanje FNE snage P_{pv} prema referentnoj vrijednosti P_{pv}^* :

$$P_{pv}^* = (1 - r)P_{max} - \Delta P_f \quad (14)$$

Svrha bloka P_{max} procjena je da što točnije odredi maksimalnu dostupnu snagu FNE u određenom trenutku kako bi se mogao odrediti željeni postotak rasterećenja. Općenito, ulazni parametri za navedeni blok su varijable koje se mogu mjeriti kao što su ozračenje, temperatura, struja i napon panela.

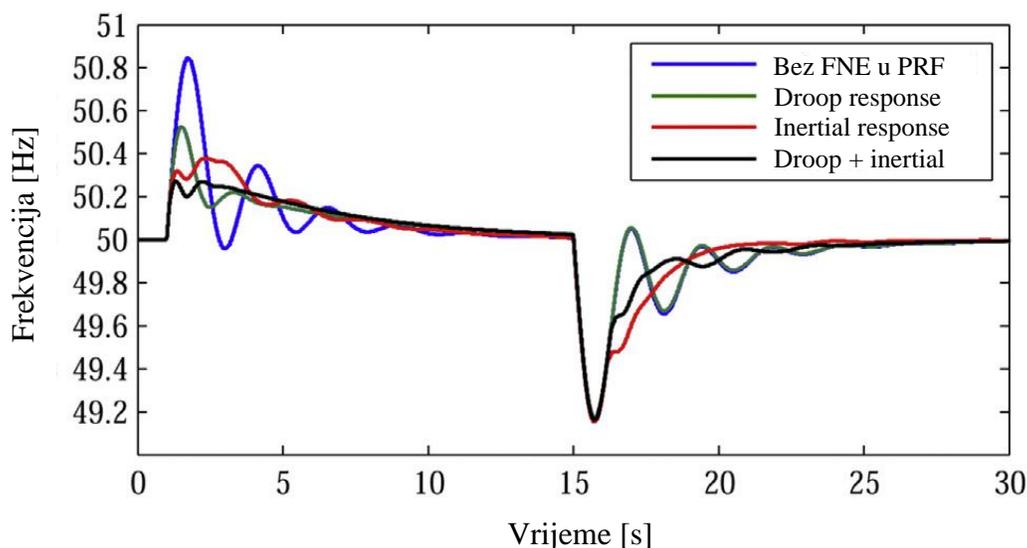
Blok procjena konstante tromosti sustava određuje trenutnu vrijednost konstante tromosti u sustavu te u ovisnosti o postavkama najniže dopuštene vrijednosti tromosti, signal se šalje u blok za odabir načina upravljanja, MPPT način ili način regulacije frekvencije. Ulazi u blok općenito su razina penetracije FNE te udio ostalih elektrana u sustavu.



Slika 17. Općeniti model sustava za regulaciju frekvencije pomoću FNE

Kako bi se testirala učinkovitost modela na Slika 17, analiziran je frekvencijski odziv nekog EES-a u kojem FNE čine 25% udjela u ukupnom kapacitetu [28]. Na Slika 18 prikazan je frekvencijski odziv sustava pri povećanju i smanjenju opterećenja od 0.2 pu u $t=1s$, odnosno $t=15s$. U ovom

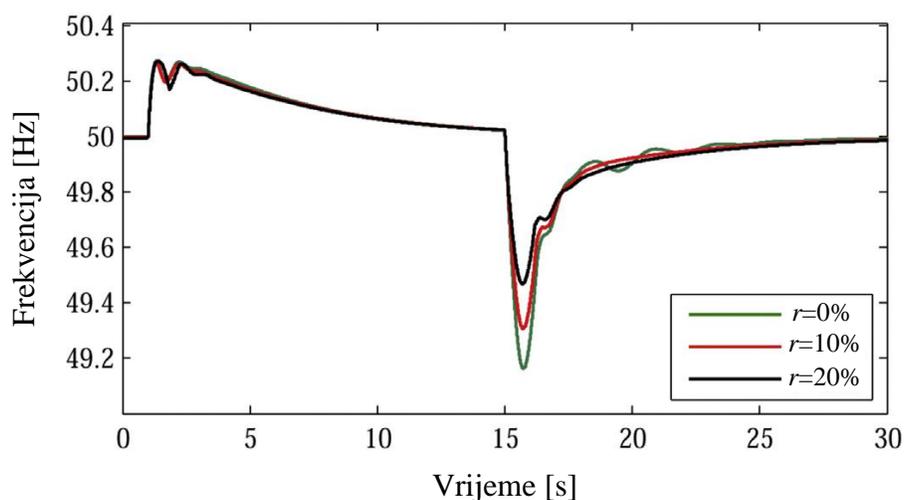
slučaju FNE radi u MPPT načinu što znači da može sudjelovati u regulaciji frekvencije samo pri smanjenju opterećenja. Statičnost je postavljena na $R_{pv}=5\%$, a virtualna konstanta tromosti na $H_{pv}=15s$. Simulacije su provedene za četiri slučaja: 1) bez FNE sudjelovanja u primarnoj regulaciji frekvencije (PFR), 2) reagiranje FNE na devijaciju frekvencije tj. „droop response“, 3) reagiranje FNE na derivaciju frekvencije, tj. „inertial response“, 4) zajednički odziv 2) i 3). U prvom slučaju (plavo) tj. kada FNE ne sudjeluje u regulaciji frekvencije, minimum frekvencije iznosi $f_{min}=50.8$ Hz. U drugom slučaju (zeleno), reagiranjem FNE samo na devijaciju frekvencije tj. ostvarujući odziv „droop response“, FNE smanjuje svoju snagu što se očituje u smanjenju minimuma frekvencije za 0.35 Hz. Također, vidljivo je i značajno prigušenje oscilacija. Ostvarivanjem odziva reagirajući samo na ROCOF, što je treći slučaj (crveno), primjetno je poboljšanje frekvencijskog odziva s obzirom na iznos f_{min} , a i ROCOF. Kao što se moglo i očekivati, najbolji rezultat postignut je kombinacijom i jednog i drugog odziva (crno) pri čemu je minimum frekvencije smanjen za čak 60%.



Slika 18. Frekvencijski odziv sustava tijekom rada FNE u MPPT načinu

U slučaju povećanja opterećenja u $t=15s$, s obzirom da FNE radi u MPPT načinu, ne može doprinijeti poboljšanju frekvencijskog odziva, iako je vidljivo prigušenje oscilacija u trećem slučaju, jer nakon što frekvencija dostigne f_{min} , ROCOF postaje pozitivan te uslijed toga aktivira se „inertial response“.

Kako bi se omogućilo sudjelovanje u regulaciji frekvencije i u slučaju pada frekvencije tj. povećanja opterećenja, potrebno je da FNE radi u rasterećenom načinu održavajući na taj način određenu količinu snage rezerve koja bi se mogla injektirati u mrežu tijekom pada frekvencije. Na Slika 19, prikazan je frekvencijski odziv sustava prilikom pada frekvencije za tri slučaja iznosa rezerve snage: $r=0\%$ (zeleno), $r=10\%$ (crveno), $r=20\%$ (crno). U ovom slučaju, vidljivo je poboljšanje frekvencijskog odziva s porastom iznosa snage rezerve. Održavajući 20% snage rezerve, frekvencijski minimum smanjen je za čak 40%.



Slika 19. Frekvencijski odziv sustava tijekom rada FNE u rasterećenom načinu

Iako je vidljivo da se frekvencijski odziv sustava može poboljšati ako FNE radi u rasterećenju, važno je napomenuti da osim što troškovi sustava rastu s porastom postotka rasterećenja tj. snage rezerve, velik postotak rasterećenja dovodi do značajnog smanjenja napona FNE, pa tako uz $r=20\%$ dolazi do 30% smanjenog napona u odnosu na napon V_{MPP} . Stoga, važno je optimalno dimenzionirati postotak rasterećenja kako bi se uz što manje troškove i negativne utjecaje na pogon FNE, dobio što veći doprinos regulaciji frekvencije.

3.3 Sekundarna regulacija frekvencije

Proizvodnja snage iz FNE ovisna je o okolišnim uvjetima (ozračenje i temperatura) te u slučaju neočekivanih promjena vremenskih uvjeta i loše prognoziranje proizvodnje, u sustavima s visokim udjelima proizvodnje iz FNE, mogu se pojaviti velika odstupanja plana i ostvarenja što stvara dodatne probleme operatoru prijenosnog sustava prilikom uravnoteživanja EES-a. S obzirom da su to prije svega problemi vezani uz prognoziranje proizvodnje iz FNE, u radu nije analiziran utjecaj FNE na sekundarnu regulaciju frekvencije.

4 Zaključak

Integracija obnovljivih izvora u stalnom je porastu iz godine u godinu te značajnijom njihovom integracijom u nekom sustavu mogu se pojaviti problemi vezani uz održavanje stabilnosti. S jedne strane konvencionalne proizvodne jedinice se isključuju iz pogona te time se smanjuje rotirajuća kinetička energija, dok s druge strane većina OIE je na elektroenergetski sustav priključena preko uređaja energetske elektronike te su električki odvojene od mreže i stoga nemaju inercijski odziv na promjenu frekvencije te stoga ne doprinose stabilnosti sustava kao konvencionalne jedinice. Sve navedeno utječe na smanjenje tromosti sustava što se očituje u većoj brzini promjene frekvencije i maksimalnom odstupanju frekvencije od nazivne vrijednosti pri poremećajima. Zbog svega navedenog pitanje sudjelovanja vjetroelektrana i fotonaponskih elektrana u funkcijama pogona sustava, pri velikoj integraciji OIE, postaje od primarnog značaja. Iako većina EES-a kao i hrvatski EES ne zahtijevaju od VE i FNE osiguravanje primarne rezerve, tj. pružanje primarne regulacije prema gore, a naročito ne pružanje virtualnog inercijskog odziva, nekoliko velikih svjetskih elektroenergetskih sustava već su uveli zahtjeve za sudjelovanje VE u regulaciji frekvencije i napona. U ovome radu istražena je mogućnost sudjelovanja vjetroelektrana i fotonaponskih elektrana u regulaciji frekvencije sustava u trenucima neposredno nakon pojave poremećaja u EES-u, odnosno sudjelovanja vjetroelektrana u inercijskom odzivu sustava i primarnoj regulaciji frekvencije. Vjetroelektrane, za razliku od fotonaponskih elektrana, imaju rotirajuće dijelove te značajnu količinu kinetičke energije u rotoru turbine pa bi na neki način i mogle doprinijeti inercijskom odzivu otpuštanjem ili apsorpiranjem kinetičke energije. Ta mogućnost fleksibilnog upravljanja VA s promjenjivom brzinom vrtnje može se ostvariti dodavanjem umjetnog inercijskog odziva pomoću sekundarnih upravljačkih krugova osjetljivih na ROCOF. Fotonaponske elektrane uslijed nedostatka rotirajućih dijelova mogu pružiti virtualni inercijski odziv samo u koordinaciji sa spremnicima energije kao što su baterije ili kondenzator na DC-spoju. Što se tiče primarne regulacije frekvencije, i VE i FNE mogu doprinijeti regulaciji frekvencije u slučaju porasta frekvencije smanjivanjem svoje izlazne snage. Međutim, središnji

dio ovog rada bavi se analizom mogućnosti sudjelovanja VE i FNE u regulaciji frekvencije tijekom pada frekvencije. Stoga, u radu su predstavljeni prošireni modeli ovih elektrana s upravljivim odzivom. Zajednička činjenica za VE i FNE s obzirom na mogućnost sudjelovanja u primarnoj regulaciji frekvencije je ta da moraju raditi u rasterećenju tj. u neoptimalnoj točki kako bi na taj način osigurali određenu količinu snage rezerve za potrebe regulacije frekvencije. S jedne strane ispitivanja su pokazala značajno poboljšanje frekvencijskog odziva sustava u slučaju kada je omogućeno VE i FNE sudjelovanje u primarnoj regulaciji frekvencije, dok ipak s druge strane i u slučaju VE i u slučaju FNE dolazi do povećanja troškova i mogućih negativnih utjecaja na pogon uslijed povećane/smanjenje brzine vrtnje u slučaju VE te povećanog/smanjenog napona u slučaju FNE.

5 Literatura

- [1] A. D. J. L. a. A. J.-W. G. Masson, »Snapshot of Global Photovoltaic Markets,« Report IEA PVPS T1-35:2019, 2019.
- [2] A. Ulbig, T. S. Borsche i G. Andersson, »Analyzing Rotational Inertia, Grid Topology and their Role for Power System Stability,« *IFAC-PapersOnLine*, svez. 48, pp. 541-547, 12 2015.
- [3] E. Muljadi, V. Gevorgian i M. Singh, »Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants,« u *2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications (PEMWA)*, Denver, 2012.
- [4] L. Holdsworth, J. B. Ekanayake i N. Jenkins, »Power system frequency response from fixed speed and doubly fed induction generator-based wind turbines,« *Wind Energy*, svez. 7, pp. 21-35, 3 2004.
- [5] K. Watanabe i T. Nanahara, »Study on inertial response of fix-speed wind turbine generator,« u *2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Cluj-Napoca, Romania, 2014.
- [6] M. Krpan, »The mathematical model of a wind power plant and a gas power plant,« 2016.
- [7] J. Morren, J. Pierik i S. W. H. Haan, »Inertial response of variable speed wind turbines,« *Electric Power Systems Research*, svez. 76, pp. 980-987, 7 2006.
- [8] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, 2 ur., Wiley, 2012.

- [9] Zhang, Sun, J. Lin i G.-J. Li, »Coordinated frequency regulation by doubly fed induction generator-based wind power plants,« *IET Renewable Power Generation*, svez. 6, pp. 38-47, 1 2012.
- [10] M. Krpan and I. Kuzle, "Inertial And Primary Frequency Response Model Of Variable-Speed Wind Turbines," *The Journal of Engineering*, vol. 2017, pp. 844-848, 1 2017.
- [11] P. Tielens i D. V. Hertem, »Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables,« u *6th Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering*, Delft, 2012.
- [12] Z. Wu, W. Gao, T. Gao, W. Yan, H. Zhang, S. Yan i X. Wang, »State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems,« *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, svez. 6, pp. 1-16, 1 2018.
- [13] M. Hwang, E. Muljadi, J. W. Park, P. Sorensen i Y. C. Kang, »Dynamic Droop-Based Inertial Control of a Doubly-Fed Induction Generator,« *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, svez. 7, pp. 924-933, 7 2016.
- [14] N. R. Ullah, T. Thiringer i D. Karlsson, »Support by Variable Speed Wind Turbines — Potential and Applications,« *IEEE Transactions on Power Systems*, svez. 23, pp. 601-612, 5 2008.
- [15] Y. Wang, J. Meng, X. Zhang i L. Xu, »Control of PMSG-Based Wind Turbines for System Inertial Response and Power Oscillation Damping,« *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, svez. 6, pp. 565-574, 4 2015.
- [16] E. Muljadi, M. Singh i V. Gevorgian, »Fixed-speed and variable-slip wind turbines providing spinning reserves to the grid,« u *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Vancouver, 2013.
- [17] G. Abad, J. Lopez, M. A. Rodriguez, L. Marroyo i G. Iwanski, Doubly fed induction machine: modeling and control for wind energy generation, 1 ur., John Wiley & Sons, 2011.
- [18] G. Ramtharan, J. B. Ekanayake i N. Jenkins, »Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines,« *IET Renewable Power Generation*, svez. 1, pp. 3-9, 3 2007.
- [19] S. D. Rijcke, P. Tielens, B. Rawn, D. V. Hertem i J. Driesen, »Trading Energy Yield for Frequency Regulation: Optimal Control of Kinetic Energy in Wind Farms,« *IEEE Transactions on Power Systems*, svez. 30, pp. 2469-2478, 9 2015.

- [20] R. G. Almeida i J. A. P. Lopes, »Participation of Doubly Fed Induction Wind Generators in System Frequency Regulation,« *IEEE Transactions on Power Systems*, svez. 22, pp. 944-950, 8 2007.
- [21] Z. Wu, W. Gao, J. Wang i S. Gu, »A coordinated primary frequency regulation from Permanent Magnet Synchronous Wind Turbine Generation,« u *2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications*, Denver, 2012.
- [22] K. V. Vidyanandan i N. Senroy, »Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop,« *IEEE Transactions on Power Systems*, svez. 28, pp. 837-846, 5 2013.
- [23] M. Abbes i M. Allagui, »Participation of PMSG-based wind farms to the grid ancillary services,« *Electric Power Systems Research*, svez. 136, pp. 201-211, 7 2016.
- [24] J. Fang, L. Hongchang, Y. Tang i F. Blaabjerg, »Distributed Power System Virtual Inertia Implemented by Grid-Connected Power Converters,« *IEEE Trans. Power Electron*, svez. 33, br. 10, pp. 8488-8499, 2018.
- [25] X. Lyu, Z. Xu, J. Zhao i K. P. Wong, »Advanced frequency support strategy of,« *IET Gener. Transm. Distrib*, svez. 12, br. 2, pp. 363-370, 2018.
- [26] N. Kakimoto, S. Takayama, H. Satoh i K. Nakamura, »Power Modulation of Photovoltaic Generator for Frequency Control of Power System,« *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION*, svez. 24, br. 4, pp. 943-950, 2009.
- [27] A. Alahiiivalii i M. Lehtonen, »Sizing of a Photovoltaic-Storage System for Power System Frequency Support,« u *IEEE Conference*, 2017.
- [28] S. I. Nanou, A. G. Papakonstantinou i S. A. Papathanassiou, »A generic model of two-stage grid-connected PV systems with primary frequency response and inertia emulation,« *Electric Power Systems Research*, svez. 127, pp. 186-196, 2015.
- [29] S. Nanou, A. Papakonstantinou i S. Papathanassiou, »Control of a PV generator to maintain active power reserves during operation,« u *Proceedings of the 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC)*, Frankfurt, Germany, 2012.
- [30] P. P. Zarina, S. Mishra i P. C. Sekhar, »Exploring frequency control capability of a PV system in a hybrid PV-rotating machine-without storage system,« *Int. J. Electr. Power Energy Syst*, svez. 60, pp. 258-267, 2014.
- [31] H. Xin, Y. Liu, Z. Wang, D. Gan i T. Yang, »A New Frequency Regulation Strategy for Photovoltaic Systems Without Energy Storage,« *IEEE Trans. Sustain. Energy*, svez. 4, br. 4, p. 985-993, 2013.

- [32] R. Rajan i F. M. Fernandez, »Grid Inertia Based Frequency Regulation Strategy of Photovoltaic System Without Energy Storage,« u *International CET Conference on Control, Communication, and Computing (IC4)*, 2018.