

Univerzitet Crne Gore
Elektrotehnički fakultet, Podgorica



MILENA BOGETIĆ

**REALIZACIJA ADAPTIVNE VIRTUELNE INERCIJE EES-a
UPOTREBOM *FUZZY LOGIC* KONTROLE ZA RAZLIČITE
NIVOE PENETRACIJE IZ OIE**

MASTER RAD

Podgorica, januar 2024.

PODACI I INFORMACIJE O KANDIDATU

Ime i prezime: Milena Bogetić

Datum i mjesto rođenja: 29.06.1998. godine, Podgorica, Crna Gora

Naziv završenog osnovnog studijskog programa i godina završetka studija: Energetika i automatika, 2020. godine

INFORMACIJE O MASTER RADU

Naziv master studija: Energetika i automatika, smjer Elektroenergetski sistemi

Naslov rada: Realizacija adaptivne virtuelne inercije EES-a upotrebom *fuzzy logic* kontrole za različite nivoe penetracije iz OIE

Fakultet/Akademija na kojem je rad odbranjen: Elektrotehnički fakultet, Podgorica

UDK, OCJENA I ODBRANA MASTER RADA

Datum prijave master rada: 18.11.2022. godine

Datum sjednice Vijeća univerzitetske jedinice na kojoj je prihvaćena tema: 14.12.2022. godine

Mentor: Prof. dr Zoran Miljanić

Komisija za ocjenu rada:

1. Prof. dr Vladan Radulović, ETF Podgorica
2. Prof. dr Zoran Miljanić, ETF Podgorica
3. Prof. dr Saša Mujović, ETF Podgorica

Komisija za odbranu rada:

1. Prof. dr Vladan Radulović, ETF Podgorica, predsjednik
2. Prof. dr Zoran Miljanić, ETF Podgorica, mentor
3. Doc. dr Snežana Vujošević, ETF Podgorica, član

Datum odbrane: 30.04.2024. godine

Datum promocije: _____

Ime i prezime autora: Milena Bogetić, BSc

ETIČKA IZJAVA

U skladu sa članom 22 Zakona o akademskom integritetu i članom 18 Pravila studiranja na master studijama, pod krivičnom i materijalnom odgovornošću, izjavljujem da je magistarski rad pod naslovom

"Realizacija adaptivne virtuelne inercije EES-a upotrebom *fuzzy logic* kontrole za različite nivoe penetracije iz OIE"

moje originalno djelo.

Podnosilac izjave,

Milena Bogetić, BSc

Milena Bogetić

U Podgorici, dana 09.01.2024. godine

Predgovor

Tradicionalne elektrane kao resurs za proizvodnju električne energije koriste obnovljive energente (fosilna goriva). Proizvodnja iz takvih jedinica je ograničena količinom zaliha pomenutih resursa kao i štetnim uticajem koje ostvaruju emitujući štetne gasove u toku eksploatacije.

Prethodno navedeni razlozi dovode do ukidanja ili smanjenja korišćenja konvencionalnih elektrana, i povećanja proizvodnje iz obnovljivih izvora električne energije (OIE). Trend povećanja proizvodnje iz OIE usložnjava problematiku održavanja stabilnosti elektroenergetskog sistema (EES). Naime, proizvodne jedinice koje koriste obnovljive resurse za proizvodnju električne energije (vjetar, sunce) imaju varijabilnu proizvodnju koja zavisi od meteoroloških prilika pri čemu je moguća pojava neplaniranog deficita ili suficita snage. Dodatno, alternativni OIE (vjetroelektrane i solarne elektrane) su na mrežu priključeni preko elemenata energetske elektronike. Takve jedinice ne sadrže rotirajuće djelove, odnosno statični su. Kinetička energija koja je sadržana u rotirajućim djelovima (rotor – osovina) koje posjeduju konvencionalne elektrane imaju bitnu ulogu u regulaciji frekvencije. Naime, u trenutku začeca poremećaja oslobađajući, odnosno apsorbujući energiju prigušuju se oscilacije frekvencije, čime se smanjuje brzina promjene frekvencije (*Rate-of-Change-of-Frequency* - RoCoF) i minimalna, odnosno maksimalna vrijednost frekvencije koju sistem dostiže u toku poremećaja (*nadir*). Fenomen težnje da sinhroni generator (SG) zadrži svoje prethodno stanje, odnosno brzinu rotiranja nakon poremećaja je poznat pod pojmom inercija generatora i zavisi od njegovih konstruktivnih karakteristika.

Jedno od mogućih rješenja jeste emulacija postojanja inercije implementacijom virtuelne inercije (VI). Sistem VI se sastoji od sistema za skladištenje energije (*Energy Storage System* – ESS), invertora pomoću kojeg se upravlja aktivnom snagom iz ESS-a, kao i odgovarajućeg kontrolera. Parametrizacijom kontrolera kroz niz pravila koje koristi za svoj rad emulira se efekat postojanja SG iako se kao izvor energije koristi sistem za skladištenje energije.

U radu je predloženo rješenje implementacije VI u cilju omogućavanja veće integracije OIE, čije performanse sistema regulacije su date korišćenjem grafičkog i analitičkog prikaza parametara stabilnosti (RoCoF, *nadir* i vrijeme stabilizacije) pri različitim nivoima integracije alternativnih OIE tokom poremećaja pri istoj veličini snage ispada. U radu su implementirana tri sistema regulacije. Prvi sistem regulacije koristi postojeće regulacione resurse posmatranog sistema. Drugi sistem regulacije osim postojećih regulacionih resursa ima dodatnu regulaciju iz nove regulacione HE. Treći sistem regulacije osim postojećih regulacionih resursa ima dodatnu regulaciju iz VI.

Osnovni cilj rada jeste prikaz korišćenja adaptivne VI u cilju omogućavanja veće integracije alternativnih OIE, odnosno donošenje zaključaka o potrebi za implementacijom VI pri različitim nivoima integracije alternativnih OIE. Takođe, u radu je dat predlog dimenzionisanja sistema za skladištenje energije pri različitim nivoima integracije OIE u cilju optimalnog rada VI.

Izvod rada

Povećanje snage proizvodnje iz alternativnih OIE smanjuje ukupnu inerciju sistema čime se smanjuje robusnost sistema. Sistem postaje osjetljiviji na promjene aktivne snage, pri čemu se usložnjava problematika održavanja stabilnosti sistema.

Jedna od mjera povećanja inercije sistema jeste implementacija virtuelne inercije (VI). Virtuelna inercija se sastoji od sistema za skladištenje energije, invertora i odgovarajućeg kontrolera.

U radu je implementiran upravljački krug VI na primjeru EES-a Crne Gore. Koristi se *fuzzy logic* kontroler koji se parametrizuje na način da sistem VI emulira ponašanje sinhronog generatora (SG). Osnovne prednosti *fuzzy logic* kontrolera za upravljanje nelinearnim sistemom jeste mogućnost rada i sa nepouzdanim ulaznim podacima, ne zahtjeva poznavanje matematičkog modela sistema kojim upravlja, ne zahtjeva prethodnu linearizaciju matematičkih relacija koje opisuju sistem, čime se povećava preciznost izlaznih podataka. Korišćenjem *fuzzy logic* kontrolera koji upravlja invertorom, iz sistema za skladištenje energije se odaje ili apsorbuje optimalna izlazna aktivna snaga u odnosu na promjenu aktivne snage u mreži i frekvencije sistema.

U radu su prikazana četiri slučaja sa različitim nivoom penetracije alternativnih OIE i njihov uticaj na parametre stabilnosti sistema pri istoj snazi ispada. Posmatrani nivoi proizvodnje iz alternativnih OIE su 21.45%, 59.5% i 95% vršne snage konzuma i 94.2% minimalne snage konzuma Crne Gore. Povećanjem snage iz pomenutih jedinica smanjuje se ukupna konstanta inercije pri čemu se uočava negativan efekat na parametre stabilnosti sistema.

Implementirana su tri sistema regulacije u cilju poređenja tradicionalnog načina regulacije frekvencije korišćenjem regulacionih hidroelektrane (HE), sa dodatom regulacijom iz VI. Prvi sistem regulacije čine postojeći regulacioni resursi (HE Perućica i HE Piva). Drugi sistem regulacije osim postojećih regulacionih resursa ima dodatnu regulaciju iz VI. Treći sistem regulacije osim postojećih regulacionih resursa ima regulaciju iz dodate regulacione HE. Cilj implementacije trećeg sistema regulacije jeste poređenje performanse sistema regulacije dobijene izgradnjom nove regulacione HE i izgradnjom postrojenja za virtuelnu inerciju.

Uočava se pozitivan efekat postojanja VI na parametre stabilnosti sistema (RoCoF, *nadir*) u toku ispada. Takođe, u radu je grafički prikazana potrebna snaga kao i utrošena energija iz ESS-a za različite nivoe integracije alternativnih OIE u cilju optimalnog rada VI.

Simulacija rada sistema regulacije implementiranih na primjeru realnog EES-a je izvršena koristeći MATLAB/Simulink. Podatke koji su potrebni u cilju implementacije modela ustupila je Elektroprivreda Crne Gore.

Ključne riječi: Virtuelna inercija, obnovljivi izvori energije, konstanta inercije, stabilnost elektroenergetskog sistema, regulacija frekvencije.

Abstract

Increasing the generation capacity from alternative renewable energy sources (RES) reduces the overall system inertia, and thus the robustness of the system. The system becomes more sensitive to changes in active power, and maintaining system stability becomes more complicated.

One of the measures to increase system inertia is the implementation of virtual inertia (VI). Virtual inertia consists of an energy storage system, an inverter, and a suitable controller.

In this paper, a VI control loop is implemented on the example of the energy power system (EPS) of Montenegro. The parameterization of fuzzy logic controller is made to emulate behavior of synchronous generator (SG). The basic advantages of a fuzzy logic controller for controlling a non-linear system includes the ability to work with unreliable input data. It does not require knowledge of the mathematical model of the system it controls, nor prior linearization of the mathematical relations which describe the system, thus increasing the precision of the output data. By using a fuzzy logic controller that controls the inverter, the optimal output active power is generated or absorbed from the energy storage system (ESS) in relation to change in active power in the network and system frequency.

This paper presents four cases with different levels of penetration of alternative RES and their impact on system stability parameters at the same outage power. The observed levels of generation from alternative RES are 21.45%, 59.5%, and 95% of the peak consumption power, and 94.2% of the minimum consumption power of Montenegro. By increasing the power from these units, the overall inertia constant is reduced, with a negative effect on the system stability parameters.

Three control systems were implemented in order to compare the traditional method of frequency control using hydro power plant control systems, with added control from VI. The first control system consists of existing control resources (hydro power plant Perućica and Piva). The second control system, besides existing control resources, has additional control from VI. The third control system, apart from the existing control resources, has control from the added control hydro power plant.

The aim of the implementation of the third control system is to compare the performance of the control system obtained by the construction of a new control hydro power plant and the construction of a virtual inertia plant. A positive effect of the presence of VI on system stability parameters (RoCoF, nadir) during a power outage is observed. Additionally, the paper graphically illustrates the required power, as well as the consumed energy from the ESS for different levels of integration of alternative RES in order to optimize the operation of VI.

The simulation of the operation of the control systems implemented on the example of the real power system was performed using MATLAB/Simulink. The data required for the implementation of the model was provided by the Electric Power Company of Montenegro.

Keywords: Virtual inertia, renewable energy sources, inertia constant, power system stability, frequency regulation.

Sadržaj :

1. UVOD.....	1
2. INERCIJA I NJEN ZNAČAJ PRI REGULACIJI FREKVENCIJE	3
3. STABILNOST ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA	6
3.1. Regulacija frekvencije	6
3.2. Modelovanje primarne regulacije	7
3.3. Modelovanje sekundarne regulacije	12
3.4. Uticaj inercije i faktora prigušenja na promjenu frekvencije tokom poremećaja	12
4. OBNOVLJIVI IZVORI ENERGIJE I NJIHOV UTICAJ NA STABILNOST EES-a.....	16
4.1. Uticaj OIE na inerciju sistema	17
4.2. Tehnike i načini povećanja inercije sistema	18
5. KONCEPT VIRTUELNE INERCIJE I TOPOLOGIJE ZA NJENU IMPLEMENTACIJU	20
5.1. Modeli bazirani na emulaciji rada sinhronog generatora.....	21
5.2. Modeli bazirani na jednačini njihanja.....	28
5.3. Modeli bazirani na frekventnom odzivu	30
5.4. Model zasnovan na <i>droop</i> karakteristikci	37
6. IMPLEMENTACIJA VIRTUELNE INERCIJE NA PRIMJERU REALNOG	
ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA	39
7. ANALIZA SLUČAJA IMPLEMENTACIJE VIRTUELNE INERCIJE NA PRIMJERU	
REALNOG ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA.....	46
7.1. Slučaj : Ispad najveće proizvodne jedinice za slučaj vršnog opterećenja pri integraciji VE snage 21,45% snage konzuma i ukupnoj snazi iz OIE koja čini 63,63% snage konzuma	47
7.2. Slučaj : Ispad najveće proizvodne jedinice za slučaj vršnog opterećenja pri integraciji VE i FN snage 59,5% snage konzuma i ukupnoj snazi iz OIE koja čini 63,63% snage konzuma	55
7.3. Slučaj : Ispad snage 200 MW za slučaj vršnog opterećenja pri integraciji VE i FN snage 95% snage konzuma i ukupnoj snazi iz OIE koja čini 100% snage konzuma	60
7.4. Slučaj : Ispad snage 72,72 MW za slučaj minimalnog opterećenja snage 200 MW pri integraciji VE i FN snage 94,2% snage konzuma i ukupnoj snazi iz OIE koja čini 100% snage konzuma.....	65
8. ANALIZA DOBIJENIH REZULTATA.....	69
9. ZAKLJUČAK	71
LITERATURA	73

Lista skraćenica:

VI – Virtuelna Inercija
EES – Elektroenergetski Sistem
VE – Vjetroelektrana
HE – Hidroelektrana
TE – Termoelektrana
DIE – Distribuirani Izvori Energije
OIE – Obnovljivi izvori energije
SM – Sinhrona Mašina
EU – Evropska Unija
SK – Sinhroni Kompenzator
RoCoF – Rate of Change of Frequency
SG – Synchronous Generator
VISMA – Virtual Synchronous Machine
VSG – Virtual Synchronous Generator
ESS – Energy Storage System
PMU – Phasor Measurement Unit
DFT – Discrete Fourier Transform
IEA – International Energy Agency
PMS – Power Manager System
EI-DG – Electronically Interfaced Distributed Generation Unit
VCO – Voltage Controlled Oscillator
PLL – Phase Loked Loop
SPC – Synchronous Power Controller
PWM – Pulse Width Modulation
DC – Direct Current
AC – Alternating Current
KHI – Kawasaki Heavy Industries
ENTSOE-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity

1. UVOD

Usljed sve veće potražnje električne energije, povećane upotrebe neobnovljivih resursa kao što su nafta, uglj itd., kao i ograničenosti njihovih zaliha, ekoloških problema izazvanih korišćenjem pomenutih resursa, postoji sve veća potreba za sve većim korišćenjem obnovljivih izvora energije (OIE). Integracija OIE (naročito vjetroelektrana i solarnih panela) se značajno povećava, i trend rasta udjela OIE u mreži je od posebnog značaja za ostvarivanje održivog razvoja u elektroenergetici, smanjenja štetnog uticaja na okolinu, kao i postizanje energetske nezavisnosti. Da bi se omogućila integracija vjetroelektrana, solarnih elektrana potrebno ih je priključiti na mrežu preko invertora. Invertori (i svi ostali elementi energetske elektronike) su statični, odnosno ne sadrže rotirajuće djelove. To implicira nepostojanje inercije iz takvih proizvodnih kapaciteta, što dovodi do smanjenja ukupne inercije sistema [1-3]. Dodatno, zbog ograničenosti zaliha neobnovljivih resursa koje za svoj rad koriste tradicionalne elektrane (termoelektrane, gasno-turbinske elektrane, gasne elektrane, nuklearne elektrane) kao i njihovog štetnog uticaja na životnu sredinu može se očekivati trend ubrzanog ukidanja pomenutih elektrana. Tradicionalne elektrane su osnovni stvaraoci inercije zbog postojanja obrtnih masa, odnosno sistema rotor-osovina.

Inercija se akumulira u kinetičkoj energiji obrtnih masa, i ima važnu ulogu u procesu regulacije frekvencije na samom začetku poremećaja u sistemu. Naime, prilikom nastanka poremećaja bilansa aktivnih snaga u sistemu, sistem obrtnih masa teži da zadrži svoju nominalnu – sinhronu brzinu, oslobađajući kinetičku energiju i prigušujući oscilacije frekvencije sistema. Postojanjem inercije se smanjuje uticaj debalansa aktivnih snaga na promjenu frekvencije, pomažući sistemu da održi stabilnost [4,5]. Ukidanjem tradicionalnih elektrana, i većom integracijom proizvodnje iz vjetroelektrana i solarnih panela smanjuje se ukupna inercija sistema [6]. Smanjenje inercije sistema je usko povezana sa osnovnim parametrima stabilnosti sistema kao što su devijacija frekvencije u toku poremećaja, brzina promjene frekvencije (*rate-of-change-of-frequency* RoCoF), *nadir* (minimalna/maksimalna vrijednost frekvencije u toku poremećaja).

Dakle, da bi se obezbijedila nesmetana integracija OIE potrebno je prevazići problem smanjenja inercije i održati stabilnost sistema. Jedno od rješenja može predstavljati dodavanje kontrolnog kruga virtuelne inercije (VI). Pojam „virtuelna inercija“ potiče iz same svrhe njenog korišćenja, a to je emulacija rada sinhronog generatora (SG) u toku poremećaja bez postojanja obrtnih rotacionih masa, već korišćenjem upravljačkog kruga virtuelne inercije, sistema za skladištenje energije (*Energy storage system* - ESS), i invertora [7]. Dakle, ideja je simulirati ponašanje SG i uvećati inerciju sistema tokom poremećaja, tako da se u skladu sa ostalim nivoima regulacije (primarna i sekundarna regulacija) ne naruši stabilnost EES-a u mrežama sa dominantnim udjelom proizvodnje iz varijabilnih izvora električne energije. Sistem kontrole virtuelne inercije se još naziva i *virtual synchronous machine* (VISMA) ili *virtual synchronous generator* (VSG) [8-10].

Virtuelna inercija se sastoji od sistema za skladištenje električne energije (*energy storage system* – ESS), upravljačkog kruga sa odgovarajućim kontrolerom koji sadrži logiku upravljanja i invertora. Kao izvor dodate aktivne snage koristi se ESS, dok je inverter resurs preko kojeg se vrši fino regulisanje odate/apsorbovane snage u/iz mreže [11].

U radu se simulira rad mreže sa različitim nivoima penetracije OIE, kao i različitih vrijednosti konstantne inercije H i faktora prigušenja D . Modeluju se tri nivoa regulacije – primarna, sekundarna i dodata regulacija iz kruga virtuelne inercije. Analiziraju se osnovni parametri stabilnosti sistema (devijacija frekvencije, RoCoF i *nadir*) sa i bez dodatog upravljačkog kruga virtuelne inercije.

Upoređuje se promjena navedenih parametara sistema sa različitim nivoima integracije OIE bez dodavanja kontrolnog kruga virtuelne inercije. Uočava se negativni uticaj smanjenja konstante inercije i faktora prigušenja na parametre stabilnosti, kao i pozitivan uticaj dodatog kruga virtuelne inercije na održavanje stabilnosti EES-a.

Većim udjelom proizvodnje iz varijabilnih izvora se usložnjava problematika planiranja proizvodnje, odnosno angažovanja agregata zbog činjenice da mogućnost proizvodnje iz tih proizvodnih kapaciteta direktno zavisi od vremenskih uslova. Iz tog razloga u radu će biti implementirana adaptivna virtuelna inercija, koja će mijenjati svoje parametre u zavisnosti od nivoa zastupljenosti OIE, odnosno od nivoa greške aktivne snage koju unose varijabilni izvori električne energije.

Osnovni motiv sinteze virtuelne inercije je ostvarivanje nesmetane integracija OIE, olakšavajući proces ukidanja tradicionalnih izvora električne energije, povećanje stepena iskorišćenja zelene energije, smanjenje negativnog utica

ja na životnu sredinu, postizanje energetske nezavisnosti EES-a.

Rad se sastoji od 8 poglavlja i literature :

U drugom poglavlju je objašnjen pojam inercije sistema kao i njen značaj pri regulaciji frekvencije i održavanju stabilnosti EES-a.

U trećem poglavlju je predočena podjela stabilnosti EES-a, nivoa regulacije, kao i predstavljanje matematičkih modela primarne i sekundarne regulacije. Opisan je uticaj inercije i faktora prigušenja na održavanje stabilnosti EES-a.

U četvrtom poglavlju je objašnjen pojam i podjela OIE, značaj povećanja proizvodnje iz njih, kao i uticaj većeg stepena integracije OIE na ukupnu konstantu inercije sistema.

U petom poglavlju je objašnjen pojam i struktura virtuelne inercije, kao i različite topologije i modeli njene realizacije.

U šestom poglavlju je dato objašnjenje modela koji je implementiran u Simulink-u. Dat je prikaz matematičkog modela kontrolera virtuelne inercije koji se koristi u radu, kao i ulazni podaci o generatorima koji su od značaja za implementaciju primarne i sekundarne regulacije frekvencije.

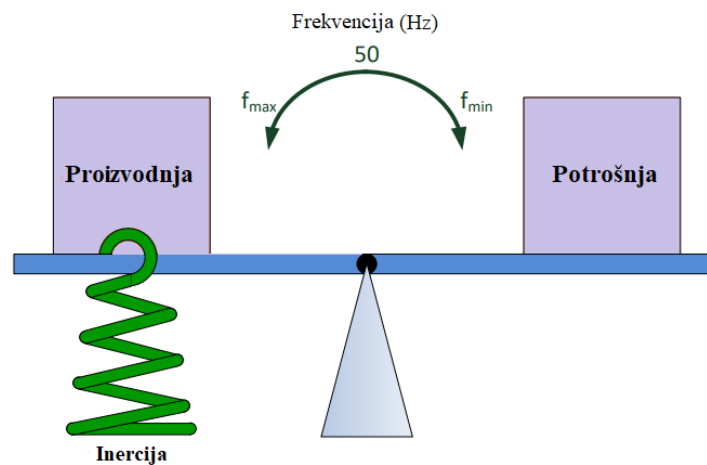
U sedmom poglavlju su obrađena četiri slučaja sa različitim nivoom penetracije iz OIE. U okviru sva četiri slučaja modelovana su tri različita sistema regulacije, sa i bez virtuelne inercije u cilju analize i poređenja parametara stabilnosti koji su ostvareni korišćenjem navedenih sistema regulacije.

U osmom poglavlju dat je tabelarni pregled izvršene analize kojom se porede dobijeni rezultati odvojeno za svaki slučaj i sistem regulacije u odnosu na standard koji definiše dozvoljene parametre stabilnosti sistema u ostrvskom režimu rada.

2. INERCIJA I NJEN ZNAČAJ PRI REGULACIJI FREKVENCIJE

Uspostavljanje nominalne frekvencije zavisi od jednačine balansa aktivne snage proizvodnih kapaciteta i aktivne snage potrošača. Poremećaj snaga u sistemu odražava se na promjenu frekvencije. Debalans jednačine bilansa snaga može dovesti do oscilacija frekvencije, pri čemu se može ugroziti stabilnost EES-a, dovesti do kaskadnih ispada dalekovoda (DV), oštećenja visokonaponske (VN) opreme, preopterećenja DV, i konačno do raspada sistema. Da bi se izbjegao takav scenario potrebno je blagovremeno angažovati resurse regulacije frekvencije kako bi sistem ostao stabilan i pouzdan.

Narušavanje ravnoteže aktivnih snaga između proizvodnih kapaciteta i opterećenja utiče na brzinu obrtanja rotora generatora. Brzina obrtanja rotora je usko povezana sa frekvencijom sistema [12]. Što implicira da svaki poremećaj u sistemu, bilo da je izazvan promjenom snage opterećenja, ispadom DV ili ispadom nekog proizvodnog kapaciteta dovodi do promjene brzine rotora.



Slika 2.1. Ilustrativni prikaz odnosa balansa aktivnih snaga, inercije i vrijednosti frekvencije [13].

Slika 2.1. ilustrativno prikazuje značaj inercije u procesu debalansa snaga proizvodnje i potrošnje. Naime, u slučaju balansa aktivnih snaga, frekvencija sistema zauzima ravnotežni položaj – ima nominalnu vrijednost. Ukoliko se dogodi deficit snage u mreži, snaga potrošnje je veća od snage proizvodnje. U tom slučaju, frekvencija sistema se smanjuje, jer se brzina obrtanja obrtnih masa smanjuje. Opruga se tada razvija, u cilju spuštanja tega na kojem se nalazi proizvodnja. Odnosno, inercioni odziv je takav da se oslobađa akumulirana energija u obrtnim masama generatora u cilju povećanja brzine obrtanja. U slučaju veće snage proizvodnje, frekvencija sistema raste, jer se brzina obrtanja obrtnih masa povećava. Inercioni odziv je takav da se apsorbira kinetička energija u obrtnim masama SG, tako da prigušuje ubrzanje rotora.

Ponašanje SG u toku prelaznih procesa ogleda se u jednačini njihanja [16]:

$$J_S \frac{dw}{dt} = \frac{P_m}{w} - \frac{P_e}{w} \quad (2.1)$$

Gdje je: J_S - momenat inercije [$\frac{\text{kg}}{\text{m}^2}$]

w - kružna učestanost rotora [$\frac{\text{rad}}{\text{s}}$]

P_m - mehanička aktivna snaga generatora [W]

P_e - električna snaga na izlazu generatora [W]

Iz jednačine njihanja SG (2.1) se uočava relacija između ubrzanja rotora i balansa mehaničke snage generatora na ulazu rotora i električne snage na izlazu generatora (snaga koja se predaje potrošačima). U normalnom režimu rada ostvaren je balans između mehaničke i električne snage generatora, i tada je ubrzanje rotora jednako 0, a brzina obrtanja je nominalna. Ukoliko se dogodi poremećaj u mreži (ispad DV, potrošača, itd.) tako da se smanji električna snaga koja se predaje mreži dolazi do debalansa aktivnih snaga i to na način da je $P_m > P_e$, $\frac{dw}{dt} > 0$, što dovodi do ubrzanja rotora i povećanja vrijednosti frekvencije. Suprotno, ukoliko se dogodi ispad proizvodne jedinice, odnosno smanjenje mehaničke snage, tada je je $P_m < P_e$, $\frac{dw}{dt} < 0$ dolazi do usporenja rotora, odnosno do smanjenja frekvencije [14-17].

Iz jednačine (2.1) uočava se da je ubrzanje rotora obrnuto proporcionalno momentu inercije, što dovodi do zaključka da ukoliko se dogodi poremećaj balansa aktivnih snaga veličina momenta inercije definiše stepen osjetljivosti promjene ubrzanja rotora na poremećaje u mreži. Pri većoj vrijednosti momenta inercije prigušuju se oscilacije frekvencije, odnosno smanjuje apsolutna vrijednost ubrzanja rotora, i obrnuto. Izvodi se zaključak da mreže sa većom vrijednošću momenta inercije su krutije, odnosno devijacije frekvencije su manje u slučaju istih jačina poremećaja u mrežama sa manjom veličinom momenta inercije.

Na samom začetku poremećaja, kinetička energija akumulirana u rotacionim masama agregata kompenzuje inicijalnu promjenu brzine obrtanja sistema rotor-osovina. To je prirodan odziv sistema obrtnih masa da zadrže svoje prethodno – nominalno obrtanje, i naziva se inercija generatora, a kvantitativno se izražava momentom inercije generatora. Snaga inercije je akumulirana u kinetičkoj energiji obrtnih masa generatora [18]:

$$\Delta P_i = \frac{dE_k}{dt} \quad (2.2)$$

Gdje je: ΔP_i - snaga inercije koja služi da nadomjesti početni debalans aktivnih snaga [W].

E_k - kinetička energija koja se oslobađa iz sistema obrtnih masa u cilju prigušenja oscilacija frekvencije [J].

$$E_k = \frac{1}{2} J_S w^2 \quad (2.3)$$

Iz jednačine (2.3) uočava se da akumulirana kinetička energija u obrtnim masama zavisi od vrijednosti momenta inercije generatora J_s , sa obzirom na činjenicu da kružna učestanost w je nominalna i sistemska vrijednost.

Tabela 2.1.: Odnos između snage debalansa, momenta inercije i ubrzanja rotora [16].

Snaga debalansa ΔP	Momenat inercije J_s	Ubrzanje rotora $\frac{dw}{dt}$
= 0	Veća vrijednost J_s	Manja apsolutna vrijednost $\frac{dw}{dt}$
≠ 0	Manja vrijednost J_s	Veća apsolutna vrijednost $\frac{dw}{dt}$

U tabeli 2.1. je prikazana međusobna veličine inercije generatora i brzine promjene frekvencije.

Konstanta inercije sinhronne mašine (SM) je izražena sljedećom relacijom [87]:

$$H_{SM} = \frac{E_{k,naz}}{S_M} \quad (2.4)$$

Gdje je : $E_{k,naz}$ - kinetička energija akumulirana u obrtnoj masi pri nazivnoj brzini [MJ]

S_M - prividna snaga SM [MVA].

Slično, ukupna inercija sistema H_s je inercija sadržana u cijelom sistemu (svim sinhronim mašinama) koje se zajedno odupiru promjeni frekvencije [87]:

$$H_s = \frac{E_{k,s,naz}}{S_s} \quad (2.5)$$

Gdje je : H_s ukupna konstanta inercije sistema [s]

$E_{k,s,naz}$ – ukupna kinetička energija akumulirana u obrtnoj masi svih generatora priključenih na sistem pri nazivnoj brzini [J]

S_s – ukupna prividna snaga svih generatora priključenih na sistem [VA]

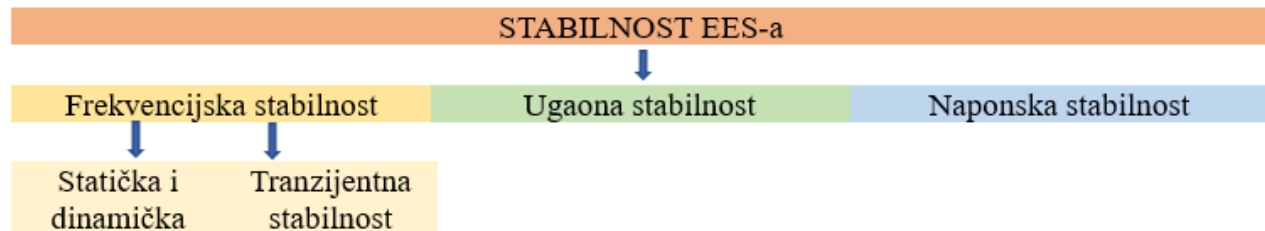
Vrijednost konstante inercije zavisi od izvedbe rotora, odnosno od tipa generatora. U tabeli 2.2. su dati opsezi konstante inercije u zavisnosti od tipa generatora i broja pari polova :

Tabela 2.2. : Vrijednost konstante inercije u zavisnosti od tipa generatora [16].

Tip generatora	Vrijednost konstante inercije H $[\frac{MW*s}{MVA}]$
Hidroelektrana	2 - 4
Termoelektrana (p = 2)	2.5 - 6
Termoelektrana (p = 4)	4 - 10

3. STABILNOST ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA

Stabilnost EES-a je svojstvo sistema da ostane u stanju pogonske ravnoteže u normalnim radnim uslovima i da poslije pojave određenih poremećaja ponovo dođe u stanje ravnoteže.



Slika 3.1. Podjela stabilnosti EES-a.

Frekvencijska stabilnost je sposobnost mreže da održava vrijednost frekvencije u dopustljivim granicama nazivne vrijednosti frekvencije sistema. U zavisnosti od vrste i jačine poremećaja razlikuje se statička, dinamička i tranzijentna stabilnost.

Statička stabilnost je sposobnost mreže da reguliše male poremećaje u sistemu (postepena promjena opterećenja), pri čemu održava nominalnu vrijednost frekvencije.

Dinamička stabilnost je sposobnost mreže da održi stabilnost pri malim, ali dugotrajnim poremećajima.

Tranzijentna stabilnost je sposobnost sistema da ostane stabilan nakon većih poremećaja kao što su nagle promjene opterećenja, promjene konfiguracije mreže, ispadi raznih elemenata uslijed kvarova (dalekovoda, transformatora, generatora, itd...). Studije tranzijentne stabilnosti su važne za planiranje i eksploataciju EES-a, jer od njih zavisi podešenja zaštitnih releja, odabir kritičnog vremena isključenja, veličina prekograničnih kapaciteta, itd...

Ugaona stabilnost ili stabilnost ugla rotora je sposobnost sinhronne mašine da ostane u sinhronizmu i nakon poremećaja, odnosno da se uglovi rotora stabilizuju na konačnu vrijednost i zauzmu novo ravnotežno stanje. Ugaona stabilnost zavisi od razlika uglova između generatora koji rade u sinhronizmu.

Naponsko-reaktivna stabilnost je sposobnost sistema da zadrži nominalne vrijednosti napona (ili u dozvoljenim opsezima u okviru nominalne vrijednosti) u svim čvorovima u mreži. Naponsko reaktivna stabilnost je lokalnog karaktera, i zavisi od zadovoljenja potreba reaktivne snage [20-23].

3.1. Regulacija frekvencije

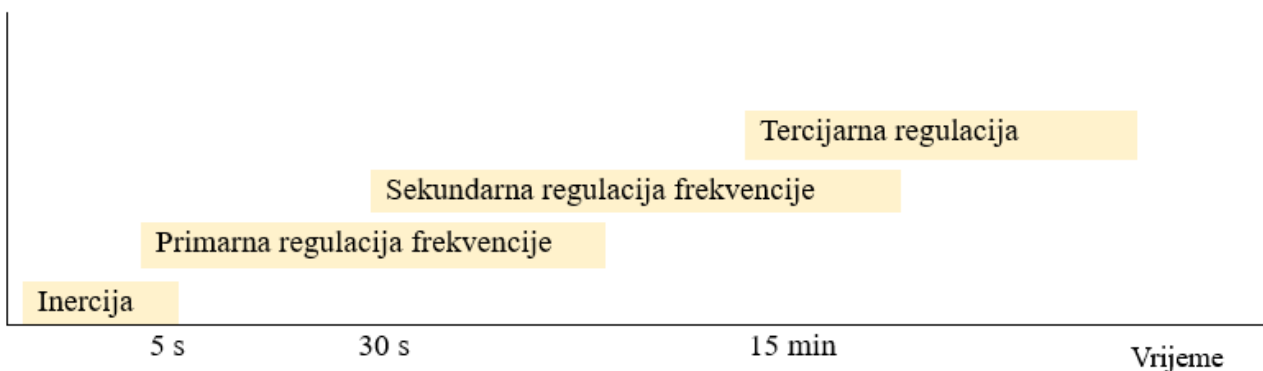
Inercija je prirodan i spontan odziv rotacionih masa generatora da zadrže svoje prethodno kretanje. Ovaj fenomen nastupa prvi u procesu regulacije frekvencije.

Primarna regulacija se realizuje pomoću regulatora primarnih pogonskih mašina sinhronih generatora (parne, gasne i hidraulične turbine). Regulatori koriste informacije o promjeni frekvencije i kontrolišu dotok radnog fluida u kolima primarnih mašina, tako da se smanjuje ili povećava izlazna

snaga generatora. Svi generatori koji učestvuju u primarnoj regulaciji frekvencije će doprinijeti u vidu promjene generisanja aktivne snage, bez obzira na lokaciju poremećaja. Veličina stalnog statizma generatora definiše stacionarnu grešku turbinskog regulatora, koja onemogućava vraćanje frekvencije na nominalnu vrijednost korišćenjem samo primarne regulacije. Međutim, postojanje statizma je neophodno za preraspodjelu opterećenja između grupa generatora koji su paralelno priključeni na mrežu.

Tada nastupa sekundarna regulacija, koja djeluje na referentnu vrijednost turbinskih regulatora u cilju anuliranja stacionarne greške primarnih turbinskih regulatora, ili promjene odate snage agregata. Ona djeluje naknadno, superponirajući se na primarnu regulaciju, a potiče od centralizovanog sekundarnog regulatora. Regulatori koji učestvuju u primarnoj i sekundarnoj regulaciji su *regulacioni agregati*.

Tercijarna regulacija je naknadno djelovanje na promjenu referentnih vrijednosti primarnih turbinskih regulatora, u cilju preraspodjele opterećenja među agregatima. Tercijarna regulacija uzima u obzir ekonomski kriterijum kao usvojeni optimizacioni kriterijum [19,23,24].

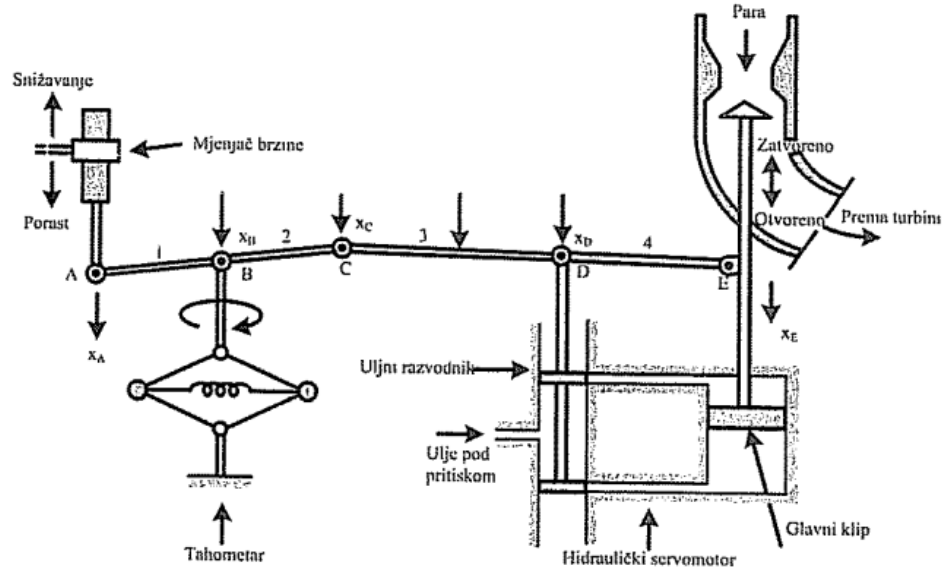


Slika 3.1.1. Grafički prikaz vremenskog opsega djelovanja nivoa regulacije frekvencije[16].

3.2. Modelovanje primarne regulacije

Primarna regulacija se vrši pomoću turbinskog regulatora, ili tzv. regulatora brzine turbine [19].

Organ koji služi za prepoznavanje promjene brzine naziva se tahometar. Njegova osovina se okreće brzinom koja je proporcionalna brzini obrtanja turbine, pri određenom položaju njegovih ravnotežnih kugli. Položaj kugli tahometra određen je centripetalnom silom kugli i polugama regulatora, dok sa druge strane zavisi od sile koju stvara težina pokretnog dijela regulatora.



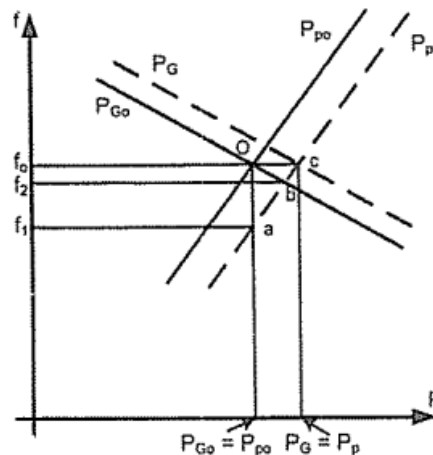
Slika 3.2.1. Regulacija brzine primarnog turbinskog regulatora [19].

Položaj zgloba E zavisi od pritiska koji se nalazi u hidrauličkom servomotoru, a koji zavisi od položaja glavnog klipa. Glavni klip se pomjera vertikalno naviše ili naniže u zavisnosti od dotoka ulja pod pritiskom. Ukoliko ulje pod pritiskom prođe sa donje strane glavnog klipa gura klip naviše, i obrnuto. Protok ulja zavisi od položaja pokretnog zgloba D, čiji položaj diktiraju položaji zglobova B i C. Njihov hod uslovljava i hod zgloba D u istom pravcu.

Ukoliko imamo porast opterećenja u odnosu na početni balans aktivnih snaga, sile koje djeluju na tahometar se međusobno ne poništavaju, već se kuglice približavaju, zglob B, odnosno zglob D se podiže. Na taj način, ulje protiče iznad glavnog klipa spuštajući ga naniže. Poluga koja je vezana za glavni klip dalje oslobađa protok pare dalje ka turbini, i na taj način omogućava povećanje mehaničke snage turbine.

U slučaju povećanja mehaničke snage turbine, ili smanjenja opterećenja, brzina obrtanja turbine raste čime se kuglice tahometra odmiču spuštajući zglob B. Uslijed spuštanja zgloba D, ulje pod pritiskom ulazi u hidraulični servomotor sa donje strane glavnog klipa, podižući zglob E naviše, pri čemu se smanjuje širina ventila za protok pare do turbine.

Za poznavanje rada primarnog turbinskog regulatora potrebno je poznavati njegovu statičku karakteristiku. Statička karakteristika predstavlja osjetljivost promjene frekvencije na promjenu aktivnih snaga. Povećanjem opterećenja smanjuje se brzina obrtanja turbine, odnosno smanjuje se učestanost sistema, dok povećanjem mehaničke snage turbine stvara se ubrzanje okretanja turbine pri čemu se povećava učestanost sistema. Osjetljivost promjene frekvencije na promjene opterećenja, ili mehaničke snage generatora grafički se prikazuje kroz statičku karakteristiku primarnog turbinskog regulatora.



Slika 3.2.2. Statička karakteristika primarnog turbinskog regulatora [19].

U ravnotežnom položaju, pri nominalnoj brzini obrtanja f_0 uspostavlja se ravnoteža aktivnih snaga i tada je $P_{G0} = P_{P0}$. Ukoliko bi došlo do povećanja potrošnje tada bi se karakteristika P_{P0} pomjerila u karakteristiku P_P , a nova frekvencija sistema bi imala vrijednost koja odgovara f_1 . Međutim djelovanjem turbinskog regulatora snage potrošnje i stara vrijednost aktivne snage generatora bi se izjednačili, i sada bi vrijednost frekvencije iznosila f_2 , koja je i dalje niža od prethodne nominalne vrijednosti frekvencije f_0 . Zbog postojanja statizma turbinskog regulatora, samo djelovanjem primarne regulacije frekvencija se neće vratiti na prvobitnu vrijednost. Potrebno je djelovati centralizovanim regulatorom, koji mijenja referentnu karakteristiku generatora P_{G0} u P_G , pri čemu se ostvaruje balans aktivnih snaga P_G i P_P , a frekvencija sistema se vraća na nominalnu vrijednost f_0 . Ovo naknadno dejstvo se naziva sekundarna regulacija, njom se upravlja daljinski, iz centra za dispečing sistema ili komandnog sistema unutar elektrane.

Osjetljivost promjene frekvencije na promjenu aktivne snage se karakteriše nagibom krive statizma regulatora. Nagib krive se računa dijeljenjem diferencijala frekvencije sa deiferencijalnom aktivne snage. Dakle, uzima se određeni segmenat statičke krive primarnog turbinskog regulatora koji određuje promjenu frekvencije po y osi, kao i promjenu snage po x osi. Dijeljenjem priraštaja frekvencije i aktivne snage numerički se dobija koeficijent statizma:

$$s_{\%} = \frac{\frac{\Delta f}{f_n}}{\frac{\Delta P}{P_n}} 100\% \quad (3.2.1)$$

Koeficijent statizma za hidrogeneratore iznosi 2-4%, dok za turbogeneratore je veći i iznosi 5-6%.

Pomeraj zglobova zavise od konstanti k_1 i k_2 koje se karakterišu dužinama poluga 1 i 2, od konstanti mijenjača brzine (djelovanje sekundarne regulacije) i konstatne regulatora brzine. Koeficijenti k_3 i k_4 zavise od dužina poluga 3 i 4 sa slike 3.2.1. Kako je pomjeraj zgloba C uslovljen

promjenom brzine obrtanja turbine i djelovanjem mjenjača brzine, njegov hod se može opisati sljedećom relacijom:

$$\Delta X_C = \Delta f k_1 - \Delta P_C k_2 \quad (3.2.2)$$

Gdje je ΔP_C ostvarena promjena aktivne snage djelovanjem mjenjača brzine.

Hod zgloba D je uslovljen pomjerajem zgloba C, koji utiče na hod zgloba E, što se matematički opisuje sljedećom relacijom :

$$\Delta X_D = \Delta X_C k_3 + \Delta X_E k_4 \quad (3.2.3)$$

Pomjeraj glavnog klipa zavisi od dotoka ulja, koji diktira hod zgloba D, pa se na osnovu toga pomjeraj glavnog sklipa matematički opisuje kao integral pomjeraja klipa D u vremenu :

$$\Delta X_E = k_5 \int \Delta X_D dt \quad (3.2.4)$$

$$\Delta X_E = k_5 \int \Delta X_C k_3 + \Delta X_E k_4 dt = k_5 \int (\Delta f k_1 - \Delta P_C k_2) k_3 + \Delta X_E k_4 dt \quad (3.2.5)$$

Konstanta k_5 zavisi od otvora ventila, geometrije cilindra i pritiska ulja.

U cilju formiranja prenosnih funkcija koje opisuju dejstvo primarne regulacije potrebno je navedene funkcije prebaciti u s domen korišćenjem Laplasove transformacije. Na osnovu toga se dobijaju sljedeće relacije :

$$\Delta F(s) = \mathcal{L}(\Delta f) \quad (3.2.6)$$

$$\Delta X_E(s) = \mathcal{L}(\Delta X_E) \quad (3.2.7)$$

$$\Delta P_C(s) = \mathcal{L}(\Delta P_C) \quad (3.2.8)$$

Kako je integral u vremenskom domenu u Laplasovom domenu $\frac{1}{s}$, jednačina (3.2.5) postaje :

$$\Delta X_E(s) = k_5 \frac{1}{s} (k_1 \Delta F(s) - \Delta P_C(s) k_2) k_3 + \Delta X_E(s) k_4 \quad (3.2.9)$$

Sada promjena glavnog klipa $\Delta X_E(s)$ se može zapisati kao :

$$\Delta X_E(s) = \frac{k_2 k_3 \Delta P_C(s) - k_1 k_3 \Delta F(s)}{k_4 - \frac{s}{k_5}} \quad (3.2.10)$$

Dijeljenjem jednačine (3.2.10) sa konstantom k_4 uvode se sljedeće smjene :

$$R = \frac{k_2}{k_3} \quad - \text{ brzina regulacije [p.u.]} \quad (3.2.11)$$

$$K_S = \frac{k_2 k_3}{k_4} \quad - \text{ statičko pojačanje servomotora [p.u.]} \quad (3.2.12)$$

$$T_S = \frac{1}{k_4 k_5} \quad - \text{ vremenska konstanta servomotora [p.u.]} \quad (3.2.13)$$

$$W_S(s) = \frac{K_S}{1+sT_S} \quad - \text{ prenosna funkcija servomotora [p.u.]} \quad (3.2.14)$$

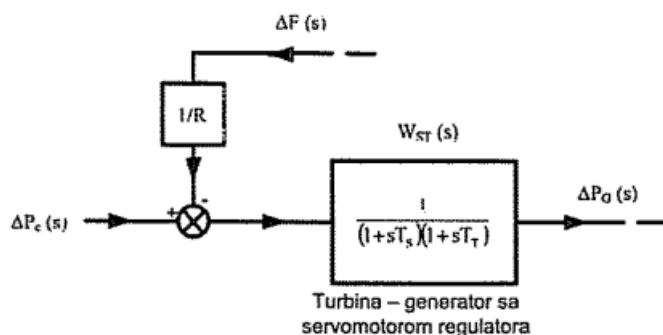
Sada relacija (3.2.10) dobija sljedeći oblik :

$$\Delta X_E(s) = W_S(s) \left(\Delta P_C(s) - \frac{1}{R} \Delta F(s) \right) \quad (3.2.15)$$

Potrebno je pronaći promjenu aktivne snage generatora. Relacija između pomjeraja $\Delta X_E(s)$ i snage generatora zavisi od prenosne funkcije turbine. Turbina se modeluje pojačanjem K_T i vremenskom konstantom T_T :

$$\Delta P_G(s) = \Delta W_T(s) \Delta X_E(s) \quad (3.2.16)$$

$$W_T(s) = \frac{\Delta P_G(s)}{\Delta X_E(s)} = \frac{K_T}{1+sT_T} \quad (3.2.17)$$



Slika 3.2.5. Modelovanje turbinskog regulatora [19].

3.3. Modelovanje sekundarne regulacije

Za modelovanje sekundarne regulacije potrebno je poznavanje vrijednosti koeficijenta sekundarne regulacije bias, koji se eksperimentalno dobija i kreće se u opsegu od 0.98 do 1.02. Integralni kontroler se koristi za kontrolu izlazne snage sekundarne regulacije [16].

$$\Delta P_{ACE}(s) = \frac{K_I}{s} (\beta \Delta f(s)) \quad (3.3.1)$$

Gdje je K_I pojačavač integralnog kontrolera.

3.4. Uticaj inercije i faktora prigušenja na promjenu frekvencije tokom poremećaja

U toku poremećaja, inercioni odziv generatora je prvi stepen u regulaciji frekvencije. Oslobađajući ili apsorbujući kinetičku energiju iz rotacionih masa generatora vrši se prigušenje oscilacija frekvencije. Na taj način, smanjuje se brzina promjene frekvencije RoCoF, i smanjuje se minimalna vrijednost frekvencije koja bi se dostigla u slučaju nepostojanja inercije generatora.

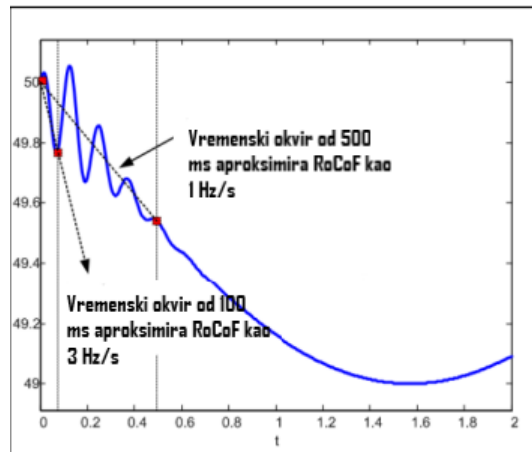
Važan parametar stabilnosti je brzina promjene frekvencije – RoCoF (*rate-of-change-of-frequency*) koja karakteriše dinamiku propada frekvencije. Visoka vrijednost ovog parametra je karakteristična za slabe mreže, sa malom konstantom inercije. Takođe, parametar RoCoF zavisi i od veličine poremećaja, pri čemu veći deficiti snage izazivaju brže promjene frekvencije. Najbrži propad frekvencije se dešava neposredno poslije poremećaja, pa se tada i definiše brzina promjene frekvencije kao izvod funkcije devijacije frekvencije za trenutak $t=0^+$. Kako je izvod linearne funkcije koeficijent nagiba te krive, to se za parametar RoCoF uzima nagib krive devijacije frekvencije neposredno poslije poremećaja, $t=0^+$. Tada parametar RoCoF ima teorijski najvisočiju vrijednost.

Većina naprednih digitalnih brojila, kao npr. PMU – *Phasor Measurement Unit* kao alat za mjerenje RoCoF-a koriste algoritme zasnovane na DFT (*Discrete Fourier Transform*) zbog kraćeg vremenskog intervala kojim se osvježavaju informacije. Korišćenjem DFT parametar RoCoF se računa kao količnik priraštaja frekvencije i priraštaja vremena. Korišćenjem različitog vremenskog okvira za koje se računa parametar RoCoF dobijaju se različite vrijednosti. Vrijednost RoCoF-a se može umnog razlikovati pri vremenskom intervalu od 1ms, 100 ms, 500 ms, itd...

Vremenski priraštaj za koji se računa RoCoF naziva se vremenski okvir usrednjenja RoCoF-a. Prema tome, RoCoF se aproksimira kao [88]:

$$RoCoF = \frac{\Delta f}{T_w} \quad (3.4.1)$$

Gdje je Δf priraštaj frekvencije za određeni vremenski okvir T_w .



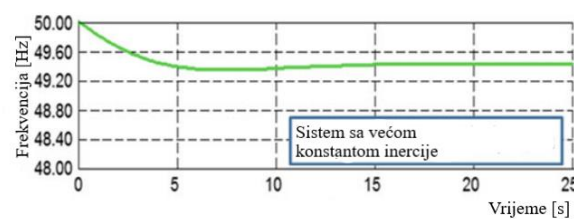
Slika 3.4.1. Primjer računanja RoCoF-a za različiti vremenski okvir usrednjenja [88].

Kraći vremenski okvir usrednjenja daje preciznije rezultate, odnosno rezultate koje su bliži trenutnoj vrijednosti RoCoF-a. Međutim, korišćenjem kraćeg vremenskog okvira usrednjenja greška pri mjerenju frekvencije za koje se računa RoCoF je veća, jer je takvo mjerenje osjetljivije na šumove koje unose grešku u mjerenje.

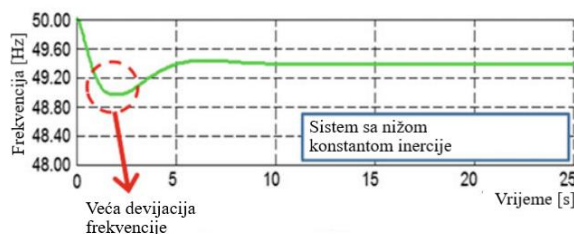
Tipični vremenski okviri koji se koriste za mjerenje RoCoF-a su 100 ms, 500 ms, 1000 ms i 2000 ms. Vrijednost RoCoF-a za trenutak $t=0^+$ je teorijski maksimum vrijednosti RoCoF-a kojeg nije moguće izmjeriti.

Nadir je minimalna/maksimalna vrijednost koju dostiže frekvencija u toku poremećaja. Oba parametra dostižu svoju vrijednost najveću vrijednost na samom začetku poremećaja, i važan su parametar stabilnosti EES-a.

Oba parametra zavise od veličine konstante inercije sistema. Sa većom konstantom inercije, manja je brzina promjena frekvencije na samom začetku poremećaja, kao i manja vrijednost minimalne frekvencije koju dostiže sistem u toku poremećaja [25-28].



(a)



(b)

Slika 3.4.2. Devijacija frekvencije u slučaju sistema sa većom i manjom konstantom inercije [16].

Faktor prigušenja D je posljedica postojanja namotaja na rotoru. Namotaj na rotoru ima dvije uloge: proticanje pobudne struje koja okretanjem rotora stvara promjenjivo elektromagnetno polje koje je uslov indukovanja struje na statoru i prigušivanje oscilacija rotora tokom nesinhronog obrtanja.

Ukoliko se dogodi poremećaj (npr. smanjenje snage potrošnje) uslijed debalansa električne i mehaničke snage generatora, remeti se ostvaren nominalni momenat obrtnih masa, pri čemu rotor ubrzava. Fenomen prigušivanja oscilacija i težnja da sistem zauzme novi ravnotežni položaj se naziva *haunting*. Oscilacija ugla rotora δ se može opisati sljedećom jednačinom [30]:

$$\frac{J}{p} \frac{d^2\delta}{dt^2} + D \frac{d\delta}{dt} + \frac{E_f V_t}{p \omega_m X_s} \sin\delta = M_m \quad (3.4.2)$$

Gdje je : δ - ugao rotora

p – broj pari polova

V_t – izlazni fazni napon statora

E_f – elektromotorna sila (fazna vrijednost)

X_s – reaktansa generatora

ω_m - mehanička brzina obrtanja

M_m – mehanički momenat

Jedna od formula koja se koristi za računanje približne vrijednosti prigušenja [30]:

$$D \cong \frac{m V_t^2}{p \omega_m^2 R_3} \quad (3.4.3)$$

Gdje je : m - broj faza

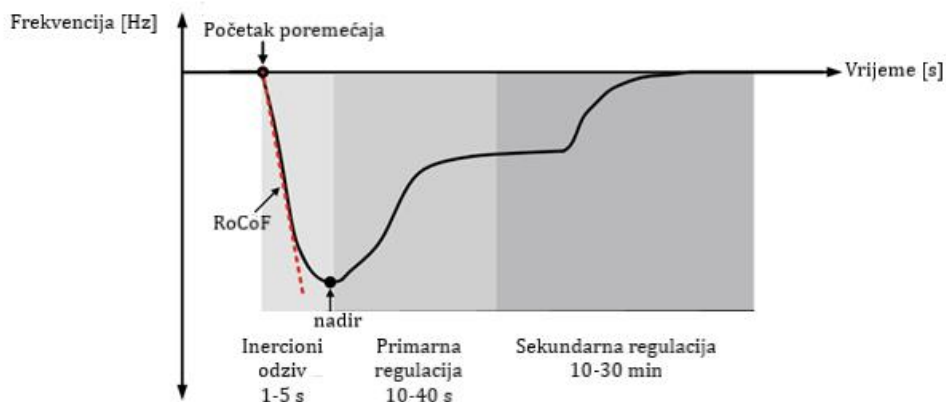
R_3 – otpornost prigušenja (otpornost rotora)

Efekat prigušenja se može predstaviti i preko koeficijenta prigušenja C_D i to kao [30]:

$$C_D = \frac{pD}{M_r} = \frac{pD}{P_r/\omega_m} \quad (3.4.4)$$

Gdje je M_r naznačeni momenat pri naznačenoj aktivnoj snazi P_r .

Prigušenje ima pozitivan efekat na održanje stabilnosti EES-a. Prigušuje oscilacije rotora kada nastupi poremećaj, pri čemu smanjuje vrijeme stabilizacije i postizanja novog ravnotežnog položaja. Efekat prigušenja ne postoji u izvorima koji su priključeni na mrežu preko elemenata energetske elektronike, što otežava proces održavanja stabilnosti ugla rotora [29-31].



Slika 3.4.3. Uticaj snage kompenzacije iz obrtnih masa SG na parametre RoCoF i nadir [16].

Na slici 3.4.3. je prikazan uticaj kompenzacije snage inercije u toku poremećaja na parametre RoCoF i nadir. Naime, kako regulacija snage korišćenjem inercije SG se dešava u prvih 5 sekundi poremećaja, ima najveći uticaj na brzinu promjene frekvencije i minimalne vrijednosti frekvencije. Sistem sa većom konstantom inercije, odnosno većom snagom kompenzacije iz obrtnih masa SG u većoj mjeri prigušuje oscilacije frekvencije, ograničavajući vrijednost parametara brzine promjene frekvencije i minimalne vrijednosti frekvencije koju dostiže.

Dakle, vrijednost parametara RoCoF i nadir zavisi od jačine sistema, odnosno od vrijednosti konstante inercije sistema [32-35].

4. OBNOVLJIVI IZVORI ENERGIJE I NJIHOV UTICAJ NA STABILNOST EES-a

Osnovni cilj svih energetske kompanija jeste postizanje održivog razvoja. Održivi razvoj se postiže koristeći obnovljive resurse kao upotrebno gorivo za proizvodnju električne energije. Na taj način se obezbeđuje dovoljna proizvodnja električne energije u budućnosti, bez ograničenja potrošnje. Da bi se postigao taj cilj, potrebno je zamijeniti neobnovljive resurse koji se koriste za proizvodnju električne energije (nafta, ugalj, prirodni gas) obnovljivim resursima. Obnovljivi resursi su svi biološki resursi čiji stepen proizvodnje je veći od stepena njihovog iskorišćenja. U tu grupu spada energija vode, sunčeva energija, energija vjetra, mora, plime i osjeke, geotermalne toplote i biomase. Najveći stepen iskorišćenja u svrhu proizvodnje električne energije se nalazi u energiji vode, sunca i vjetra [36-39].

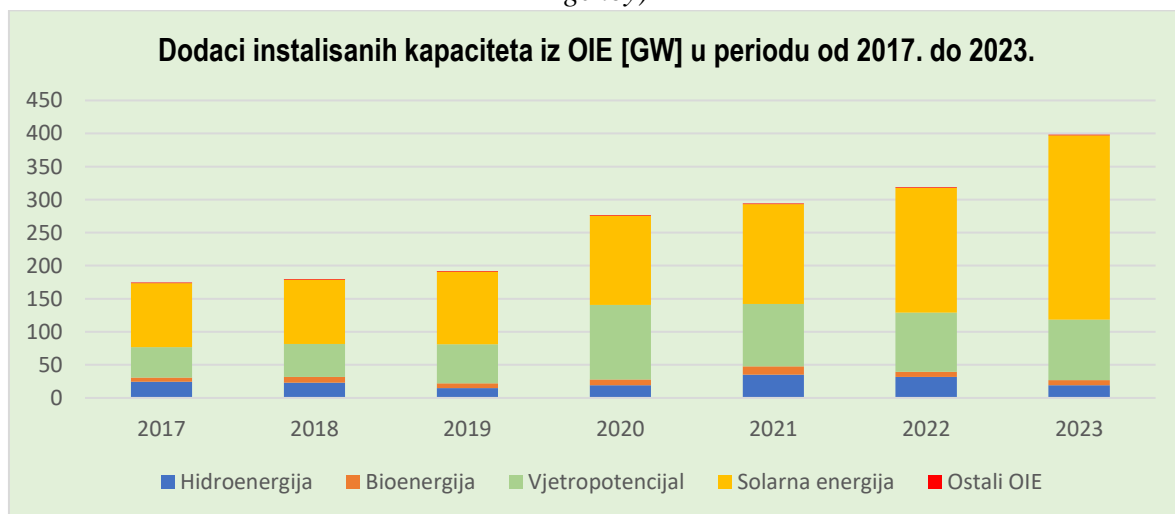
Uporedo sa energetsom krizom i ograničenosti zaliha trenutno najkorišćenijih resursa – nafta i ugalj, raste potreba za električnom energijom. Zbog širenja populacije kao i razvoja zemalja u tranziciji, očekuje se porast potrošnje za 33 odsto u narednih 20 godina.

Dodatno, konvencionalne elektrane koje koriste ugalj, naftu i gas kao resurse za proizvodnju električne energije emituju gasove staklene bašte u atmosferu, što dovodi do oštećenja ozonskog omotača i povećanja stepena globalnog zagrijavanja. Ukoliko se nastavi takav trend predviđa se porast nivoa mora, polava, toplotnih talasa, suša, i drugih ekstermnih pojava.

Nuklearne elektrane nemaju veliki stepen emitovanja štetnih gasova, međutim imaju problem sa odlaganjem otpada koji je radioaktivan, što dovodi do potrebe za ukidanjem proizvodnje iz ovih jedinica.

Korišćenje obnovljivih resursa smanjuje štetan uticaj na životnu sredinu, obezbeđuje održivi razvoj energetike, i omogućava postizanje energetske nezavisnosti. Razvoj tehnologije upravljanja, komponentata energetske elektronike i algoritama upravljanja dovodi do sve većeg stepena integracije obnovljivih izvora energije (OIE) u mrežu [40-42].

Grafik 4.1. : Dodaci instalisanih kapaciteta iz OIE prema podacima od IEA (International Energy Agency)



Prema podacima kojim raspolaže IEA, Kina je rekorder u povećanju proizvodnje iz OIE. Naime, subvencijama je podstakla investiranje posebno u vjetroelektrane. Dostigla je rekordnih 46% proizvodnih jedinica vjetroelektrana na moru u 2021. godini. Najveći stepen rasta proizvodnje iz solarnih elektrana je u Evropi, i to u Španiji, Francuskoj, Poljskoj i Ukrajini. Ruska invazija na Ukrajinu je podstakla investiranje u OIE, zbog uvedenih sankcija gasa. Rusija je ukinula čak 45% gasa koje isporučuje Evropskoj Uniji (EU). Drastičan rast obnovljivih kapaciteta u EU mogao bi u potpunosti da zamijeni proizvodnju iz OIE.

4.1. Uticaj OIE na inerciju sistema

Alternativni OIE svu snagu u mrežu isporučuju preko elemenata energetske elektronike. Sa obzirom na to da u sebi ne sadrže rotirajuće djelove, ne postoji kinetička energija skladištena u ovakvim jedinicama koja potpomaže sistemu u toku poremećaja. Dodavanjem jedinica iz OIE ne doprinose povećanju konstante inercije, dok se ukupna snaga u sistemu povećava, što rezultira smanjenjem ukupne inercije sistema.

Iz jednačine (2.5) uočava se da povećanjem stepena zastupljenosti OIE u mreži smanjuje konstanta inercije H . Naime, pojačanom integracijom OIE koji uopšte ne sadrže inerciju, ili imaju neznatan nivo inercije, sistem se suočava sa problemom održavanja stabilnosti.

Sistemi sa malom vrijednošću inercije su znatno osjetljivi na poremećaje u sistemu. Zbog nepostojanja obrtnih masa koji prigušuju oscilacije tokom poremećaja, izraženije su devijacije frekvencije, vrijednost parametra RoCoF i minimalne/maksimalne vrijednosti frekvencije koju dostigne u toku poremećaja. Reagovanjem relejne zaštite koja prepoznaje visoku vrijednost navedenih parametara, proizvodne jedinice bi se isključivale iz mreže, i na taj način dodatno ugrozile stabilnost sistema. Nakon isključenja neke od proizvodnih jedinica, u mreži dolazi do još većeg debalansa snaga, i potencijalnog kaskadnog ispada više proizvodnih jedinica. U najgorem slučaju, može doći do *black-out* – a, odnosno do potpunog ispada cijelog EES-a iz sinhronne zone [43,44].

Dodavanjem snage iz OIE na mrežu, jednačina (2.5) poprima sljedeći oblik :

$$H_S = \frac{E_{K,SG}}{S_{SG} + S_{OIE}} = \frac{\sum H_{SG} * S_{SG}}{S_{SG} + S_{OIE}} \quad (4.1.1)$$

Iz jednačine (4.1.1) se uočava porast ukupne snage iz svih proizvodnih jedinica dodavanjem snage iz OIE, bez dodate kinetičke energije koja ima pozitivan efekat na prigušenje oscilacija frekvencije. Ukoliko je snaga iz OIE reda veličine kao i snaga iz SG, ili i veća što se može očekivati u narednom periodu, konstanta inercije sistema drastično opada i dostiže kritičnu vrijednost u kojoj je ugrožena stabilnost sistema.

Za normalan rad EES Kontinentalne Evrope gornja granica ispada snage je 3000 MW. Scenario koji je prepoznat kao najkritičniji jeste razdvajanje sistema pri razmjeri velikih snaga [46,47].

Druge sinhronne zone u okviru ENTSO-E su već počele da se susreću sa izazovima uzrokovanih povećanim vrijednostima RoCoF-a. Naime, u Velikoj Britaniji 2012. godine su se dogodili ispadi proizvodnje uzrokovani visokim vrijednostima parametra RoCoF.

U sinhronoj zoni Nordijskih zemalja se očekuje drastično smanjenje konstante inercije, i to prema izvještaju ENTSO-E najveće smanjenje inercije u istoriji proučavanja stabilnosti EES-a, zbog povećane proizvodnje iz VE i malih HE [45].

4.2. Tehnike i načini povećanja inercije sistema

U cilju očuvanja stabilnosti EES-a i povećanja performansi sistema, potrebno je razmotriti sve opcije kojima se povećava inercija sistema. Postoji pet pristupa kojima se postiže povećanje inercije sistema, i njihova mogućnost primjene zavisi od specifičnosti tog sistema, ekonomske moći, i hidroloških prilika te zemlje :

1. Dispečing aktivnih snaga generatora u cilju povećanja inercije

Jedan od načina jeste povećanje broja jedinica koji učestvuju u proizvodnji energije za određen nivo konzuma. Naime, za svako predviđeno opterećenje se ekonomskim dispečingom određuju generatori koji mogu aktivno učestvovati u napajanju određenog konzuma. Ova mjera bi zahtjevala smanjenje minimalne vrijednosti izlazne snage generatora, i na taj način uvela i druge jedinice u proizvodnju. Ovdje se prvenstveno misli na konvencionalne generatore koji doprinose inerciji sistema, i primijenjivo je na „bogate“ sisteme u tom smislu. Na taj način, angažovale bi se i jedinice iz OIE, ali sa manjom snagom, i samim tim njihov ispad iz sinhronizma bi bio manje osjetan na sistem, dok bi u sistemu postojali i konvencionalni generatori kao neka vrsta rotirajuće rezerve. Kako je ova mjera loše rješenje sa ekonomskog aspekta konvencionalnih generatora, a takođe i smanjuje mogućnost iskorišćenja OIE, može biti samo prelazno, kratkotrajno rješenje.

2. Korišćenje sinhronih kompenzatora kao proizvođača inercije

Sinhroni kompenzator (SK) je mašina koja čiji nominalni režim rada je prazan hod. Ona prvenstveno reguliše napon na sabirnicama na kojim je priključena, odajući ili apsorbujući reaktivnu snagu. Samim tim, ova rotirajuća jedinica u sebi sadrži obrtne djelove, i određen nivo kinetičke energije. Dodatno, dodavajući rotirajuće djelove, SK se može još više unaprijediti u pogledu povećanja inercije [78]. Potpomažući sistemu da zadrži optimalan naponski nivo i u toku poremećaja, povećava napon na sabirnicama na kojima je priključena, a samim tim i u drugim čvorovima koji su osjetljivi na promjenu napona u posmatranom čvoru. Na taj način, povećava električnu snagu sistemu u toku poremećaja (koja zavisi od napona) i smanjuje debalans aktivne snage, smanjujući veličinu poremećaja [45]. Kako je ugradnja, održavanje i eksploatacija SK skup investicioni projekat, a i njegova osnovna uloga je regulacija napona, potrebno je pažljivo razmotriti ekonomski i tehnički benefit ove mašine u cilju povećanja inercije sistema.

3. Korišćenje potencijala vode – izgradnja hidroelektrana

Hidroelektrane su proizvodne jedinice iz grupe obnovljivih izvora energije koje koriste potencijal vode kao resurs za proizvodnju električne energije. U svojoj izvedbi sadrže rotirajuće mase, i imaju visok stepen inercije ($2-4 \frac{MW*s}{MVA}$). Samim tim, izgradnjom većeg broja hidroelektrana znatno se uvećava inercija sistema, i ostvaruju mnogi drugi benefiti ekonomske prirode. Međutim, ovu mjeru mogu preduzeti samo hidrološki bogate zemlje, i zemlje koje nisu iskoristile u potpunosti potencijal vode u svrhu proizvodnje električne energije. Dodatno, izgradnjom reverzibilnih hidroelektrana ili rekonstrukcijom postojećih hidroelektrana u reverzibilne, povećava se stepen iskorišćenja ovih jedinica i mogućnost aktivne proizvodnje iz ovih jedinica u periodu vršnog opterećenja. Izgradnja reverzibilnih hidroelektrana je uslovljena postojanjem adekvatnog terena na kojem je moguće izgraditi pumpno-akumulaciona postrojenja.

Ova mjera je najpovoljnija sa aspekta korišćenja obnovljivih resursa, ekonomske isplativosti i tehničkih performansi sistema, međutim ograničena je nivoom hidrološkog potencijala razmatrane zemlje.

4. Učešće vjetroelektrana u regulaciji frekvencije

Jedna od mjera koja će zasigurno zaživjeti jeste uključenje vjetroelektrana (VE) u regulaciju frekvencije. Uključivanjem ovih proizvodnih jedinica u balansno odgovorne subjekte, koji aktivno učestvuju u kontroli frekvencije pomaže sistemu u toku poremećaja da održi stabilnost. Postoje razni činioci koji određuju mogućnost učešća VE u regulaciji frekvencije, a to su – različita mogućnost i strategije kontrole frekvencije svakog generatora u vjetroparku, različita i promjenjiva brzina vjetra na lopaticama različitih grupa generatora, što usložnjava problematiku kontrole frekvencije. Tehnika upravljanja vjetroelektranom je zasigurno izazov posebno sa razvoja tehnike i komponenata koji učestvuju u ovom procesu. Međutim dodavanjem VE u procesu regulacije ima pozitivan efekat na smanjenje parametara RoCoF, nadir, i devijacije frekvencije u toku poremećaja. Ovaj metod se u literaturi naziva *sintetička inercija* [80].

5. Dodavanje kontrolnog kruga virtuelne inercije

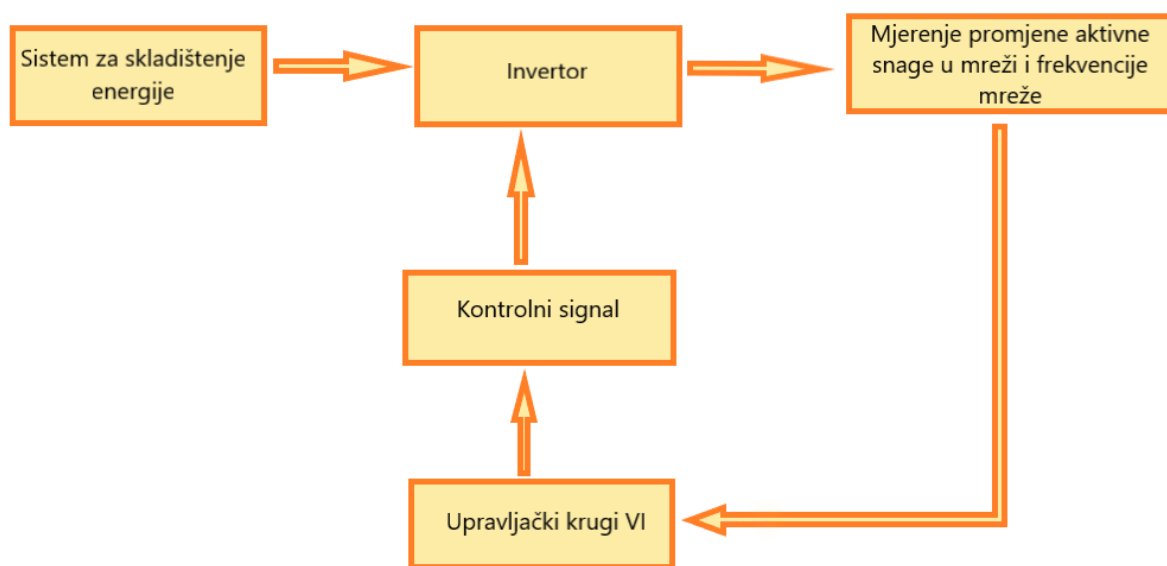
Virtuelna inercija je dodatni kontrolni krug koji učestvuje u regulaciji frekvencije, a sastoji se od sistema za skladištenje energije (*energy storage system – ESS*), invertora kojim se upravlja, i upravljačkog kruga koji sadrži logiku upravljanja [60]. Cilj ovog modela jeste emulacija ponašanja SG u toku poremećaja. Naime, implementacijom adekvatne upravljačke logike, prema podacima o promjeni frekvencije i debalansa aktivnih snaga u sistemu, računa se potrebna konstanta inercije koja je potrebna sistemu da priguši oscilacije frekvencije. Na taj način se računa potrebna odata/apsorbovana snaga na izlazu iz invertora koja neutrališe debalans aktivnih snaga.

Koncept virtuelne inercije postaje sve popularniji, i čini neophodnu mjeru koju je potrebno preduzeti u sistemu sa visokim nivoom integracije OIE.

5. KONCEPT VIRTUELNE INERCIJE I TOPOLOGIJE ZA NJENU IMPLEMENTACIJU

Pojam „virtuelna inercija“ (VI) potiče od same svrhe korišćenja ovog modela, a odnosi se na oponašanje rada SG u toku poremećaja. To je vještački postignuta inercija koja potpomaže sistemu da se izbori sa poremećajima, i ostvari isti efekat kao prirodna inercija SG.

Virtuelna inercija se sastoji od sistema za skladištenje energije, invertora i upravljačkog kruga. Koristi informacije o promjeni frekvencije i debalansa aktivnih snaga u sistemu, i u skladu sa tim kontroliše izlaznu snagu iz invertora tako da pomaže sistemu da ostane stabilan [48].

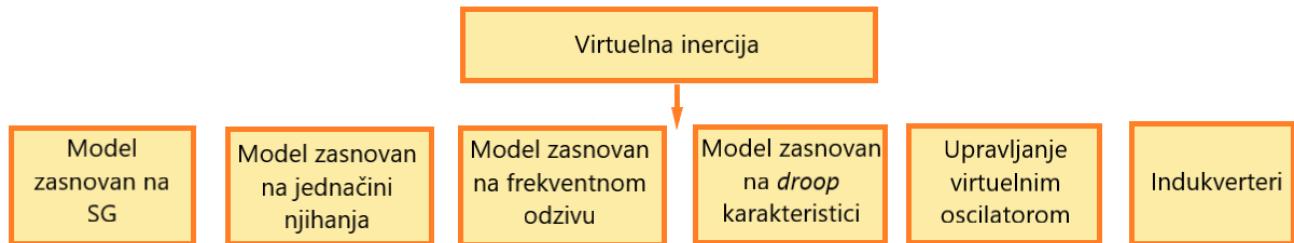


Slika 5.1. Ilustracija koncepta rada virtuelne inercije

Koristeći komponente energetske elektronike, sistema za skladištenje energije i odgovarajuće logike implementirane u kontroleru, sistem VI obezbeđuje dovoljnu količinu inercije onda kada je to potrebno sistemu.

Virtuelnu inerciju prvi put razvijaju naučnici *Beck* i *Hesse* i to pod nazivom *VISMA (Virtual Synchronous Machine)*. Ideja virtuelne inercije jeste korišćenjem komponenata energetske elektronike i upravljačkog kruga u kojem su modelovani električni i mehanički procesi tradicionalnih generatora, postići emulaciju rada SG.

Koncept virtuelne mašine koju su razvili naučnici *Beck* i *Hesse* je dalje bila osnova za dalji razvoj topologija za implementaciju virtuelne inercije. Data je podjela topologija koje su razvijene u cilju ostvarivanja virtuelne inercije [49] :



Slika 5.2. Podjela topologija implementacije virtuelne inercije

Najistaknutije topologije za kreiranje virtuelne inercije su :

- Sinhrovertor baziran na modelu sinhronog generatora
- Ise Lab's Topology baziran na jednačini njihanja
- Virtuelni sinhroni generator baziran na frekventnom odzivu

5.1. Modeli bazirani na emulaciji rada sinhronog generatora

U grupu modela baziranih na emulaciji rada sinhronog generatora spadaju :

1. Sinhrovertori
2. Virtuelna sinhrona mašina - VISMA
3. Topologija Instituta za Elektroenergetske sisteme (IEPE Topology)
4. Topologija KHI (Kawasaki Heavy Industries) laboratorije

1. Sinhrovertori

Invertori koji su konfigurisani da oponašaju rad sinhronne mašine se u literaturi nazivaju sinhrovertori. Posjeduju sve glavne osobine SG, i mogu u potpunosti emulirati rad tradicionalnih generatora. U mreži se ponaša kao naponski izvor, koristeći matematički model SG kontroliše inverter tako da na njegovom izlazu se generiše referentni, nominalni napon. Jedno od rješenja za regulaciju frekvencije i napona u mikromrežama su sinhrovertori.

Sa povećanjem udjela OIE, balansno neodgovorni subjekti će biti primorani da na neki način učestvuju u regulaciji frekvencije. Postoje dva načina za ulazak obnovljivih izvora energije u proces regulacije frekvencije, i to povezivanjem generatorskih jedinica na taj način da sinergijom ostvaruju najbolju moguću razmjenu snaga kako bi se održala frekvencijska stabilnost, ili da djeluju lokalno, na nivou regulacije svoje odate izlazne snage u istom cilju, oponašajući rad SG.

Jednačine koje opisuju dinamičko ponašanje SG se koriste pri upravljanju sinhroverterom, sa razlikom da je mehanička snaga sinhronog generatora zamijenjena razmjenom snage između DC napona sinhrovertora i mreže. Sinhrovertor se sastoji od induktivnih i kapacitivnih filtera, kao i odgovarajućeg upravljačkog kruga. Prednost sinhrovertora jeste odabir parametara nisu realni u fizičkom sistemu sinhronog generatora. Naime, omogućeno je pravilnom parametrizacijom

nepostojanje vrtložnih struja, struje magnećenja, nema magnetnog zasićenja, dok se parametri kao što je inercija rotora, induktivnost polja, trenje mogu birati proizvoljno u zavisnosti od željenih performansi sinhrovertora.

Sinhrovertor može raditi i u motornom režimu, koristeći matematičke formulacije koje odgovaraju radu motora. Jedan od načina određivanja radnog režima sinhrovertora jeste smjer snage između DC i AC sabirnicama. U radnom režimu motora sinhrovertor je posebno poželjan prilikom visokih napona u sistemu, pri čemu se dodatnim opterećenjem snižava napon na sabirnicama gdje je ovaj uređaj priključen [50-53].

Koristeći informaciju o vrijednosti struje na izlazu iz invertora, koja se poistovjećuje sa strujom statora SG, prema matematičkim formulacijama koje su integrisane u kontroler računava se potrebna elektromotorna sila e koja je ulazni podatak u PWM (*pulse-width modulation*) preko koga se vrši upravljanje invertorom.

Sinhrovertor je potrebno sinhronizovati sa mrežom prije njegovog priključenja, kao i zadržati sinhronizaciju i nakon priključenja na mrežu. U tu svrhu su se razvili PLL (*phase locked loop*) kontroleri. Međutim, PLL jedinice su nelinearne strukture, spornih performansi, što otežava proces regulacije. Sa razvojem sinhrovertora moguće je postići samoadaptivnu sinhronizaciju na mrežu. U tu svrhu se razvijaju sinhrovertori bez posebnih jedinica za sinhronizaciju, i to računanjem virtuelne struje i_s . Virtuelna struja je nastaje razlikom napona e i v_g (napon na izlazu iz invertora, analogno naponu statora generatora). Tada je virtuelna struja i_s ulazni podatak za matematičke relacije kontrolera. Dodat je PI (proporcionalno – integralni) kontroler koji teži da održi referentnu vrijednost ugaone brzine, tako da razlika između mehaničkog i električnog momenta bude jednaka 0. Kontroler PI kontroliše izlaz iz petlje D_p tako da je $\Delta T = T_m - T_e = 0$ (slika 5.1.2.). Koeficijent D_p predstavlja koeficijent statizma, odnosno osjetljivost promjene frekvencije na promjenu aktivne snage [50].

Regulacija frekvencije pomoću sinhrovertora se vrši računanjem virtuelne struje koja nastaje postojanjem razlike između napona e i v_g . Dalje se računa relacija (5.1.22) i vrijednost električnog momenta. Kako bi razlika između mehaničkog i električnog momenta bila jednaka nuli, PI kontroler prema referentnoj vrijednosti ugaone brzine prilagođava vrijednost T_m . Generiše se ugao rotora θ koji je ulazni podatak za relaciju (5.1.13) kojom se računa potrebna vrijednost napona e kojim se dalje djeluje na PWM, odnosno na invertor. Na taj način se vrši regulacija aktivne snage u cilju regulacije frekvencije.

Sinhrovertor se sastoji od invertora, PWM – modulator širine impulsa preko kojeg se vrši upravljanje invertorom, LC filter i trofazni DC/AC konvertor. Izvor energije je sistem za skladištenje energije koja je priključena na DC sabirnicama [54-55].

Upravljanje sinhrovertorom se vrši korišćenjem jednačina SG koji opisuju njihovo električno i mehaničko ponašanje.

1. Modelovanje električnog ponašanja SG :

Međusobna induktivnost namotaja rotora i statora se opisuje sljedećim jednačinama [50]:

$$M_{af} = M_f \cos(\theta) \quad (5.1.1)$$

$$M_{bf} = M_f \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (5.1.2)$$

$$M_{cf} = M_f \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \quad (5.1.3)$$

Gdje su M_{af} , M_{bf} , M_{cf} vrijednosti međusobnih induktivnosti faza statora i namotaja rotora, M_f induktivnost rotora, i θ ugao rotora.

Fluks po fazama statora koji je proizvod obrtanja namotaja rotora i uticaja međusobnih induktivnosti namotaja statora, kao i sopstvena induktivnost namotaja statora [50]:

$$\Phi_a = L_a i_a - M i_b - M i_c + M_{af} i_f \quad (5.1.4)$$

$$\Phi_b = L_b i_b - M i_a - M i_c + M_{bf} i_f \quad (5.1.5)$$

$$\Phi_c = L_c i_c - M i_a - M i_b + M_{cf} i_f \quad (5.1.6)$$

Gdje su Φ_a , Φ_b , Φ_c fluksevi po fazama statora, L_a , L_b , L_c sopstvene induktivnosti namotaja statora, M međusobne induktivnosti namotaja statora, i_f pobudna struja rotora.

Napisano u matičnom obliku :

$$i = i_a + i_b + i_c \quad (5.1.7)$$

$$\Phi = L_s i + M_f i_f \cos\theta \quad (5.1.8)$$

Gdje je Φ matrica flukseva po fazama statora dimenzija 3x1, L_s zbir matrica sopstvene induktivnosti L dimenzije 3x1, i matrice međusobnih induktivnosti faza statora M dimenzije 3x1, i vektor zbira struja faza dimenzije 3x1.

Fazni naponi na izlazu iz statora [50]:

$$v_a = -R_s i_a - \frac{d\Phi_a}{dt} \quad (5.1.9)$$

$$v_b = -R_s i_b - \frac{d\Phi_b}{dt} \quad (5.1.10)$$

$$v_c = -R_s i_c - \frac{d\Phi_c}{dt} \quad (5.1.11)$$

Gdje su v_a, v_b, v_c fazni naponi na izlazu statora, R_s otpornost statora.

U matričnom obliku set jednačina (5.1.9 – 5.1.11) se može zapisati :

$$v = -R_s i - \frac{d\Phi}{dt} = -R_s i - L_s \frac{di}{dt} + e \quad (5.1.12)$$

Gdje je e matrica elektromotorne sile dimenzije 3×1 , v matrica napona statora dimenzije 3×1 .

Dalje se elektromotorna sila preračunava kao negativan izvod promjene fluksa u vremenu [50]:

$$e = M_f i_f \frac{d\theta}{dt} \sin\theta - M_f \frac{di_f}{dt} \cos\theta \quad (5.1.13)$$

Gdje su $\sin\theta$ i $\cos\theta$ matrice sinusnih i kosinusnih funkcija ugla rotora po fazama, uzeći u obzir fazne pomake faza b i c.

$$e_d = \frac{d\theta}{dt} M_f i_f \sin\theta \quad (5.1.14)$$

$$e_q = \frac{d\theta}{dt} M_f i_f \sin\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right) = -\frac{d\theta}{dt} M_f i_f \cos\theta \quad (5.1.15)$$

Kako se konvencionalno aktivna i reaktivna snaga nalaze na d, odnosno q osi, računaju se njihove vrijednosti [50]:

$$P = \frac{d\theta}{dt} M_f i_f (i, \sin\theta) \quad (5.1.16)$$

$$Q = -\frac{d\theta}{dt} M_f i_f (i, \cos\theta) \quad (5.1.17)$$

2. Modelovanje mehaničkog ponašanja sinhronog generatora

Jednačina njihanja SG [50]:

$$J \frac{d^2\theta}{dt^2} = T_m - T_e - D_p \frac{d\theta}{dt} \quad (5.1.18)$$

Gdje su J momenat inercije SG, T_m i T_e mehanički i električni momenat respektivno, D_p faktor prigušenja.

Energija skladištena u magnetnom polju statora i rotora [50]:

$$E = \frac{1}{2}(i, \Phi) + \frac{1}{2}i_f\Phi_f = \frac{1}{2}(i, L_s i + M_f i_f \cos\theta) + \frac{1}{2}i_f(L_f i_f + M_f(i, \cos\theta)) \quad (5.1.19)$$

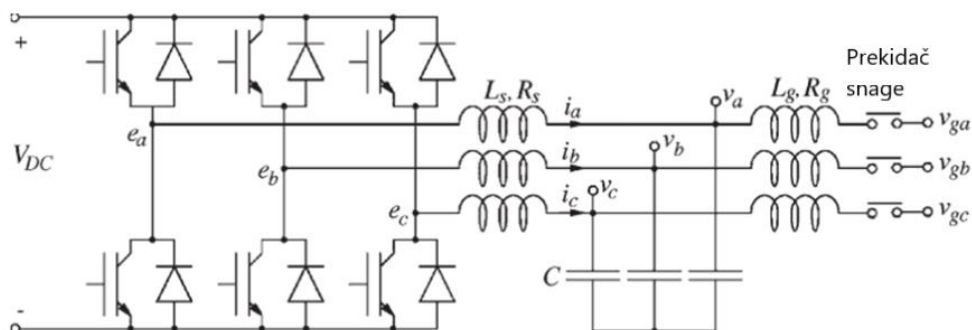
$$E = \frac{1}{2}(i, L_s) + M_f i_f(i, \cos\theta) + \frac{1}{2}i_f^2 L_f \quad (5.1.20)$$

Električni momenat mašine se računa kao promjena energije skladištene u magnetnom polju, pri čemu je pobudna struja (fluks) rotora, kao i struja (fluks) statora konstantna. Fizički, to znači da nema indukovanja ems, već je sav tok snage mehaničke prirode [50]:

$$T_e = -\frac{dE}{d\theta} = M_f i_f(i, \sin\theta) \quad , \Phi_f, \Phi, i_f, i = \text{const.} \quad (5.1.21)$$

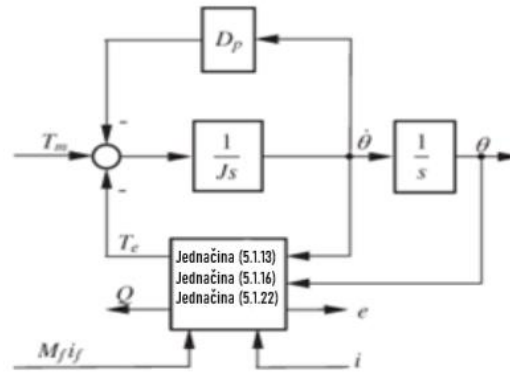
$$T_e \frac{d\theta}{dt} = (i, e) \quad (5.1.22)$$

3. Implementacija sinhrovertora



Slika 5.1.1. Invertor, DC napon i LC filtri – energetski dio sinhrovertora i LC filtri [50]

Kao izvor napajanja se koristi DC baterija, i ona predstavlja zamjenu za pobudu rotora, odnosno virtuelno polje rotora je napojeno DC naponom baterije.



Slika 5.1.2. Upravljačka logika sinhrovertora - elektronski dio sinhrovertora [50]

Energetski i upravljački dio sinhrovertora su povezani preko vrijednosti e i i . Preko vrijednosti e , koji je ulazni podatak PWM, se vrši kontrola ulaznog napona invertora. Dok vrijednost struja i se uzima sa izlaza invertora kao ulazni podatak za proračun jednačina (5.1.13), (5.1.16) i (5.1.22).

2. VISMA i ostale topologije bazirane na modelu sinhronog generatora

i. VISMA

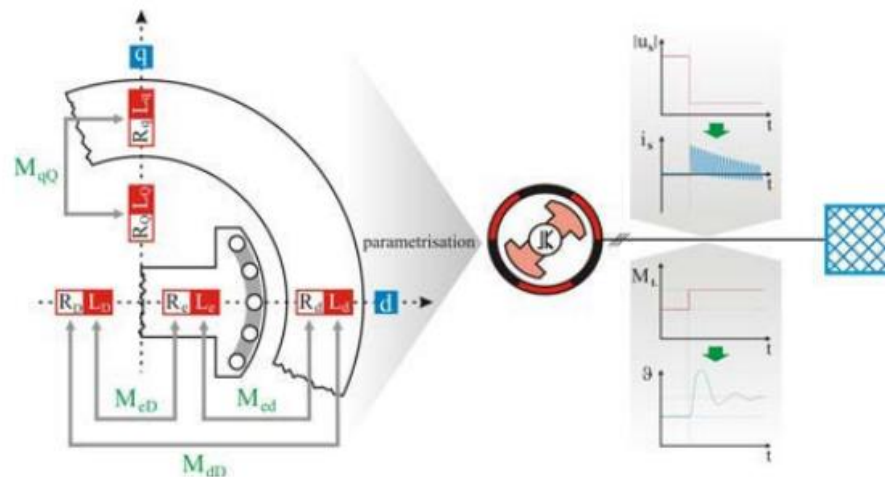
Koncept implementacije virtuelne inercije koristeći komponente energetske elektronike su prvi put razvili naučnici *Beck* i *Hesse* pod nazivom VISMA (*Virtual Synchronous Machine*) [56]. VISMA je model koji koristi prednosti dinamičkih pretvarača, u cilju specificiranja svojstva pretvarača kako bi se postigao efekat sinhronne mašine. Ukoliko kao izvor energije koristi sistem za skladištenje energije, VISMA može djelovati u sva četiri kvadranta svoje pogonske karte, pri čemu izlazni napon iz VISMA-e odgovara naizmjeničnom naponu na izlazu statora elektromehaničke sinhronne mašine.

U najranijoj verziji, VISMA je postojao samo kao logički koncept, sa implementiranom logikom upravljanja i jedinicom za njeno napajanje (invertor za napajanje VISMA-e). U praksi je virtuelni momenat postignut mijenjanjem odgovarajućih parametara softvera, i stoga se može djelovati lokalno ili daljinski. Ukoliko je potrebno mreži obezbijediti određeni dodatak aktivne snage, proračunava se potrebni virtuelni momenat i preko jednosmjernog napona generatora se obezbjeđuje adekvatna količina aktivne snage. Analogno tome, za potrebnu dodatku reaktivnu snagu u mrežu, računa se virtuelni pobudni napon rotora, čijem djelovanjem na kondenzator koji isporučuje reaktivnu snagu u mrežu. Analogija sa elektromehaničkom mašinom je dobijena korišćenjem i računanjem virtuelnih vrijednosti obrtnog momenta i napona pobude. Kao i kod konvencionalnih generatora, korišćenjem ulaznih podataka o promjeni frekvencije i napona vrši se razmjena aktivne i reaktivne snage [57-61].

Osnovna razlika između topologije VISMA-e i sinhrovertora je to što je VISMA modelovana kao strujni izvor, dok je sinhrovertor naponski izvor. VISMA se sastoji od trofaznog invertora i

upravljačkog kruga kojim se reguliše odata struja u mrežu. Moguće je postići bilo koju vrijednost struje (unutar specificiranih granica) za bilo koju vrijednost napona.

Model VISMA-e je u potpunosti parametrizovan pravim vrijednostima impedansi statora L_d i R_d , L_q i R_q , impedanse prigušenja LD i RD, impedanse podubnog namotaja L_e i R_e , impedanse magnetne sprege, vrijednosti inercije rotora, itd..



Slika 5.1.3. (a) model sinhronne mašine (SM) sa parametrima koje ga opisuju; (b) parametrizovani model VISMA-e koristeći realne parametre SM

Režim rada VISMA-e zavisi od vrijednosti virtuelnih parametara, kao npr. za pozitivnu vrijednost virtuelnog obrtnog momenta se dobija razmjena aktivne snage od mreže prema sistemu za skladištenje energije, i obrtano. Takođe, stabilizacija ugla rotora na novu vrijednost ugla rotora zavisi od vrijednosti parametrizacije virtuelnog prigušenja.

Koncept VISMA-e obezbjeđuje priključak bilo kog decentralizovanog izvora energije na slabu mrežu. Kroz parametrizaciju virtuelnih parametara modela postiže se statički i dinamički odziv ovog modela kao u slučaju postojanja sinhronne mašine.

ii. IEPE's Topology i KHI Lab's Topology

IEPE's topologija je slična implementaciji VISMA-e, sa razlikom što kao referentni ulazni podatak uzima struju na iz distribuiranih izvora energije, a generiše referentni napon na izlazu virtuelne mašine. Ova topologija najbolji efekat ostvaruje za regulaciju frekvencije u ostrvskom režimu rada, dok u povezanim mrežama se suočava sa tranzijentim strujama u toku procesa sinhronizacije [62,63].

KHI topologija ne koristi detaljan model SG u cilju ostvarivanja dodatne inercije, već koristi algebarsko – fazorski pojednostavljeni prikaz rada SG. Koristeći digitalni kontroler generiše napon virtuelne mašine odgovarajuće amplitude i faznog stava [64,65].

5.2. Modeli bazirani na jednačini njihanja

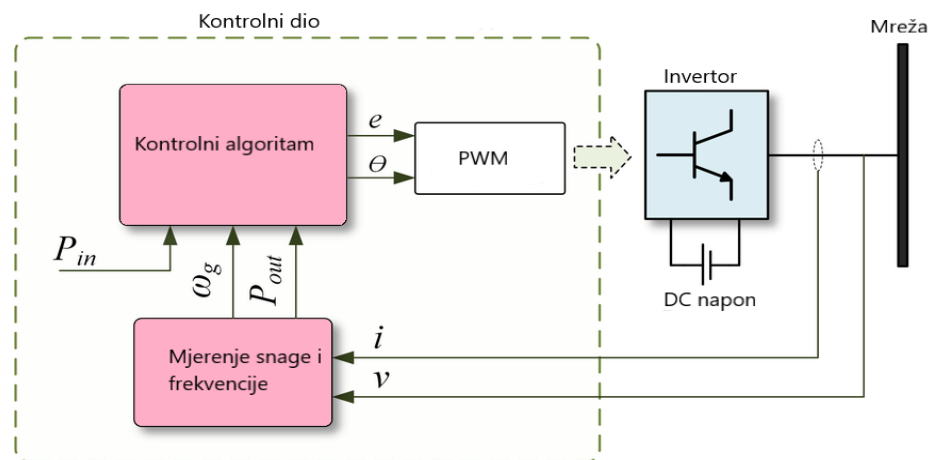
U grupu modela baziranih na jednačini njihanja spadaju :

1. *Ise Lab's Topology*
2. Sinhroni kontroler snage (*Synchronous Power Controller - SPC*)

Najznačajniji predstavnik ove grupe, a ujedno i jedna od najrazvijenijih topologija za kreiranje virtualne inercije je *Ise Lab* topologija.

1. *ISE Lab's Topology*

Ova topologija je razvijena u laboratoriji na Univerzitetu Osake. Bazirana je na jednačini njihanja SG. *ISE Lab* model za implementaciju virtualne inercije rješava jednačinu promjene snage i frekvencije, generišući izlaznu snagu i mrežnu frekvenciju. Kao ulazne podatke koristi napon i struju mreže.



Slika 5.2.1. Šema upravljanja virtualnom inercijom – *ISE Lab* topologija [49].

Model *ISE Lab* se sastoji od invertora kojim se upravlja, *PWM* koji upravlja invertorom, kontrolera, i mjernih uređaja snage i frekvencije, dok kao izvor energije koristi sistem za skladištenje energije sa ili bez distribuiranih generatora [49,66,67].

Kinetička energija obrtnih masa se izražava jednačinom [66]:

$$E_k = \frac{1}{2} J \omega_m^2 \quad (5.2.1)$$

Gdje je : J – momenat inercije

ω_m – mehanička brzina rotora

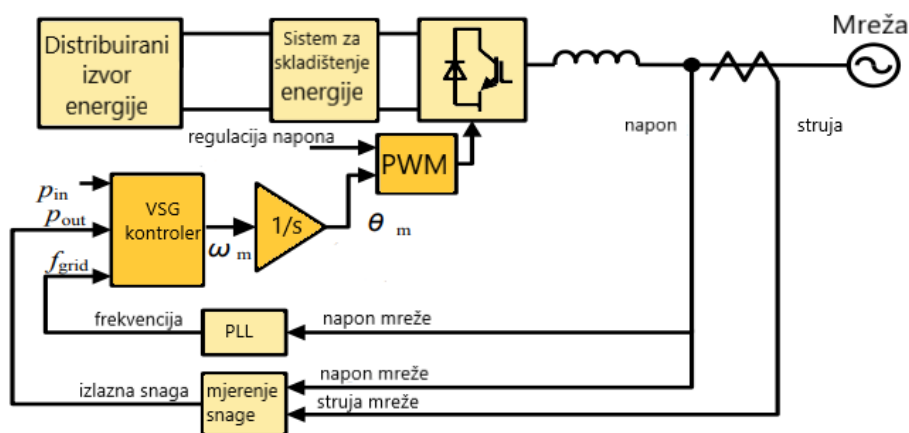
Jednačina njihanja u formi koju koristi kontroler se predstavlja kao [66]:

$$P_{in} - P_{out} = J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} - D\Delta\omega_m \quad (5.2.2)$$

Gdje je P_{in} ulazna snaga u kontroler, analogno mehaničkoj snazi generatora

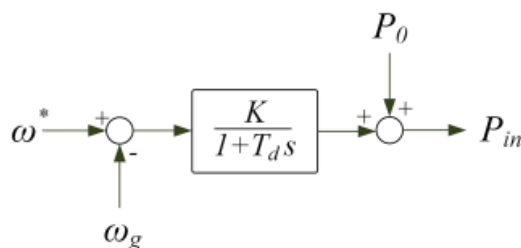
P_{out} - izmjerena aktivna snaga, analogno snazi na izlazu iz SG

D – virtualno prigušenje namotaja rotora



Slika 5.2.2. Šema regulacije frekvencije i upravljanje virtualnom inercijom – ISA Lab topologija [66].

Iz mreže se uzima informacija o vrijednostima napona i struje, pri čemu se mjere vrijednosti izlazne snage invertora i frekvencije mreže. U kontroleru je implementirana jednačina njihanja (2). Optimizuje se vrijednost ulazne snage P_{in} tako da nadomjesti vrijednost izlazne snage P_{out} . Izlazni podatak kontrolera je mehanička ugaona brzina koja je potrebna da se kompenzuje razlika snaga P_{in} i P_{out} . Ulazni podatak u PWM je fazni mehanički pomjeraj, koji dalje reguliše rad invertora.



Slika 5.2.3. Model regulatora za regulaciju/računanje ulazne snage [49].

Gdje je : K – pojačavač regulatora

T_d – vremenska konstanta regulatora

ω^* - referentna vrijednost učestanosti

ω_g – učestanost mreže

P_0 – referentna vrijednost snage invertora u vremenu

Model regulatora sa slike 5.2.3. računa ulaznu snagu u zavisnosti od devijacije frekvencije koja je potrebna. To je ulazni podatak za glavni kontrolni algoritam upravljanja gdje se računa potrebna virtuelna ugaona učestanost za zadate vrijednosti snaga P_{in} i P_{out} .

Kao i u slučaju sinhrovertora, u kontrolni algoritam nije potrebno koristiti izvod funkcije, što značajno poboljšava performanse upravljanja.

5.3. Modeli bazirani na frekventnom odzivu

Topologije za implementaciju virtuelne inercije bazirane na frekventnom odzivu :

1. Virtuelni sinhroni generator (*Virtual Synchronous Generator – VSG*)
2. *VSYNC's* topologija

Glavni cilj ove grupe topologije jeste implementacija virtuelne inercije na bazi emulacije inercijalnog odziva SG, i sposobnost reagovanja na promjene frekvencije. Najznačajnija topologija bazirana na frekventnom odzivu je *VSG* topologija.

1. *VSG* topologija

VSG topologija emulira rad SG kroz oslobađanje/apsorbovanje kinetičke energije, pri čemu se distribuirani izvori energije (DIE) tretiraju kao upravljive jedinice koje mijenjaju svoju izlaznu snagu u zavisnosti od promjene frekvencije. *VSG* učestvuje u dinamičkoj kontroli frekvencije koja je zasnovana na derivatu frekvencije (praćenje parametra RoCoF) i ima sličan inercioni odziv, oslobađajući/apsorbujući snagu tokom neravnoteže bilansa aktivnih snaga u sistemu. Ovaj pristup je pojednostavljena implementacija virtuelne inercije jer ne sadrži sve jednačine koje opisuju ponašanje SG [68-72].

Izlazna snaga *VSG* invertora se kontroliše koristeći sljedeću jednačinu [90-92]:

$$P_{VSG} = K_D \Delta\omega + K_I \frac{d\Delta\omega}{dt} \quad (5.3.1)$$

Gdje je : P_{VSG} - snaga na izlazu invertora

K_D – virtuelni faktor prigušenja

K_I – virtuelna konstanta inercije

$\Delta\omega$ - devijacija ugaone učestanosti

$\frac{d\Delta\omega}{dt}$ – brzina promjene učestanosti/frekvencije – RoCoF

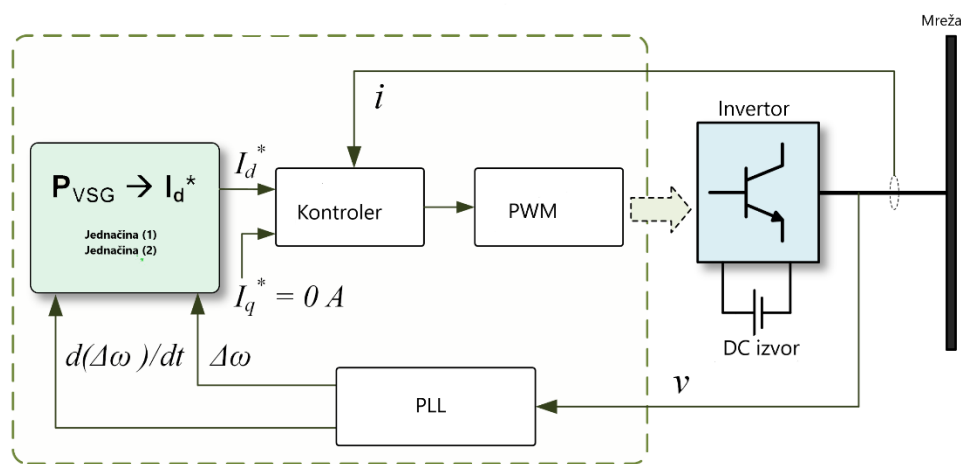
Faktor prigušenja K_D pomaže sistemu da se ustabilji i zauzme novi ravnotežni položaj nakon poremećaja, smanjujući najveću/najmanju vrijednost frekvencije koja se dostiže u toku poremećaja (nadir).

Konstanta inercije K_I prigušuje oscilacije, smanjuje vrijednost RoCoF, obezbjeđujući brzi dinamički frekventni odziv zasnovan na praćenju brzine promjene frekvencije.

Referentna struja po d-osi se predstavlja sljedećom relacijom [49,91]:

$$I_d^* = \frac{2}{3} \left(\frac{V_d P_{VSG} - V_q Q}{V_d^2 + V_q^2} \right) \quad (5.3.2)$$

Gdje je V_d napon po d-osi, V_q napon po q-osi, Q – reaktivna snaga VSG



Slika 5.3.1. Šematski prikaz upravljanja virtuelnom inercijom – VSG topologija [49].

VSG model za upravljanje virtuelnom inercijom se sastoji od PLL za mjerenje devijacije frekvencije i parametra RoCoF, logike upravljanja, PWM koji kontroliše rad invertora i DC izvora.

Mjerenjem parametara RoCoF i devijacije frekvencije, računa se potrebna snaga na izlazu iz VSG prema jednačini (5.3.1). Zatim se prema jednačini (5.3.2) računa referentna struja po d osi - I_d^* , dok struja po q osi se zanemaruje (I_q^* reaktivna komponenta struje, smatra se da se ne vrši Q-V regulacija) [73,74]. U strujnom kontroleru se vrši upoređivanje referentne struje po d-osi i mjerene struje na izlazu iz VSG i formira kontrolni signal koji je ulazni podatak PWM.

U cilju implementacije VSG topologije potrebno je odrediti vrijednosti parametara K_D i K_I . Faktori K_D i K_I se preračunava prema sljedećoj formuli [90-92]:

$$K_D = \frac{\Delta P_{VSG,naz}}{\Delta f_{max}} \quad (5.3.3)$$

$$K_I = \frac{\Delta P_{VSG,naz}}{\frac{d}{dt}(\Delta f_{max})} \quad (5.3.4)$$

Gdje je: $P_{VSG,naz}$ – nazivna snaga sistema VSG

Δf_{max} – maksimalno dozvoljeno odstupanje frekvencije

$\frac{d}{dt}(\Delta f_{max})$ – maksimalna vrijednost RoCoF-a

K_D – faktor prigušenja

K_I – emulacija konstanta inercije

2. VSYNC's topology

Algoritam VSYNC topologije služi da upravlja modelom u cilju razmjene snage inercije između mreže i jedinice za implementaciju virtuelne inercije, pri čemu se stvara virtuelni sinhroni generator. Naime, jedinica za implementaciju virtuelne inercije se sastoji od sistema za skladištenje, invertora i logike upravljanja [75-77].

VSYNC topologija takođe polazi od jednačine njihanja, koja daje vezu između mehaničke i električne snage SG [93]:

$$P_m - P_e = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} J \omega^2 \right) \cong J \omega_s \frac{d\omega}{dt} \quad (5.3.6)$$

Gdje je: ω - ugaona učestanost

ω_s - sinhrona ugaona učestanost

J - momenat inercije

P_m - mehanička snaga

P_e - električna snaga

Električna snaga razmjere se definiše relacijom :

$$P_e = \frac{EU}{X_{eq}} \sin \delta \quad (5.3.7)$$

X_{eq} – ekvivalentna reaktansa između dva posmatrana čvorišta, u slučaju SG reaktansa statora.

E – napon prvog čvorišta, u slučaju izlazne snage SG elektromotorna sila.

U – napon drugog čvorišta, u slučaju izlazne snage SG napon na krajevima statora.

δ – fazna razlika između dva fazna stava posmatranih čvorova, u slučaju SG ugao rotora.

Inercija SG se izražava kroz konstantu inercije [93]:

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_m^2}{S_{naz}} \quad (5.3.8)$$

Gdje je: ω_m – mehanička ugaona učestanost

S_{naz} – nazivna prividna snaga SG

H – konstanta inercije SG

Brzina promjene ugla rotora je definisana sljedećom relacijom [93]:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (5.3.9)$$

Gdje je: ω - ugaona učestanost

ω_s - sinhrona ugaona učestanost

Uvrštavanjem jednačina (5.3.7), (5.3.8) i (5.3.9) u jednačinu (5.3.6) dobija se proširena jednačina njihanja [93]:

$$\frac{2HS_{naz}}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = P_m - \frac{EU}{X_{eq}} \sin\delta \quad (5.3.10)$$

Gdje je : H – konstanta inercije SG

ω - ugaona učestanost

ω_s - sinhrona ugaona učestanost

P_m - mehanička snaga SG

E – napon prvog čvorišta, u slučaju izlazne snage SG elektromotorna sila.

U – napon drugog čvorišta, u slučaju izlazne snage SG napon na krajevima statora.

δ – fazna razlika između dva fazna stava posmatranih čvorova, u slučaju SG ugao rotora.

Za manje poremećaje, koje karakteriše mala promjena ugla rotora tokom poremećaja, sistem se može linearizovati, i promjene ugla rotora i učestanosti napisati u sljedećem obliku [93]:

$$\omega = \omega_s + \Delta\omega \quad (5.3.11)$$

$$\delta = \delta_0 + \Delta\delta \quad (5.3.12)$$

Linearizacijom ugla δ u okolini ugla δ_0 :

$$\sin(\delta_0 + \Delta\delta) = \sin(\delta_0) \cos(\Delta\delta) + \cos(\delta_0) \sin(\Delta\delta) \quad (5.3.13)$$

Kako je $\Delta\delta$ vrlo mala vrijednost, može se smatrati :

$$\sin(\Delta\delta) \cong \Delta\delta \quad (5.3.14)$$

$$\cos(\Delta\delta) \cong 1 \quad (5.3.15)$$

Jednačina (5.3.13) postaje :

$$\sin(\delta_0 + \Delta\delta) \cong \sin(\delta_0) + \cos(\delta_0)\Delta\delta \quad (5.3.16)$$

Uvrštavanjem jednačina (5.3.14), (5.3.15) i (5.3.13) u jednačine (5.3.9) i (5.3.10) dobija se sljedeća matrica :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -\frac{P_m \cos\delta_0 \omega_s}{S_{naz}} & \frac{\omega_s}{2H} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega \end{bmatrix} \quad (5.3.17)$$

Član $P_m \sin\delta_0$ je snaga koja je dostupna za sinhronizaciju na sistem, naziva se snaga sinhronizacije i označava se sa P_s .

Prirodna frekvencija oscilovanja je izražena jednačinom [93]:

$$\omega_{osc} = \sqrt{\frac{\omega_s P_s}{2HS_{naz}}} = \sqrt{\frac{\omega_s P_s}{2H}} \quad (5.3.18)$$

U realnom sistemu, u mašini postoji mehanički i električni otpor koji se opisuje koeficijentom prigušenja K_{damp} , uzrokovani mehaničkim trenjem, električnim gubicima u polju statora i rotora, i prigušnim namotajima.

Uzeći u obzir efekat prigušenja, matrica (5.5.13) dobija sljedeći oblik :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -\frac{\omega_s P_s}{2H} & -\frac{\omega_s K_{damp}}{2HS_{naz}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega \end{bmatrix} \quad (5.3.19)$$

1. Dizajn kontrolera VSYNC

PLL se obično koristi za sinhronizaciju jedinice na mrežu, ili za mjerenje frekvencije. U implementaciji VSYNC modela, kontroler je dio PLL petlje. Logika upravljanja kontrolera se zasniva na jednačini njihanja (5.3.10), koja u sebi sadrži član $\sin\delta$. Takođe, u PLL kontroleru postoji signal koji je proporcionalan $\sin\delta$. Unutar petlje PLL, taj signal se koristi za upravljanjem invertorom. PLL sadrži fazni detektor, filter, i oscilator kontrolisan naponom (*Voltage Controlled Oscillator - VCO*). Fazni detektor vrši izvod razlike učestanost kod filtera na strani invertora, i kružne učestanosti mreže, analogno sistemu SG u kojem bi se to odnosilo na razliku kružne učestanosti EM polja, i učestanosti mreže.

PLL sadrži višefazni detektor X čiji ulaz je fazorska vrijednost napona. Na izlazu iz višefaznog detektora je izlazni signal Y_{pd} [93]:

$$Y_{pd} = \text{Im}\{Ue^{j\Phi_s}e^{-j\Phi_r}\} = \sin(\Phi_s - \Phi_r) = \sin\delta \quad (5.3.20)$$

Gdje su fazni stavovi napona definisani kao [93]:

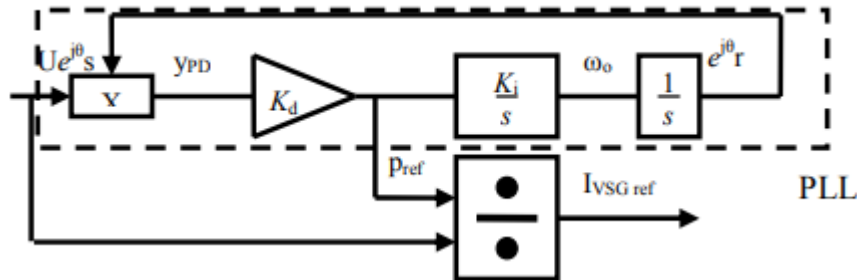
$$\Phi_s = \Phi_s(0) + \int \omega_s dt \quad (5.3.21)$$

$$\Phi_r = \Phi_r(0) + \int \omega_r dt \quad (5.3.22)$$

Iz jednačine (5.3.20) se uočava da fazni detektor generiše signal koji je proporcionalan električnoj snazi generatora (5.3.7).

Filter petlje sadrži čisto integrator sa pojačanjem K_d [93]:

$$\frac{d\omega_o}{dt} = K_i K_d Y_{pd} = K_i K_d U \sin\delta \quad (5.3.23)$$



Slika 5.3.2. Petlja PLL u funkciji generisanja kontrolnog signala VSG [93].

Jednačina njihanja poprima drugačiji oblik (5.3.23), sličan sa polaznim oblikom (5.3.10) sa razlikom što u sebi ne sadrži mehaničku snagu. Podešavajući parametre K_i i K_d , VSYNC model može davati slične performanse kao sinhrona mašina.

Parametri K_i i K_d se podešavaju koristeći sljedeće relacije [93]:

$$K_i = \frac{\omega_s}{2HS_{naz}} \quad (5.3.24)$$

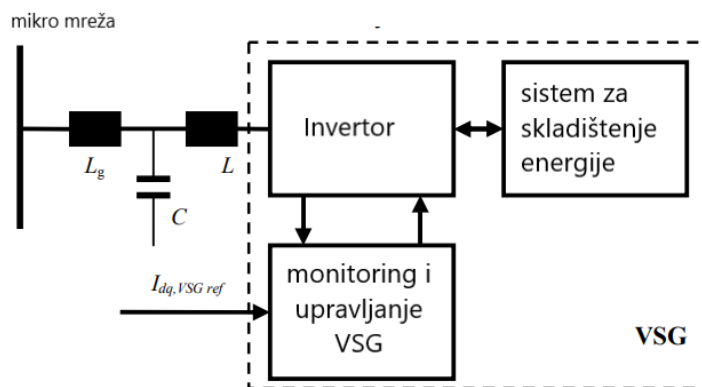
$$K_d = \frac{E}{X_{eq}} \quad (5.3.25)$$

Promjena virtuelnog ugla kojeg prati VYSNC :

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_s - \omega_r \quad (5.3.26)$$

$$\frac{d\omega_r}{dt} = K_d U \sin \delta K_i = \frac{E}{X_{eq}} U \sin \delta \frac{\omega_s}{2HS_{naz}} \quad (5.3.27)$$

Odziv PLL je identičan odzivu sinhronne mašine bez mehaničke snage. Zbog toga je potrebna emulacija elektromehaničke karakteristike generatora. Prirodna frekvencija elektromehaničkog sistema je niska, i samim tim ispod propusnog opsega kontrolera. Čak je i kriva snaga-ugao sinhronne mašine implementirana u višefaznom detektoru.



Slika 5.3.3. Šematski prikaz upravljanja VSG – VSYNC model [93].

Slika 5.3.3. predstavlja strukturu upravljanja virtuelnom inercijom koristeći VSYNC model. Model se sastoji od izvora energije – sistema za skladištenje energije, invertora kojim se upravlja pomoću PLL petlje koja u sebi sadrži i kontrolni i mjerni dio. Mjerni dio je zadužen za mjerenje frekvencije, dok je kontrolni dio zadužen za generisanje signala koji upravlja invertorom.

Aktivna snaga razmjene izražena u d - q koordinatama [93]:

$$P_{VSGref} = \frac{3}{2} (U_d I_{d,VSGref} + U_q I_{q,VSGref}) \quad (5.3.28)$$

$$I_{d,VSGref} = \frac{U_d}{U_d^2 + U_q^2} \frac{2}{3} P_{VSGref} \quad (5.3.29)$$

$$I_{q,VSGref} = \frac{U_q}{U_d^2 + U_q^2} \frac{2}{3} P_{VSGref} \quad (5.3.30)$$

Gdje su U_d i U_q komponente napona po d i q osi mjerene na izlazu iz VSG. Snaga P_{VSGref} je potrebna odata snaga VSG jedinice.

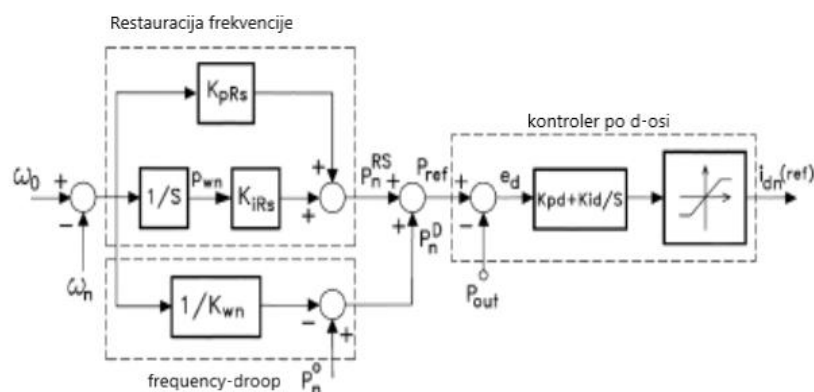
Mjereni napon mreže je ulazni podatak u višefazni detektor, gdje se računa virtuelni ugao snage, odnosno sinusna funkcija razlike ugla napona mreže i napona VSG. Iz tog podatka, dodavajući pojačavač K_d računa se referentna snaga, odnosno snaga koja potrebna da se preda mreži preko invertora. Računajući napon mreže u $d-q$ koordinatama računa se potrebna struja VSG u $d-q$ koordinatama, koja je kontrolni signal za upravljanje invertorom. Snaga razmjene između mreže i VSG se računa po formuli (5.3.28).

5.4. Model zasnovan na droop karakteristikci

Prethodne metode su oponašale rad SG i na taj način poboljšavale inercioni odziv sistema. Ova metoda je zasnovana na *frequency – droop* karakteristikci, tj. karakteristikci osjetljivosti promjene frekvencije u zavisnosti od promjene aktivne snage [82]. Model je implementiran koristeći $dq0$ veličina, pri čemu se razlažući na d i q komponente, dobijaju nezavisni krugovi upravljanja realnom i reaktivnom snagom. Sistem za upravljanje snagom (*Power Manager System – PMS*) sadrži dvije komponente : upravljanje aktivnom i upravljanje reaktivnom snagom. U ovom modelu biće predstavljeno upravljanje aktivnom snagom u cilju implementacije virtuelne inercije.

Logika se zasniva na praćenju i računanju struje po d – osi i na osnovu nje računanju potrebne aktivne snage. Jedinica za upravljanje odatom snagom iz DIE pomoću komponenata energetske elektronike i logike upravljanja naziva se *Electronically Interfaced DG Unit (EI – DG)* [83].

Metoda zasnovana na *droop* karakteristikci je dobar izbor za regulaciju frekvencije u mikro mrežama u kojima je frekvencija sklona variranju zbog dominantno priključenih distribuiranih izvora električne energije (DIE). Devijacije frekvencije mogu biti limitirane korišćenjem *frequency – droop* karakteristike pojedinih DIE, u kojem bi se vršio dispečing aktivnih snaga u cilju održavanja ciljane vrijednosti frekvencije. Komunikacija između pojedinih DIE se vrši preko informacije o vrijednosti frekvencije sistema.



Slika 5.4.1. Šematski prikaz sistema za upravljanje realnom snagom DIE [81].

Na slici 5.4.1. je prikazana šema upravljanja realnom snagom. Ulazni podatak je vrijednost frekvencije sistema, koji je dobijen estimacijom frekvencije korišćenjem PLL bloka koristeći napon

na sabirnicama gdje je priključen DIE. Izlazni podatak je referentna struja koja je ujedno ulazni podatak strujnom kontroleru d- ose. Referentna aktivna snaga se sastoji od dvije komponente : aktivne snage koja je proračunata prema *frequency-droop* karakteristici potrebna za prigušenje oscilacija frekvencije i aktivne snage potrebne za restauraciju stacionarne frekvencije [81]:

$$P_{\text{ref}} = P_n^D + P_n^{\text{RS}} \quad (5.4.1)$$

Gdje je : P_{ref} – referentna aktivna snaga

P_n^D – snaga generatora koja se generiše na osnovu *P-f* krive generatora

P_n^{RS} – snaga restauracije

Aktivna snaga n -tog generatora potrebna za prigušenje oscilacija frekvencije računa prema formuli [81]:

$$P_n^D = - \frac{1}{K_{wn}} (\omega_0 - \omega_n) + P_n^0 \quad (5.4.2)$$

Koeficijent K_{wn} je koeficijent nagiba krive *P-f* krive n -tog generatora, ω_0 referentna učestanost mikromreže, ω_n trenutna učestanost mikro mreže, i P_n^0 početnu vrijednost aktivne snage jedinice (vrijednost aktivne snage koju je generator injektirao u mrežu neposredno prije poremećaja).

Proces restauracije frekvencije se postiže korišćenjem kontrolera sa velikom vremenskom konstantom [81]:

$$P_n^{\text{RS}} = (K_{pRS} + \frac{K_{iRS}}{s})(\omega_0 - \omega_n) \quad (5.4.3)$$

Gdje su K_{pRS} i K_{iRS} proporcionalni i integralni pojačavači kontrolera.

Korišćenjem podatka o naponu na sabirnicama DIE, korišćenjem PLL bloka vrši se emulacija frekvencije sistema. Zatim se odstupanje frekvencije od referentne vrijednosti koristi kao ulazni podatak za računanje potrebne aktivne snage koja će prigušiti oscilacije frekvencije i snagu potrebnu za restauraciju frekvencije. Zbir te dvije navedene aktivne snage daju ukupnu referentnu aktivnu snagu. Poređenjem te snage i izlazne snage DIE, formira se ulazni signal za strujni kontroler, koji na svom izlazu daje referentnu vrijednost struje za potrebnu odatu snagu u mrežu [83].

6. IMPLEMENTACIJA VIRTUELNE INERCIJE NA PRIMJERU REALNOG ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA

U ovom poglavlju biće implementiran dodatni krug virtualne inercije u procesu upravljanja i održavanja stabilnosti elektroenergetskog sistema Crne Gore. Razmotriće se različiti nivoi integracije OIE u mrežu, njihov uticaj na parametre stabilnosti, kao i potrebna dodatna snaga iz sistema za implementaciju virtualne inercije kako bi se ti parametri održali u dozvoljenim granicama prilikom poremećaja u sistemu.

1. Podaci o generatorima i primarnom turbinskom regulatoru HE Perućica

Potrebni podaci za modelovanje primarne regulacije iz HE Perućica :

Tabela 6.1. : Potrebni podaci za modelovanje djelovanja turbinskog regulatora

Oznaka	Vrijednost
Brzina regulacije R [p.u./Hz]	0,05*50
Vremenska konstanta servomotora Ts [s]	0,2
Vremenska konstanta turbine T_T [s]	2,4
Nazivna prividna snaga G1- G5 [MVA]	40
Nazivna prividna snaga G6- G7 [MVA]	60

Podaci o konstanti inercije i faktoru prigušenja HE Perućica :

Tabela 6.2. : Potrebni podaci o konstanti inercije i faktoru prigušenja

Oznaka	Vrijednost
Konstanta inercije H [s] za generatore G1-G5	2,17
Konstanta inercije H [s] za generatore G6-G7	2,12
Prigušenje turbine D [p.u./Hz]	1,5/50

2. Podaci o generatorima i primarnom turbinskom regulatoru HE Piva

Potrebno je proračunati brzinu regulacije R, prema podatku o stalnom statizmu. Prema podacima preuzetih iz tehničke dokumentacije primarnog turbinskog regulatora HE Piva, koeficijent stalnog statizma iznosi 5%. Prema relaciji (3.1) koeficijent statizma se računa :

$$s_{\%} = \frac{\Delta f}{\frac{f_n}{\Delta P}} \frac{P_n}{P_n} 100\% \quad (6.1)$$

Kako je $R = \frac{\Delta f}{\Delta P}$, to se dobija da je :

$$R = \frac{s_{\%}}{100\%} \frac{f_n}{P_n} \quad (6.2)$$

Iz poznatih podataka :

$$s_{\%} = 5\%$$

$$f_n = 50\text{Hz}$$

$$P_n = S_n \cos\varphi = 120 * 0,95 = 114 \text{ MW}$$

Slijedi da je $R = 0,02 \text{ p.u.} \frac{\text{Hz}}{\text{MW}}$, ili 2,5 p.u.Hz.

Potrebno je preračunati konstantu inercije H :

$$H = \frac{J\omega_{sm}^2}{2S_n} \quad (6.3)$$

Ili

$$H = \frac{1}{2} \left(\frac{\pi}{60}\right)^2 \frac{(GD^2)n^2}{S_n} \quad (6.4)$$

Iz poznatih podataka o zamajnom momentu generatora $GD^2 = 6.000 \text{ tm}^2$ računa se momenat inercije generatora $J = \frac{GD^2}{4} = 1500 \text{ tm}^2$ [94].

Nazivni broj obrtaja je $n = 250 \frac{\text{o}}{\text{min}}$, mehanička ugaona brzina je $\omega_{sm} = 26,17 \frac{\text{rad}}{\text{s}}$, nazivna snaga generatora $S_n = 120 \text{ MVA}$. Proračunata konstanta inercije H iznosi 4,27 s [86,94].

Tabela 6.3. : Podaci potrebni za modelovanje turbinskog regulatora i vrijednost konstante inercije

Oznaka	Vrijednost
Brzina regulacije R [p.u. Hz]	2,5
Vremenska konstanta regulatora [s]	4
Vrijeme aktivacije kompletne primarne rezerve [s]	30
Nazivna snaga generatora [MVA]	120
Konstanta inercije H [s]	4,27

3. Podaci o generatoru TE Pljevlja

Tabela 6.4. : Potrebni podaci o TE Pljevlja

Oznaka	Vrijednost
Nazivna prividna snaga [MVA]	247
Nazivna aktivna snaga [MW]	210
Faktor snage $\cos\varphi$	0.85
Konstanta inercije H [s]	2.6

4. Implementacija upravljačkog kruga virtuelne inercije

Emulacija rada sinhronog generatora će se vršiti implementacijom jednačine njihanja u upravljački krug virtuelne inercije. Jednačina njihanja opisuje ponašanje SG u toku tranzijentnih, prelaznih procesa. Ovim se postiže oponašanje rada SG kroz dodati upravljački krug virtuelne inercije [16,84,85].

$$\Delta P_{VI} = K_{VI} \frac{d\Delta f}{dt} + D_{VI} \Delta f \quad (6.4)$$

Gdje je P_{VI} snaga odata iz sistema virtuelne inercije, K_{VI} virtuelna konstanta inercije, D_{VI} virtuelni faktor prigušenja.

Iz jednačine (6.4) se zaključuje da snaga debalansa aktivnih snaga generatora i opterećenja će se nadomijestiti odatom snagom iz sistema virtuelne inercije ΔP_{VI} , kako bi se ukupni debalans aktivnih snaga otklonio. Potrebna promjena odate snage iz sistema VI se vrši izborom adekvatne vrijednosti virtuelne konstante inercije K_{VI} [16,84]:

$$K_{VI} = \frac{2HP_{inv}}{f_0} \quad (6.5)$$

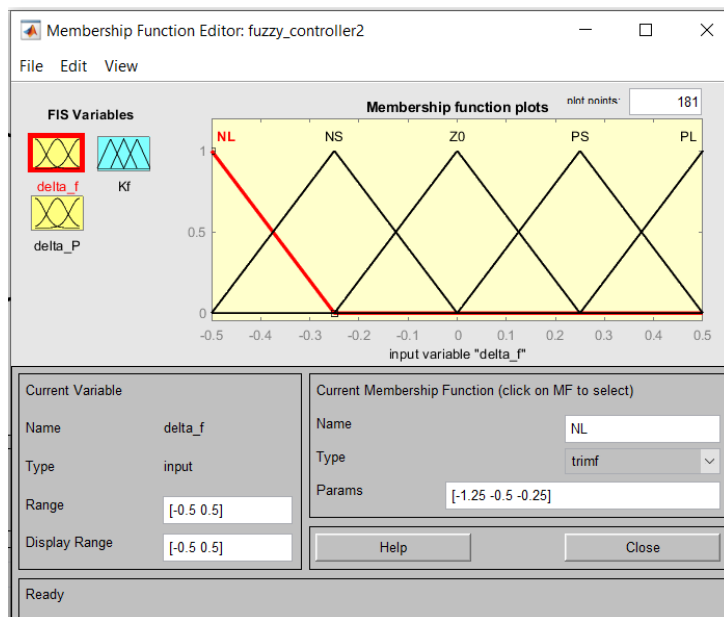
Pravilnim odabirom konstante K_{VI} kontroliše se izlazna snaga iz invertora P_{inv} . Kako bi za sve veličine poremećaja postojao optimalan, adekvatan odziv sistema virtuelne inercije potrebno je da virtuelna konstanta inercije K_{VI} bude adaptivna. U ovom radu odabran je *fuzzy logic* kontroler određivanja vrijednosti konstante inercije i za upravljanje virtuelnom inercijom.

5. Fuzzy logic kontroler za upravljanje virtuelnom inercijom

Fuzzy logika je rasprostranjena u upravljanju nelinearnim, složenim sistemima. Ne zahtjeva matematički model sistema, ne koristi linearizaciju prethodno nelinearnog sistema, što ga čini snažnim upravljačkim alatom. Kao logiku upravljanja koristi uslove na osnovu čijih rješenja daje izlazni podatak. Za njegov pravilan rad potrebni su vrijednosti ulaznih podataka, koji se klasifikuju kroz različite opsege zadatih funkcija pripadnosti. Svrstavanjem dobijenih vrijednosti u određene zadate opsege, i korišćenjem kreiranih „if – then“ uslova, on daje traženu izlaznu vrijednost.

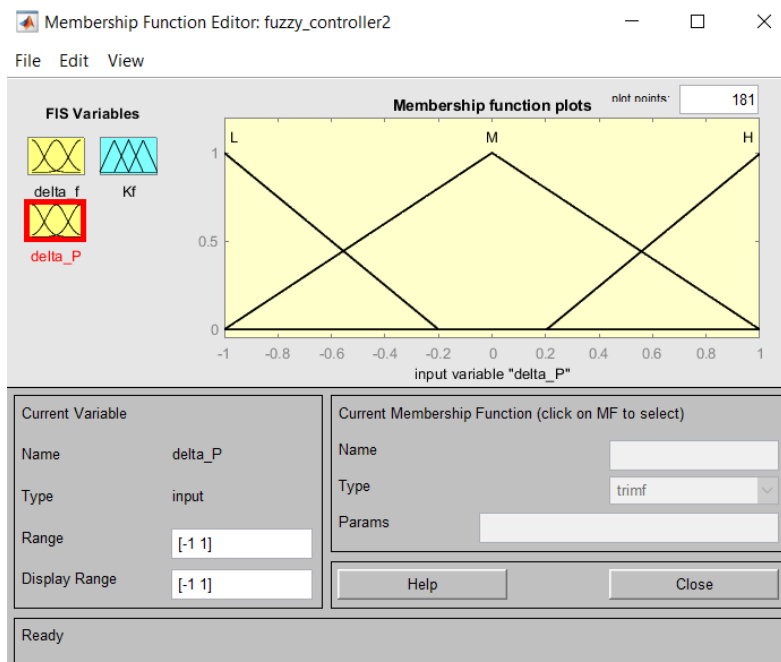
Za upravljanje virtuelnom inercijom ulazni podaci koji su od značaja su vrijednost promjene frekvencije sistema i snaga poremećaja iz OIE.

Prvi korak jeste formiranje opsega u kojem se mogu naći ulazni podaci o vrijednostima promjene frekvencije (u odnosu na nominalnu frekvenciju) i snage poremećaja iz OIE. Svaki opseg promjene je opisan pridjevima koji opisuju veličinu poremećaja, korišćenjem skraćenica NS (*negative small*), NL (*negative large*), PS (*positive small*), PL (*positive large*). Opsege definiše sam korisnik, i tim opsezima dodaje pomenute opisne pridjeve koji odgovaraju veličini poremećaja, promjene frekvencije i izlaznog podatka – vrijednosti virtuelne konstante inercije [83].



Slika 6.1. Funkcija pripadnosti za ulazni podatak – vrijednost promjene frekvencije.

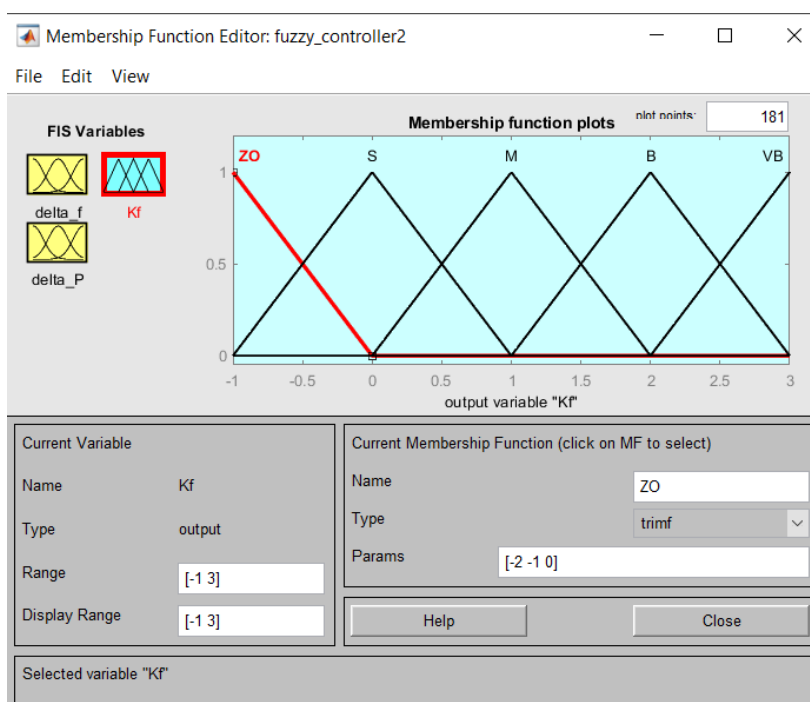
Na slici 6.1. je prikazana funkcija pripadnosti fuzzy logice za ulazni podatak vrijednosti promjene frekvencije. Krajnji opseg promjene frekvencije koji je postavljen prema dozvoljenom odstupanju frekvencije je od -0.5 do 0.5 Hz. Funkcija pripadnosti je trapezoidnog oblika, što dodatno poboljšava opis veličine za koju je formirana. Kao npr., ukoliko je promjena frekvencije negativna i iznosi 0.4, njen opis koji će prepoznati *fuzzy* logika jeste da je 40% negativno mala vrijednost (NS – *negative small*) i 60% negativno velika vrijednost (NL – *negative large*). Opsege vrijednosti i njihovo karakterisanje riječima određuje korisnik [84,85].



Slika 6.2. Funkcija pripadnosti za promjenu aktivne snage iz OIE.

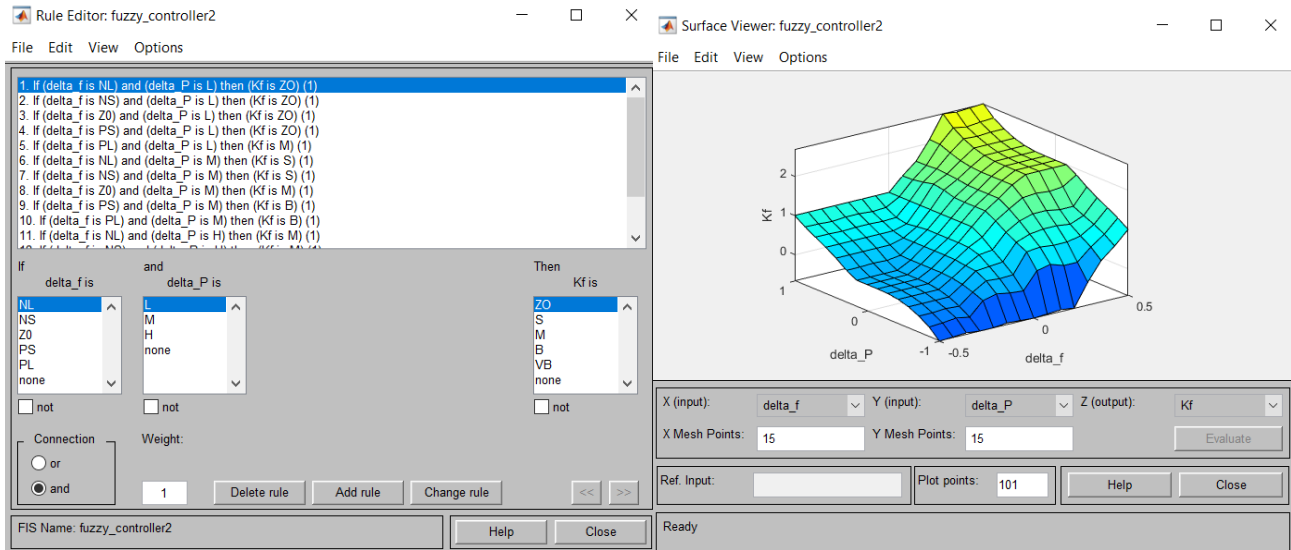
Funkcija pripadnosti za promjenu snage iz OIE je definisana opsegom od -1 do 1 p.u. u kojem bi se mogao naći poremećaj izazvan smanjenjem proizvodnje iz pomenutih jedinica. Definisana su tri opsega poremećaja, i to kao mali (L – *low*), srednji (M – *medium*), i veliki (H – *high*). Svaka vrijednost promjene aktivne snage iz OIE je definisana sa dvije karakteristične riječi sa procentom pripadnosti tim opsezima. Slično promjeni frekvencije, ukoliko je promjena snage iz OIE pozitivna i iznosi 0.4 p.u., onda ta vrijednost pripada 0.3% visokoj vrijednosti poremećaja i 0.7% srednjoj vrijednosti poremećaja.

Centralni dio jeste formiranje uslova, koji definišu vrijednost potrebne konstante virtuelne inercije. Uslovi su izvedeni na osnovu jednačine njihanja kojom se u odnosu na poremećaj aktivnih snaga i promjenom frekvencije, kao i brzinom promjene frekvencije može preračunati potrebna virtuelna konstanta inercije K_{VI} .



Slika 6.3. Izlazna vrijednost kontrolera – vrijednost virtuelne konstante inercije.

Vrijednost virtuelne konstante inercije K_{VI} se nalazi u opsegu od -1 do 3, za zadate opsege ulaznih podataka [16]. Vrijednost K_{VI} kontrolira odatu snagu invertora, i na taj način daje potrebnu snagu sistemu u toku poremećaja.



Slike 6.4. i 6.5. Određivanje vrijednosti konstante virtuelne inercije.

6. Regulacija frekvencije sa dodatim upravljačkim krugom virtuelne inercije

Sada balans aktivnih snaga zavisi od proizvodnje iz vjetroelektrana, solarnih elektrana, primarne i sekundarne regulacije iz tradicionalnih generatora, dodatne snage iz sistema virtuelne inercije, kao i snage opterećenja.

Iz jednačine njihanja se izvodi sljedeća relacija u Laplasovom domenu koja karakteriše promjenu frekvencije u zavisnosti od balansa aktivnih snaga iz proizvodnih jedinica i snage opterećenja [84]:

$$\Delta f(s) = \frac{1}{Hs+D} (\Delta P_G(s) + \Delta P_{VE}(s) + \Delta P_{SE}(s) + \Delta P_{VI}(s) - \Delta P_L(s)) \quad (6.6)$$

Gdje su ΔP_G , ΔP_{VE} , ΔP_{SE} , ΔP_{VI} , ΔP_L redom promjene snage iz tradicionalnih generatorskih jedinica, vjetroelektrane, solarne elektrane, virtuelne inercije i opterećenja, dok su H i D konstante inercije sistema i faktor prigušenja opterećenja.

Prema modelovanju primarne regulacije i sekundarne regulacije, snaga iz regulacionih agregata se definiše sljedećom prenosnom funkcijom [84]:

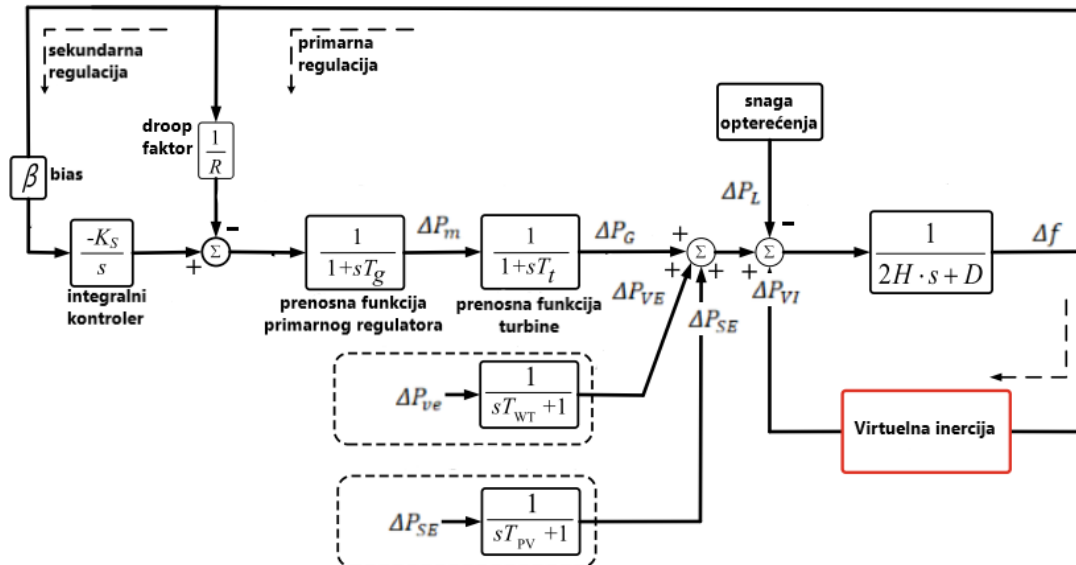
$$\Delta P_G = \frac{1}{1+sT_g} \frac{1}{1+sT_t} (\Delta P_{ACE} - \frac{1}{R} \Delta f) \quad (6.7)$$

$$\Delta P_{ACE}(s) = \frac{K_I}{s} (\beta \Delta f(s)) \quad (6.8)$$

$$\Delta P_{VE}(s) = \frac{1}{1+sT_{VE}} \Delta P_{ve} \quad (6.9)$$

$$\Delta P_{SE}(s) = \frac{1}{1+sT_{SE}} \Delta P_{solara} \quad (6.10)$$

Gdje su T_{VE} i T_{SE} vremenske konstante vjetroelektrane (sistem turbina-generator) i solarne elektrane.



Slika 6.6. Šematski prikaz regulacije frekvencije sa dodatim krugom virtuelne inercije [84].

7. ANALIZA SLUČAJA IMPLEMENTACIJE VIRTUELNE INERCIJE NA PRIMJERU REALNOG ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA

Posmatra se slučaj Crnogorskog Elektroenergetskog sistema kakav je trenutno, u kojem su glavne proizvodne jedinice TE Pljevlja, HE Piva i HE Perućica, dok se proizvodnja vrši i iz VE Krnovo i VE Možura. U ovakvom uklopnom stanju generatora, simulira se poremećaj snage i analiziraju njegovi efekti na glavne parametre stabilnosti (RoCoF, *nadir*, devijacija frekvencije) sa i bez dodatog upravljačkog kruga virtualne inercije.

Prema podacima o konstanti inercije elektrana koje su izvor inercije, konstanta inercije sistema iznosi :

$$H_{\text{sistema}} = \frac{\sum H_{\text{Gen}} S_{\text{Gen}}}{S_{\text{sistema}}} = \frac{H_{\text{TE}} S_{\text{TE}} + H_{\text{Piva}} S_{\text{Piva}} + H_{\text{Per}} S_{\text{Per}}}{S_{\text{sistema}}} \quad (7.1)$$

$$H_{\text{sistema}} = \frac{2,6 \cdot 247 + 4,27 \cdot 360 + 2,12 \cdot 120 + 2,17 \cdot 200}{247 + 360 + 320 + 72 + 46} = 2,74 \text{ s}$$

$$D_{\text{sistema}} = \frac{1,5}{50} = 0,03 \text{ p. u. Hz} \quad (7.2)$$

HE Perućica i HE Piva učestvuju u primarnoj regulaciji, dok HE Perućica učestvuje i u sekundarnoj regulaciji. TE Pljevlja je opterećena baznom snagom.

Tabela 7.1. : Podaci o sistemu CGES-a potrebni za analizu regulacije frekvencije

Podaci o sistemu	Vrijednost
Bias	1.00
Pojačanje integralnog kontrolera	0.1
Brzina primarne regulacije R [p.u.Hz]– Perućica	2.5
Vremenska konstanta servomotora [s] - Perućica	0.2
Vremenska konstanta turbine [s] - Perućica	2.4
Brzina primarne regulacije R [p.u.Hz]– Piva	2.5
Vremenska konstanta primarnog regulatora [s]- Piva	4
Vremenska konstanta turbine [s] - Piva	26
Konstanta inercije sistema [s]	2.1
Koeficijent prigušenja opterećenja [p.u./Hz]	0.03
Vremenska konstanta turbina-generator vjetroelektrane [s]	0.14
Vremenska konstanta solarnih panela [s]	1.9

Tabela 7.2. : Podaci o sistemu virtuelne inercije [16].

Podaci o virtuelnoj inerciji	Vrijednost
Virtuelna brzina regulacije R_{VI} [p.u.Hz]	2.7
Virtuelni faktor prigušenja [p.u./Hz]	0.9
Vremenska konstanta invertora i sistema za skladištenje [s]	1

Podaci su uzeti prema tipičnim vrijednostima parametara pojedinih elemenata sistema za integraciju virtuelne inercije.

7.1. Slučaj : Ispad najveće proizvodne jedinice za slučaj vršnog opterećenja pri integraciji VE snage 21,45% snage konzuma i ukupnoj snazi iz OIE koja čini 63,63% snage konzuma

Posmatra se slučaj EES-a Crne Gore u slučaju vršnog opterećenja konzuma snage 550 MW. Za potrebe napajanja takvog konzuma, električna energija se proizvodi iz TE Pljevlja, HE Perućica i HE Piva, kao i VE Krново i Možura.

U cilju zadovoljenja bilansne jednačine snaga, angažovanje snaga iz elektrana se vrši prema sljedećoj raspodjeli i to :

Tabela 7.1.1. Preraspodjela snaga između elektrana za potrebe napajanja konzuma snage 550 MW

Elektrana	Odata snaga [MW]
TE Pljevlja	200
HE Perućica	92
VE Krново i VE Možura	118
HE Piva	140
Ukupno :	550

HE Perućica angažuje jedan veći generator snage 58,5 MW, i četiri manja generatora sa 21,75 % svoje nazivne snage u cilju ostvarivanja rezerve i mogućnosti učešća u primarnoj i sekundarnoj regulaciji.

HE Piva angažuje dva agregata snage koji učestvuju sa minimalnom snagom od 70 MW u cilju ostvarivanja rezervne snage za učešće u primarnoj i sekundarnoj regulaciji.

U cilju komparacije parametara stabilnosti posmatrač se tri različita sistema regulacije. Formiranjem tri sistema regulacije omogućava se poređenje performansi regulacije sva tri sistema. Posmatra se prema veličini jednak ispad snage u svim sistemima regulacije, pri istoj konstanti inercije sistema prije ispada (isto angažovanje agregata prije ispada).

Prvi slučaj regulacije čine regulacione HE koje se trenutno koriste u EES-u Crne Gore. Drugi sistem dodatno sadrži regulaciju iz VI. Treći sistem regulacije koristi iste regulacione resurse kao prvi sistem regulacije, i dodatnu HE koja predstavlja konvencionalni način regulacije.

Prvi sistem regulacije čine HE Perućica i HE Piva koje učestvuju u primarnoj i sekundarnoj regulaciji. U tom sistemu angažovane snage elektrana su date u tabeli 7.1.1., u kojem snaga iz VE

iznosi 118 MW, odnosno 21,45% snage konzuma. Ukupna snaga iz OIE iznosi 63,63% snage konzuma.

U drugom sistemu regulacije osim regulacije iz HE Perućica i HE Piva dodata je regulacija iz VI. Takođe, u tom sistemu snaga iz VE iznosi 118 MW, odnosno 21,45% snage konzuma. Ukupna snaga iz OIE iznosi 63,63% snage konzuma. U drugom sistemu angažovane snage iz elektrana su date u tabeli 7.1.1.

Treći sistem regulacije čine HE Perućica i HE Piva, kao i regulacija iz dodate HE koja služi za ostvarivanje obrtne rezerve. Naime, dodata HE ne učestvuje u angažovanju agregata u normalnom pogonu, već služi kao rezerva u slučaju ispada. Njena rezervna snaga iznosi 200 MW, odnosno jednaka je snazi najkritičnijeg ispada – ispada najveće proizvodne jedinice u sistemu.

Dodavanjem regulacione HE se omogućava poređenje regulacionih performansi konvencionalnog pristupa regulacije (treći sistem regulacije) i regulacije sa dodatom VI (drugi sistem regulacije) pri istim nivoom integracije VE i FN, odnosno istom konstantom inercije sistema prije ispada snage.

Ukupna snaga proizvodnje iz VE i FN za slučaj trećeg sistema integracije je takođe 21,45% snage konzuma, odnosno 63,63% OIE. Angažovanje agregata trećeg sistema regulacije se vrši prema tabeli 7.1.1.

Posmatra se slučaj ispada najveće proizvodne jedinice – TE Pljevlja koja je opterećena baznom snagom veličine 200 MW. Uporediće se parametri stabilnosti pri regulaciji iz navedena tri sistema regulacije.

Kako ispad TE uslovljava i smanjenje konstante inercije, jer je TE izvor inercije, potrebno je preračunati konstantu inercije sistema koju ima nakon ispada.

Konstanta inercije sistema bez TE, sa 21,45% snage iz VE, odnosno 63,63% OIE :

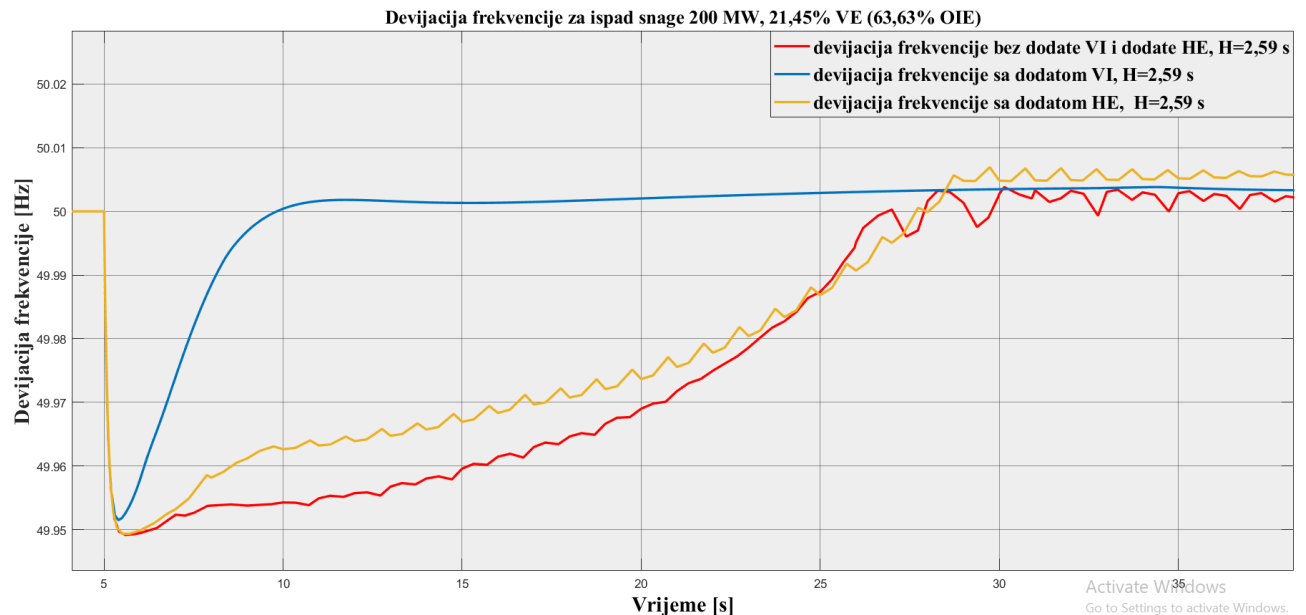
$$H_{\text{sistema}} = \frac{H_{\text{Piva}}S_{\text{Piva}} + H_{\text{Per}}S_{\text{Per}}}{S_{\text{sistema}}} = \frac{2 \cdot 4,27\text{s} \cdot 120\text{MVA} + 2,12\text{s} \cdot 60\text{MVA} + 4 \cdot 2,17 \cdot 40\text{MVA}}{2 \cdot 120\text{MVA} + 60\text{MVA} + 4 \cdot 40\text{MVA} + 118\text{MVA}} = 2,59\text{s} \quad (7.1.1)$$

Simulira se ispad TE Pljevlja u petoj sekundi posmatranog perioda, pri čemu dolazi do debalansa snage u iznosu od 200 MW.

Prvi sistem regulacije koristi HE Perućica i HE Piva. Primarnom i sekundarnom regulacijom iz HE Perućica u sistem se injektira dodatnih 112 MW (angažovanje 4 regulaciona generatora), dok se iz HE Piva isporučuje 88 MW.

Drugi sistem regulacije takođe koristi HE Perućica i HE Piva koje isporučuju aktivne snage 112 MW i 88 MW, respektivno. Dodatno, drugi sistem regulacije sadrži i dodatni nivo regulacije korišćenjem VI.

Treći sistem regulacije čine HE Perućica i HE Piva koje kroz primarnu i sekundarnu regulaciju isporučuju u mrežu aktivne snage u vrijednosti od 112 MW i 88 MW respektivno. Treći sistem regulacije sadrži dodatni nivo regulacije sa dodatnom regulaciom HE koja ima dovoljnu količinu rezervne snage za najkritičniji mogući slučaj.



Slika 7.1.1. Devijacija frekvencije za slučaj ispada TE 200 MW, 21,45% VE, 63,63% OIE

Na slici 7.1.1. je prikazana devijacija frekvencije u slučaju ispada TE snage 200 MW, pri napajanju konzuma vršnog opterećenja snage 550 MW.

Crvenom krivom je označena promjena frekvencije za prvi sistem regulacije kojeg čine HE Perućica i HE Piva, bez dodate VI i dodate HE. U tom slučaju 21,45% proizvodnje je iz VE (63,63% OIE), pri čemu je konstanta inercije 2,59 s.

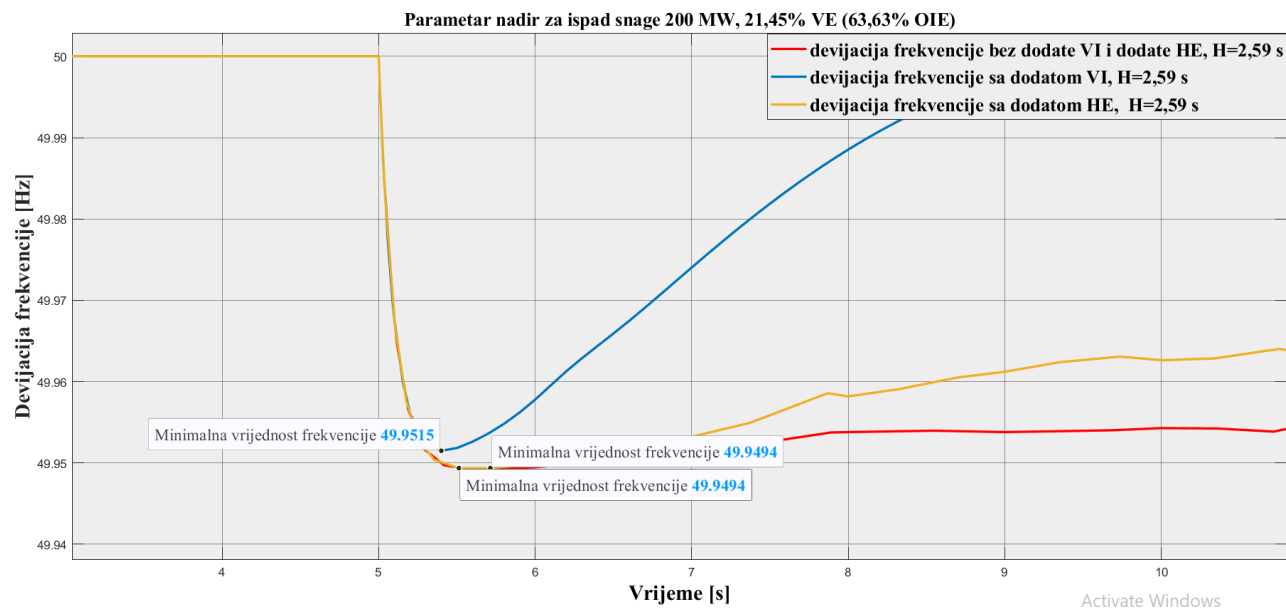
Plavom bojom je označena kriva promjene frekvencije koja odgovara drugom sistemu regulacije koju čine HE Perućica i HE Piva, kao i dodata VI. U drugom slučaju takođe 21,45% proizvodnje je iz VE (63,63% OIE), dok je konstanta inercije 2,59 s.

Žutom bojom je označena kriva promjene frekvencije koja odgovara trećem sistemu regulacije kojeg čine HE Perućica i HE Piva i regulacijom iz dodate HE. U trećem slučaju je nivo proizvodnje iz VE takođe 21,45 % snage konzuma, a konstanta inercije sistema 2,59 s.

Sa slike se uočava da najnižu vrijednost frekvencije u toku poremećaja, najbrže vraćanje frekvencije na vrijednost približnu nominalnoj ima drugi sistem regulacije sa dodatom VI.

Takođe, uočava se da finiju regulaciju postiže drugi sistem regulacije. Kako regulator VI podešava izlaznu aktivnu snagu u cilju ostvarivanja optimalne konstante inercije, sa kraćim vremenskim intervalima djelovanja kriva promjene frekvencije nema fluktuacije frekvencije u toku regulacije (kriva devijacije frekvencije je glatka).

U slučaju regulacije frekvencije koristeći prvi i treći sistem regulacije tokom regulacije frekvencije, vrijednost frekvencije fluktuirala. Razlog tome je što konvencionalni sistem regulacije ima grublju regulaciju, koja nastaje kao efekat postojanja statizma kod primarne regulacije i faktora koji utiču na podešenje sekundarne regulacije. Kako VI djeluje dodatno kao treći stepen regulacije, to ujedno i grešku koju stvaraju primarna i sekundarna regulacija odstranjuje, zbog mogućnosti da preračunavanjem optimalne aktivne izlazne snage daje osjetljiviju, finiju regulaciju.



Slika 7.1.2. Vrijednost parametra nadir za slučaj ispada TE 200 MW, 21,45% VE, 63,63% OIE

Najmanju vrijednost parametra *nadir* – minimalne/maksimalne vrijednosti frekvencije koju dostiže sistem u toku poremećaja ima prvi sistem, bez dodate VI i dodate HE, i to 49,949 Hz. Razlog tome je što prvi sistem regulacije od regulacionih resursa koristi HE Perućica i HE Piva, bez dodatnih krugova regulacije.

Drugi sistem regulacije, sa dodatom VI ima najmanji propad frekvencije, odnosno njegova minimalna vrijednost frekvencije je 49,951 Hz.

Treći sistem regulacije dostiže istu minimalnu vrijednost frekvencije kao i prvi sistem regulacije i to 49,949 Hz.

Kako je prirodna inercija prirodan odziv sistema da zadrži svoje prvobitno stanje, ona djeluje u samom trenutku začeca poremećaja. Parametar *nadir* dostiže svoj maksimum, odnosno minimum na samom početku oscilacija, i njegova veličina zavisi od mogućnosti prigušenja oscilacija nakon ispada.

Drugi sistem regulacije nakon isteka vremena koje je potrebno za njegovo reagovanje povećava konstantu inercije sistema, i samim tim ostvaruje veću vrijednost minimalne vrijednosti frekvencije. Sistem sa dodatom VI se u trenutku t_0^+ ponaša slično kao sistem bez VI. Razlog tome jeste postojanje kašnjenja djelovanja zbog vremenske konstante invertora i sistema za skladištenje energije. Međutim, nakon angažovanja VI, frekvencija se u ovom sistemu najbrže vraća na nominalnu vrijednost. Efekat stabilizacije frekvencije i prigušenja oscilacija ovog sistema je najintezivniji zato što upravljački krug VI podešava virtuelnu konstantu inercije na njenu idealnu vrijednost. Ovaj proces se ponavlja, što znači da u svakoj sekvenci poremećaja se generiše ona optimalna konstanta inercije koja je potrebna da priguši oscilacije frekvencije.

Tabela 7.1.2. Poređenje vrijednosti parametra RoCoF za slučaj ispada TE 200 MW, VE 21,45% snage konzuma, 63,63% OIE

Vrijednost RoCoF-a sistema bez dodate VI i HE, 21,45% snage konzuma [Hz/s]	Vrijednost RoCoF-a sa dodatom VI, 21,45% snage konzuma [Hz/s]	Vrijednost RoCoF-a sa dodatom HE, VE i FN 21,45% snage konzuma [Hz/s]	Vremenski okvir usrednjenja [ms]
0,323	0,322	0,320	100
0,101	0,096	0,100	500
0,050	0,042	0,49	1000
0,023	0,012	0,021	2000

Važan parametar stabilnosti je brzina promjene frekvencije – RoCoF (*rate-of-change-of-frequency*) koja karakteriše dinamiku propada frekvencije. Visoka vrijednost ovog parametra je karakteristična za slabe mreže, sa malom konstantom inercije. Takođe, parametar RoCoF zavisi i od veličine poremećaja, pri čemu veći deficiti snage izazivaju brže promjene frekvencije.

Bitni vremenski okvir usrednjenja RoCoF-a (vremenski opseg za koji se aproksimira brzina promjene frekvencije, odnosno aproksimirani koeficijent nagiba krive za određen vremenski interval) su 100 ms, 500 ms, 1000 ms, 2000 ms.

Iz tabele 7.1.2. se uočava da u prvih 100 ms brzina promjene frekvencije je približno ista za sva tri sistema regulacije. U početnom trenutku poremećaja $t=0^+$ sva tri sistema imaju isti koeficijent inercije sistema, što dalje implicira da imaju iste sposobnosti prigušivanja početnih oscilacija.

Sistem sa dodatom VI ima vremensko zatezanje djelovanja u procesu regulacije koje je uslovljeno vremenskim konstantama djelovanja invertora i sistema za skladištenje, pa u samom trenutku $t=0^+$ ima gotovo istu vrijednost parametra RoCoF kao i dva preostala sistema regulacije, sa istim nivoom integracije VE.

Za vrijeme usrednjenja od 500 ms, 1000 ms, 2000 ms najnižu vrijednost parametra RoCoF ima sistem sa dodatom VI, koji emulira inerciju sistema, povećavajući je na njenu optimalnu vrijednost. Sistem sa dodatom VI u ovom periodu angažuje snagu iz sistema za skladištenje čime smanjuje vrijednost RoCoF-a u odnosu na sistem bez VI.

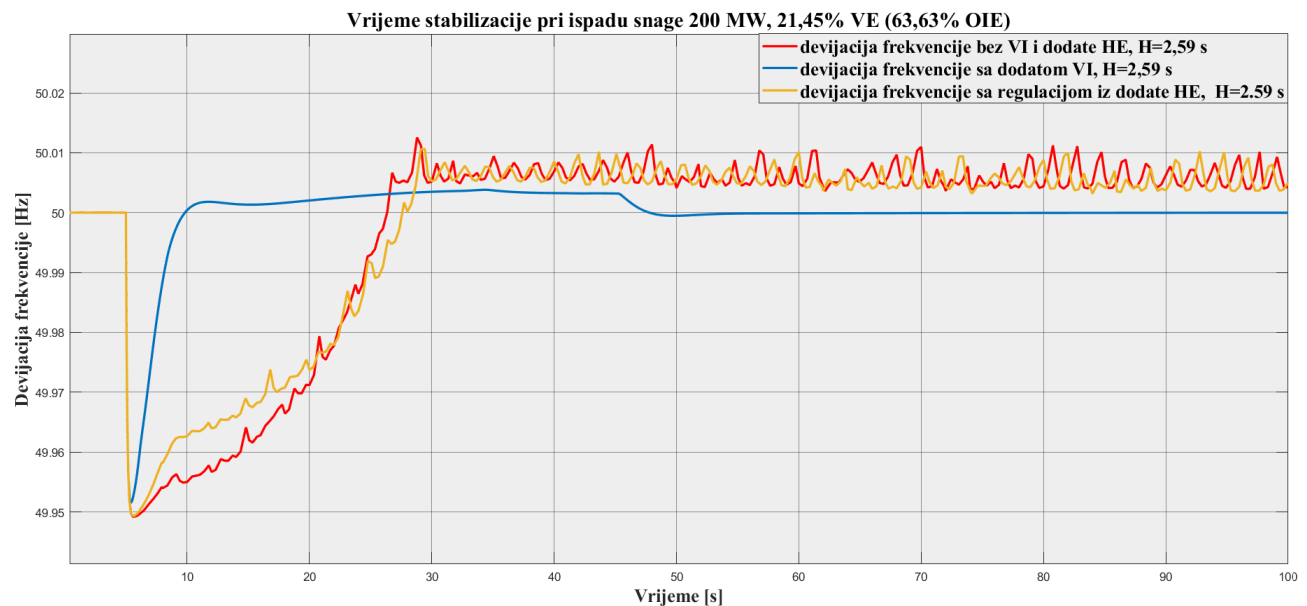
Sistem sa dodatom HE ima neznatno niži parametar RoCoF za vremenski okvir usrednjenja u trajanju od 500 ms, 1000 ms i 2000 ms u odnosu na sistem bez dodate VI i bez dodate HE. Razlog tome jeste što treći sistem regulacije injektira veću aktivnu snagu pri primarnoj regulaciji, odnosno u prvih 2000 ms nakon poremećaja (najduži vremenski okvir koji je od značaja za praćenje vrijednosti parametra RoCoF). Dakle, treći sistem regulacije povećava konstantu inercije tokom poremećaja zbog uključivanja obrtne rezervne snage iz dodate HE u odnosu na prvi sistem regulacije i zato smanjuje vrijednost RoCoF-a, međutim njena vrijednost konstante inercije nije idealna kao u slučaju postojanja VI.

U trećem slučaju sistema regulacije u prvih 2000 ms su uključeni regulacioni resursi HE Piva i Perućica i dodate HE koji učestvuju u primarnoj regulaciji, i koji imaju određenu grešku zbog postojanja statizma. U drugom sistemu dodatno postoji kontrolni krug VI čiji regulator ima podesiva

podešenja kojim se izbjegava dodatna greška u regulaciji, što rezultira u preciznijem odavanju odate snage, a samim ti i bržim smanjenjem devijacije frekvencije, parametra RoCoF i parametra *nadir*.

Za duži vremenski okvir usrednjenja najbolji odziv sistema ima sistem sa dodatom VI pri čemu smanjuje brzinu promjene frekvencije prigušujući oscilacije frekvencije.

Važno je uočiti da za slučaj sva tri sistema regulacije parametar RoCoF je u dozvoljenim granicama za odabrane vremenske okvire usrednjenja.



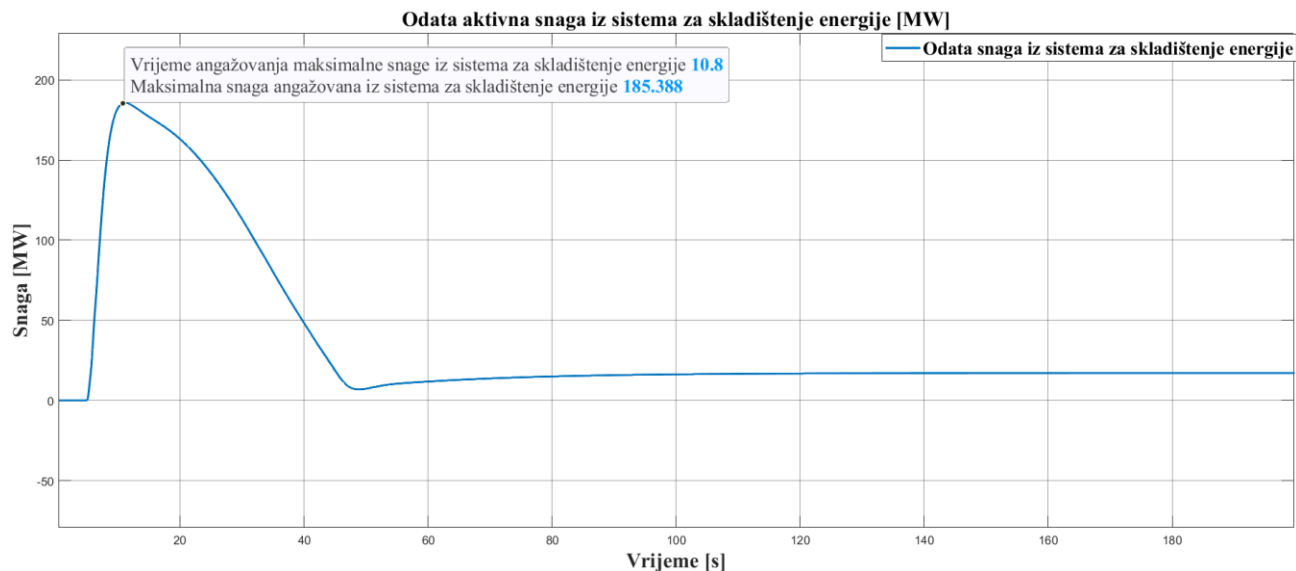
Slika 7.1.3. Vrijeme stabilizacije za slučaj ispada TE 200 MW, 21,45% VE, 63,63% OIE

Vrijeme stabilizacije frekvencije u mikro mreži označava vremenski interval od početka poremećaja do trenutka kada se frekvencije sistema vrati na nominalnu vrijednost uz dozvoljeno odstupanje od $\pm 1,5$ Hz nominalne frekvencije (48,5 Hz – 51,5 Hz) [89].

Sa slike 7.1.3. se uočava da minimalna frekvencija sistema sva tri sistema regulacije ima višoj vrijednost od donje granične vrijednosti frekvencije u normalnom radu sistema. Dakle, vrijeme stabilizacije sva tri sistema regulacije je 0 s.

Sa slike 7.1.3. se uočava da prvi i treći sistem u posmatranom intervalu ne vraćaju frekvenciju na idealnu vrijednost od 50 Hz (vrijednost frekvencije je neznatno veća), što je slučaj sa drugim sistemom regulacije sa dodatom VI. Razlog tome jeste što sistem sa dodatom VI ima finiju regulaciju zbog mogućnosti konstantnog preračunavanja virtuelne konstante inercije u odnosu na promjenu frekvencije sistema, pri čemu daje optimalnu izlaznu snagu kako bi frekvencija bila što bliže nominalnoj vrijednosti. Prvi i treći sistem zbog greške koju unosi statizam primarnog turbinskog regulatora i faktori podešenja sekundarne regulacije ne vraćaju vrijednost frekvencije na idealnu vrijednost. Tačnije, zbog same realizacije primarne i sekundarne regulacije, konvencionalni sistem regulacije ima grublju regulaciju, odnosno prirodno veće odstupanje frekvencije Δf .

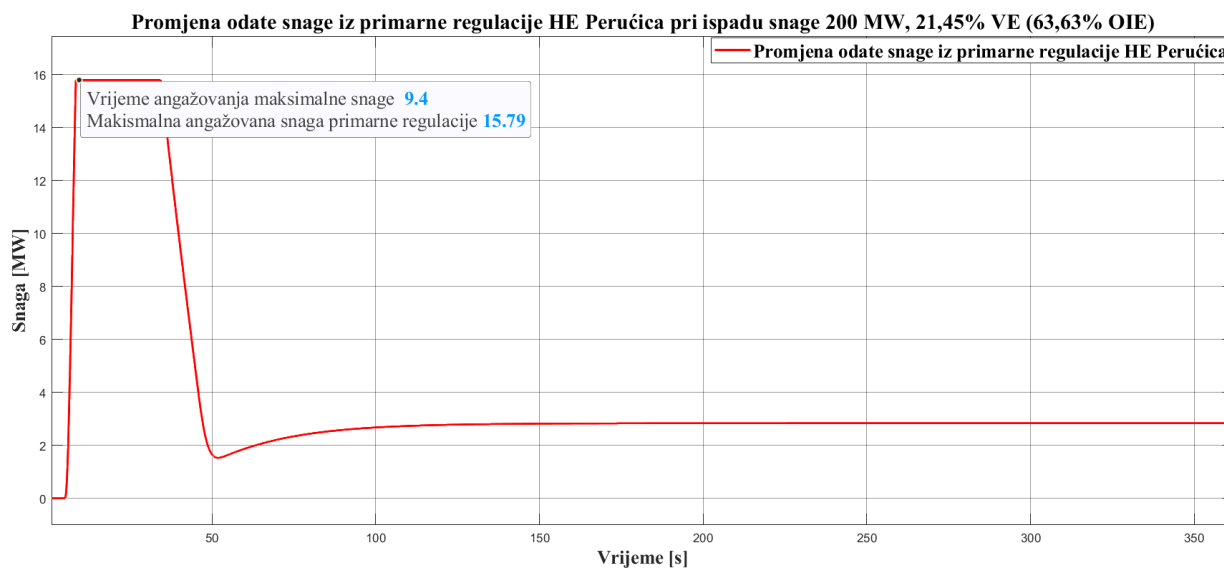
Sistem sa dodatom VI djeluje dodatno na primarnu i sekundarnu regulaciju, i zbog mogućnosti preračunavanja idealne aktivne snage koja je potrebna sistemu u odnosu na promjenu frekvencije i promjenu aktivne snage, vraća vrijednost frekvencije na njenu idealnu vrijednost.



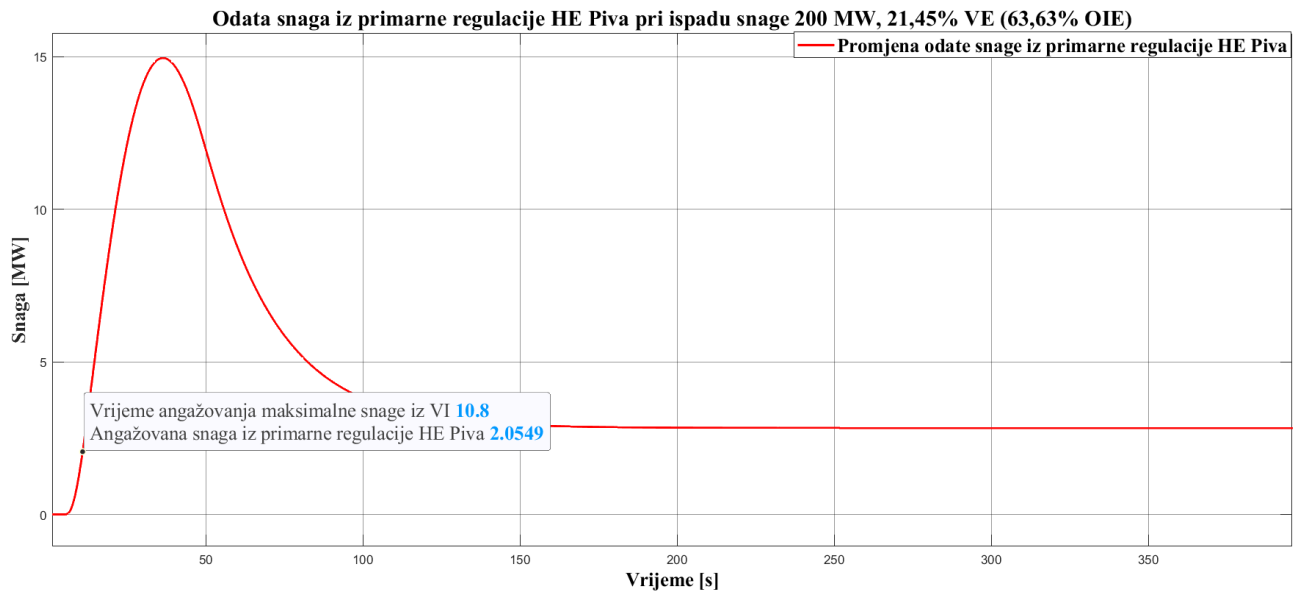
Slika 7.1.4. Promjena odate snage iz sistema za skladištenje za potrebe djelovanja regulacije iz VI, ispad TE snage 200 MW, 21,45% VE, 63,63% OIE

Maksimalna angažovana snaga iz sistema za skladištenje energije za potrebe regulacije iz VI je 185,388 MW i to u 10,8 sekundi posmatranog perioda, odnosno 5,4 sekunde od početka poremećaja. Dakle, vrijeme za koje se dostigne maksimalno angažovanje regulacije iz VI je komparativno sa vremenom djelovanja primarne regulacije. Prednost korišćenja VI je upravo što djeluje prije sekundarne regulacije čime smanjuje vrijeme stabilizacije, međutim tek nakon isteka vremena reagovanja invertora i sistema za skladištenje.

Utrošena energija iz sistema za skladištenje energije za 400 sekundi iznosi 2,93 MWh.

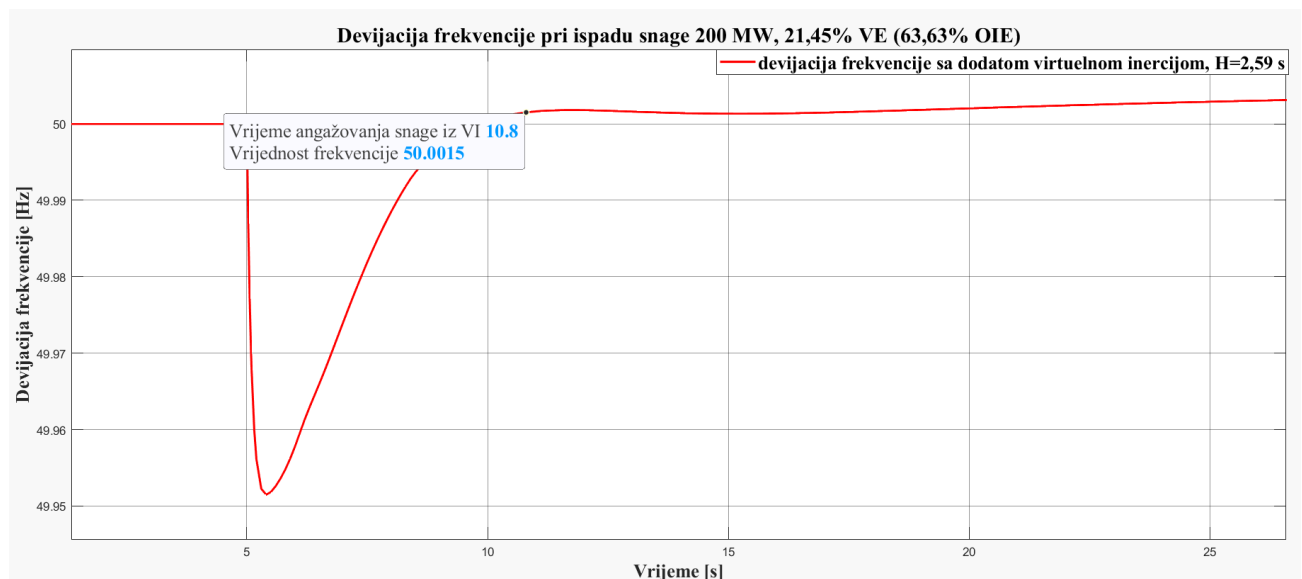


Slika 7.1.5. Promjena odate snage iz primarne regulacije HE Perućica za ispad TE snage 200 MW, 21,45% VE (63,63% OIE)



Slika 7.1.6. Promjena odate snage iz primarne regulacije HE Piva za ispad TE snage 200 MW, 21,45% VE (63,63% OIE)

Sa slike 7.1.4. se uočava da je maksimalno vrijeme potrebno za angažovanje maksimalne potrebne snage iz sistema za skladištenje korišćenjem regulacije iz VI 5,8 s od početka poremećaja, što je komparativno vremenu potrebnom za angažovanjem maksimalne snage iz primarne regulacije HE Perućica (slika 7.1.5.). U tom posmatranom trenutku HE Piva postiže svega povećanje odate snage za 13,56 % svoje omogućene rezerve za primarnu regulaciju, pri čemu ne postiže svoj maksimalni doprinos regulaciji frekvencije na samom početku poremećaja (slika 7.1.6.). Zbog svojih vremenskih konstanti djelovanja, maksimalno angažovanje primarne regulacije dostiže 31 sekundi nakon poremećaja.



Slika 7.1.7. Vrijednost frekvencije u trenutku angažovanja maksimalne snage iz VI

Vrijeme angažovanja sistema regulacije iz VI, i postizanja njenog optimalnog angažovanja je 5,8 sekundi od poremećaja pri čemu isporučuje aktivnu snagu od 185,388 MW. Time znatno pomaže radu primarne regulacije. U trenutku angažovanja maksimalne snage iz VI, odnosno 5,8 sekundi od poremećaja vrijednost frekvencije se vraća na 5,0015 Hz, pri čemu je odstupanje od idealne vrijednosti frekvencije 0,03%.

7.2. Slučaj : Ispad najveće proizvodne jedinice za slučaj vršnog opterećenja pri integraciji VE i FN snage 59,5% snage konzuma i ukupnoj snazi iz OIE koja čini 63,63% snage konzuma

Posmatra se EES Crne Gore, pri napajanju konzuma vršne snage 550 MW. U tom cilju u sistemu su priključeni TE Plevlja, HE Perućica i HE Piva, i VE i FN 59,5% vršne snage.

U cilju zadovoljenja jednačine bilansa aktivnih snaga, za napajanje konzuma vršne snage 550 MW koristi se sljedeća preraspodjela snaga :

Tabela 7.2.1. Preraspodjela snaga između elektrana za potrebe napajanja konzuma snage 550 MW

Elektrana	Odata snaga [MW]
VE i FN	327,05
TE Pljevlja	200
HE Perućica	22,95
Ukupno :	550

Za potrebe napajanja konzuma snage 550 MW iz VE i FN se proizvodi 327,05 MW. Snaga proizvodnje iz TE je 200 MW, dok su iz HE Perućica angažovana 3 mala agregata snage 40 MVA (38,5 MW) koji su opterećeni podjednako snagom 7,65 MW.

Ukupna raspoloživa snaga rezerve iz HE Perućica jeste 92,55 MW što odgovara povećanju snage 3 mala agregata do maksimuma njihovog kapaciteta.

Kako bi se omogućila dovoljna snaga rezerve pri najkritičnijem ispadu – ispadu najveće proizvodne jedinice, HE Piva služi kao obrtna rezerva u sistemu. Naime, jedan agregat iz HE Piva nazivne snage 120 MVA (114 MW) je sinhronizovan na mreži u cilju mogućeg povećanja snage i isporučivanja rezervne snage do 114 MW.

HE Piva ne učestvuje u napajanju konzuma u normalnom režimu rada. HE Perućica je smanjila broj angažovanih agregata u normalnom režimu rada, dok se snaga proizvodnje iz VE i FN povećala. Dakle, kako se promijenio plan angažovanja agregata u odnosu na prethodni primjer, potrebno je preračunati novu konstantu inercije mreže.

Konstanta inercije za sva tri sistema regulacije pri ispadu TE (ne doprinosi konstanti inercije) iznosi :

$$H_{\text{sistema}} = \frac{\sum H_{\text{Gen}} S_{\text{Gen}}}{S_{\text{sistema}}} = \frac{H_{\text{Per}} S_{\text{Per}}}{S_{\text{sistema}}} = \frac{3 \cdot 2,17 \cdot 40 \text{ MVA}}{3 \cdot 40 \text{ MVA} + 327,05 \text{ MVA}} = 0,58 \text{ s} \quad (7.2.1)$$

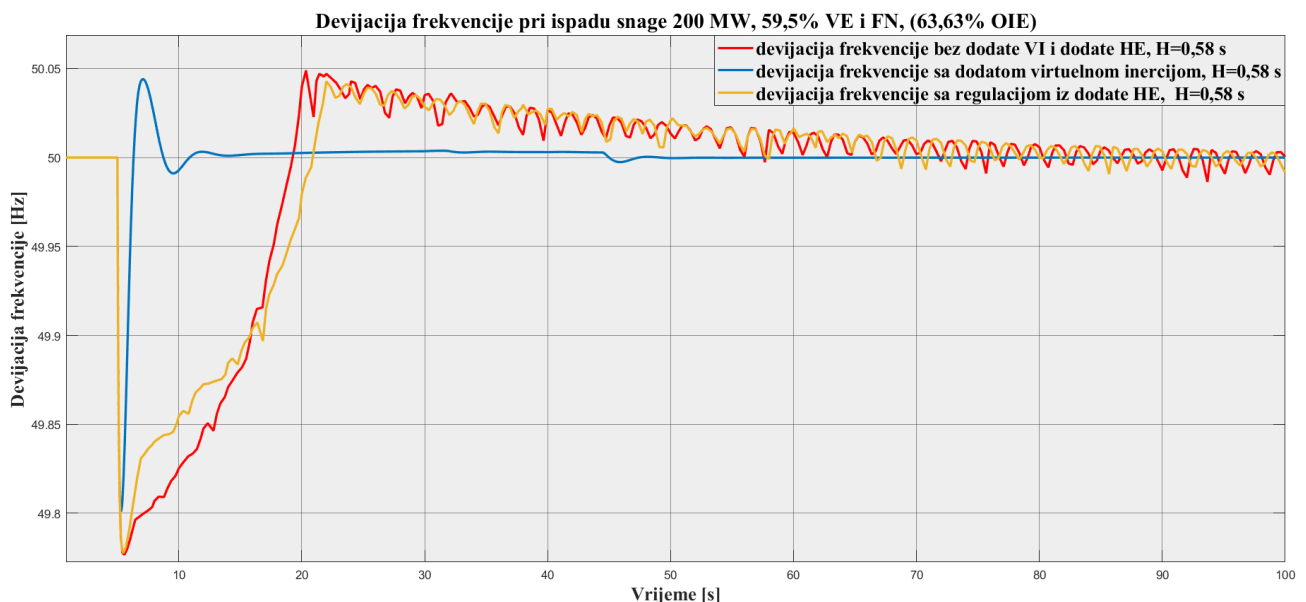
Prvi sistem regulacije frekvencije reguliše prvi model sistema u kojem su regulacioni resursi HE Piva i HE Perućica, uz prisustvo 59,5 % VE i FN (u odnosu na vršnu snagu konzuma).

Drugi sistem regulacije takođe reguliše sistem korišćenjem regulacionih resursa HE Perućica i HE Piva, kao i dodate VI, uz prisustvo 59,5% VE i FN.

Treći sistem regulacije frekvencije reguliše sistem sa regulacionim resursima HE Perućica i HE Piva, kao i dodate HE. Dodata HE je na sistem sinhronizovana u cilju ostvarivanja obrtne rezerve. Dakle, ne učestvuje u napajanju konzuma u normalnom režimu rada. Ima iste regulacione karakteristike kao HE Perućica. Snaga rezerve sa kojom raspolaže dodata HE je jednaka ispadu najveće proizvodne jedinice u sistemu - TE snage 200 MW.

Kako HE Piva ne učestvuje u proizvodnji za potrebe napajanja konzuma, kao i zbog povećanja proizvodnje iz VE i FN, konstanta inercije sistema se smanjuje za 2,01 s, odnosno za 66,6% u odnosu na prethodni slučaj.

Simulira se ispad TE snage 200 MW u petoj sekundi posmatranog perioda.



Slika 7.2.1. Devijacija frekvencije pri ispadu snage 200 MW, sa 59,5% VE, 63,63% OIE

Na slici 7.2.1. je prikazana devijacija frekvencije u slučaju ispada TE snage 200 MW, pri napajanju konzuma vršnog opterećenja snage 550 MW.

Crvenom krivom je označena promjena frekvencije za prvi sistem regulacije kojeg čine HE Perućica i HE Piva, bez dodate VI i dodate HE. Proizvodnja iz VE i FN je 59,5% snage konzuma, pri čemu je konstanta inercije 0,58 s. Angažovanje agregata je dato prema tabeli 7.2.1.

Plavom bojom je označena kriva promjene frekvencije koja odgovara drugom sistemu regulacije koju čine HE Perućica i HE Piva, kao i dodata VI. U drugom slučaju takođe 59,5% proizvodnje je iz VE i FN, sa konstanta inercije 0,58 s. Angažovanje agregata je dato prema tabeli 7.2.1.

Žutom bojom je označena kriva promjene frekvencije koja odgovara trećem sistemu regulacije kojeg čine HE Perućica i HE Piva i dodata HE . Dodata HE ima iste regulacione karakteristike kao HE Perućica, sa ukupnom snagom rezerve 200 MW. Proizvodnja iz VE i FN iznosi 59,5% snage konzuma, dok je konstanta inercije 0,58 s. Angažovanje agregata se vrši prema tabeli 7.2.1.

U poređenju sa prethodnim slučajem, konstanta inercije sistema je smanjena za čak 66,6% sa povećanjem snage proizvodnje za 38,05%. U pogledu dostupnosti snage rezerve, oba slučaja imaju dovoljno ukupne rezervne snage kojom se vrši regulacija. Suštinska razlika jeste drastično smanjenje konstante inercije koje je uslovalo i veću devijaciju frekvencije.

Na osnovu slike 7.2.1. uviđa se veća minimalna frekvencija koju dostižu sva tri sistema regulacije i veći broj oscilacija frekvencije pri istoj veličini ispada kao u prethodnom primjeru.

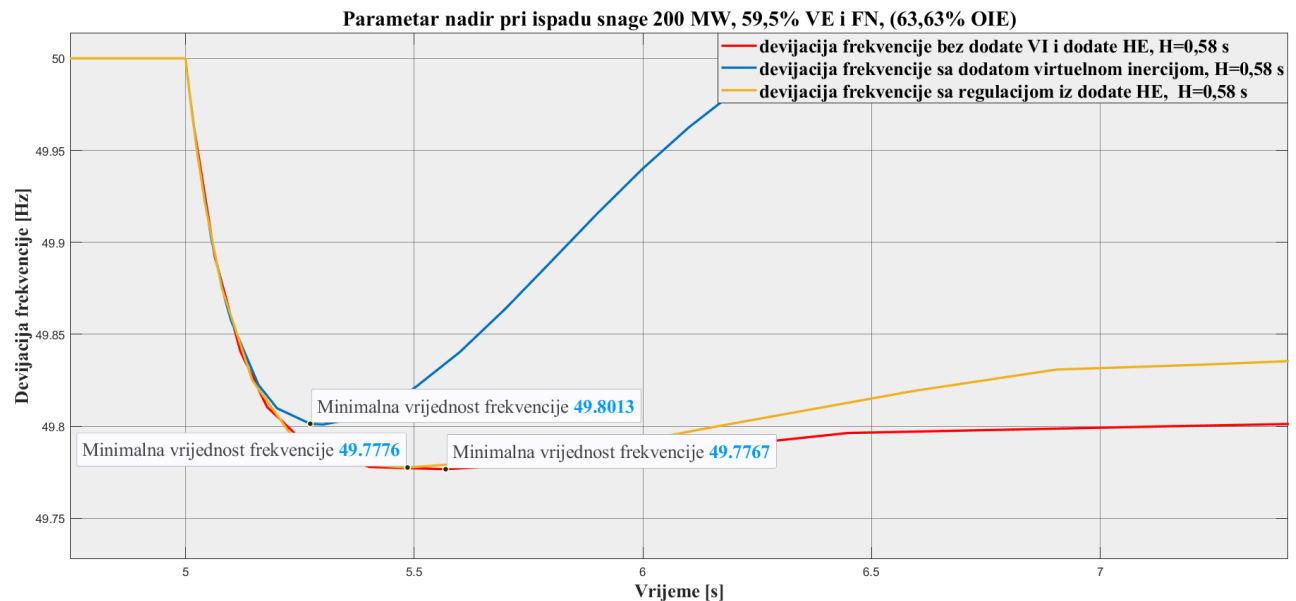
Prvi sistem regulacije čine HE Perućica i HE Piva. Na osnovu zaključka izvedenog iz prethodnog primjera, HE Perućica ima značajno brže djelovanje regulacije, odnosno potrebno joj je kraće vrijeme angažovanja maksimalne snage primarne regulacije. Dakle, u vremenu neposredno poslije poremećaja u prvom sistemu regulacije dominantno regulaciju vrši primarna regulacija HE Perućice. Kako je prvi sistem regulacije najslabiji u pogledu regulacionih resursa u prvim sekundama nakon poremećaja, to ovaj sistem regulacije ima najsporiije vraćanje frekvencije na nominalnu vrijednost (kriva devijacije frekvencije u intervalu od 6 s do 16 s posmatranog perioda ima najmanji koeficijent nagiba, odnosno najmanji priraštaj frekvencije).

Drugi sistem sa dodatom VI je prikazan plavom bojom. Uočava se da u samom trenutku začeca poremećaja ponaša se kao prvi sistem bez VI, sa istom vrijednošću konstante inercije i istim učešćem VE i FN. Razlog tome jeste kašnjenje u djelovanju VI zbog vremenskih konstanti djelovanja invertora i sistema za skladištenje energije. Međutim, nakon vremena potrebnog za proradu VI, drugi sistem regulacije najbrže vraća vrijednost frekvencije na njenu idealnu vrijednost, pri čemu dostiže najveću vrijednost parametra *nadir*.

Sa slike 7.2.1. se dalje uočava da korišćenjem VI se preračunava optimalna potrebna virtuelna inercija sistema, i to sekvenciono, tako da se u svakom koraku preračunava optimalna aktivna snaga potrebna sistemu. Zato je u ovom slučaju najkraće vrijeme vraćanja frekvencije na njenu idealnu vrijednost.

Takođe, sistem sa dodatom VI emulira efekat prigušenja SG, pri čemu je moguće podesiti faktor prigušenja (u poređenju sa realnim SG čiji efekat prigušenja zavisi od konstruktivnih karakteristika).

Treći sistem regulacije kao regulacione resurse koristi HE Perućica i HE Piva, kao i dodatnu HE. Kako je dodata HE istih regulacionih karakteristika kao i HE Perućica (u pogledu brzine regulacije) ovaj sistem neposredno nakon poremećaja ima znatno veću snagu primarne regulacije u odnosu na prvi sistem regulacije (HE Piva ima značajno duže vrijeme potrebno za angažovanje primarne regulacije).



Slika 7.2.2. Parametar nadir pri ispadu snage 200 MW, sa 59,5% VE, 63,63% OIE

Najnižu vrijednost minimalne frekvencije dostiže sistem bez dodate VI i bez dodate HE, sa 59,5% VE i FN, i to 49,777 Hz.

Drugi sistem regulacije sa VI dostiže najveću minimalnu vrijednost frekvencije u vrijednosti od 49,801 Hz. Ovaj sistem regulacije nakon isteka vremena potrebnog za angažovanje regulacije iz VI angažuje optimalnu snagu iz VI koja je potrebna sistemu. Kao rezultat postojanja kontrolnog kruga VI minimalna vrijednost frekvencije koju dostiže sistem u toku poremećaja je veća za 0,024 Hz u odnosu na ostala dva regulaciona sistema bez VI.

Treći sistem regulacije sa dodatom HE ima neznatno veću minimalnu vrijednost frekvencije u odnosu na prvi sistem regulacije i iznosi 49,778 Hz. Ovaj sistem regulacije ima veću snagu rezerve koja se isporučuje sistemu u toku primarne regulacije. Međutim, nema mogućnost idealnog podešenja izlazne snage kao u slučaju postojanja VI, zbog čega se postiže slabiji dinamički odziv sistema regulacije.

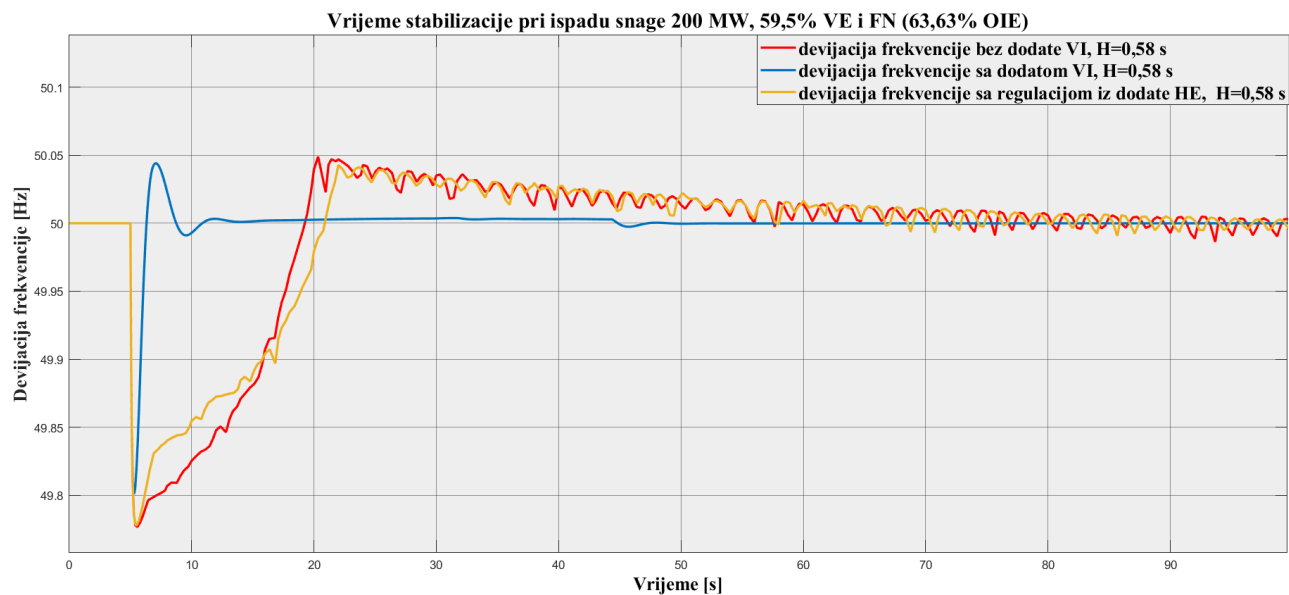
Tabela 7.2.2. Poređenje vrijednosti parametra RoCoF za slučaj ispada TE 200 MW, VE i FN 59,5% snage konzuma, 63,63% OIE

Vrijednost RoCoF-a bez virtuelne inercije, VE i FN 59,5% snage konzuma [Hz/s]	Vrijednost RoCoF-a sa virtuelnom inercijom, VE i FN 59,5% snage konzuma [Hz/s]	Vrijednost RoCoF-a bez VI, sa dodatom HE, VE i FN 59,5% snage konzuma [Hz/s]	Vremenski okvir usrednjenja [ms]
1,410	1,410	1,405	100
0,445	0,358	0,444	500
0,215	0,059	0,207	1000
0,100	0,021	0,84	2000

Brzina promjene frekvencije je bitan parametar stabilnosti koji zavisi od jačine mreže, odnosno konstante inercije sistema i veličine ispada.

Za vrijeme usrednjenja od 100 ms (aproksimirana vrijednost RoCoF-a za prvi 100 ms) sva tri sistema regulacije imaju približne ili iste vrijednosti parametra RoCoF.

Za vremena usrednjavanja od 500 ms, 1000 ms i 2000 ms najniže vrijednosti parametra RoCoF ima sistem sa dodatom VI. Takav sistem zbog mogućnosti angažovanja optimalne snage, efektivno prigušuje oscilacije i smanjuje brzinu promjene frekvencije.

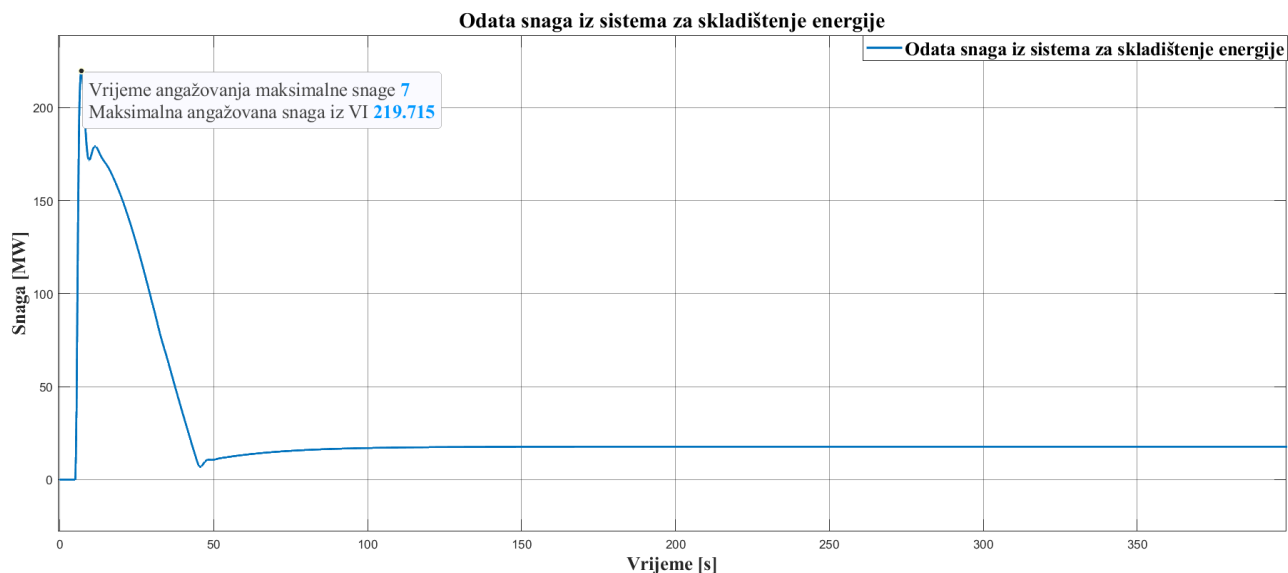


Slika 7.2.3. Vrijeme stabilizacije pri ispadu snage 200 MW, sa 59,5% VE, 63,63% OIE

Vrijeme stabilizacije je vrijeme potrebno da nakon poremećaja frekvencija sistema vrati svoju nominalnu vrijednost uz dozvoljeno odstupanje od $\pm 1,5$ Hz. Vrijeme stabilizacije sva tri sistema regulacije je 0 s.

Sa slike 7.2.3. se uočava da na segmentu krive koji je ograničen vremenima od 6 s do 16 s kriva devijacije frekvencije trećeg sistema sa dodatom HE ima brži rast u odnosu na krivu prvog sistema regulacije bez dodate HE i dodate VI. Uzrok toga je ranije naglašen, a tiče se veće snage kojom raspolaže iz primarne regulacije treći sistem regulacije. Međutim, uključanjem obrtne rezerve dodate HE i injektiranjem određene aktivne snage u mrežu, povećava se inercija trećeg sistema regulacije, čime se smanjuje brzina promjene frekvencije, odnosno nagib krive devijacije frekvencije trećeg sistema na vremenskom intervalu od 16 s do 25 s. Sistem sa većom konstantom inercije efektivnije se protivi promjeni frekvencije, bilo da je riječ o njenom smanjenju ili povećanju. Zbog same prirode prigušenja oscilacija, vrijeme stabilizacije se povećava.

Sistem sa dodatom VI, koristi podatke o poremećaju frekvencije i aktivne snage, i sekvencionalno računa optimalnu konstantu inercije pri kojoj se injektira potrebna izlazna aktivna snaga. Dakle, mijenjajući konstantu inercije tokom poremećaja on postiže efekat idealnog generatora priključenog na mreži. Time postiže mogućnost optimizacije parametara stabilnosti EES-a tokom poremećaja.



Slika 7.2.4. Odata snaga iz sistema za skladištenje pri ispadu snage 200 MW, 59,5% VE, 63,63% OIE

Maksimalna potrebna snaga iz sistema za skladištenje za ispad snage 200 MW, pri konstanti inercije 0,58 s iznosi 219,715 MW, dok je utrošena energija za 400 s 2,94 MWh.

U poređenju sa slikom 7.1.4. uočava se da za istu snagu ispada, ali za 66,6% manju konstantu inercije potrebna je veća maksimalna angažovana snaga za 34,327 MW.

7.3. Slučaj : Ispad snage 200 MW za slučaj vršnog opterećenja pri integraciji VE i FN snage 95% snage konzuma i ukupnoj snazi iz OIE koja čini 100% snage konzuma

Posmatra se EES Crne Gore sa vršnim opterećenjem konzuma snage 550 MW. Za potrebe napajanja tog konzuma na mrežu su priključene VE i FN snage 95% snage konzuma i HE Perućica snage 5% snage konzuma.

Za zadovoljenje bilanse jednačine aktivnih snaga prvi i drugi sistem koriste sljedeće angažovanje elektrana :

Tabela 7.3.1. Angažovane snage elektrana za potrebe napajanja konzuma snage 550 MW

Elektrana	Odata snaga [MW]
VE i FN	522,5
HE Perućica	27,5
Ukupno :	550

U cilju zadovoljenja plan angažovanja agregata prema tabeli 7.3.1. za napajanje konzuma snage 550 MW iz VE i FN se proizvodi 522,5 MW, dok su u HE Perućica angažovana 3 mala agregata koji injektiraju 27,5 MW u mrežu.

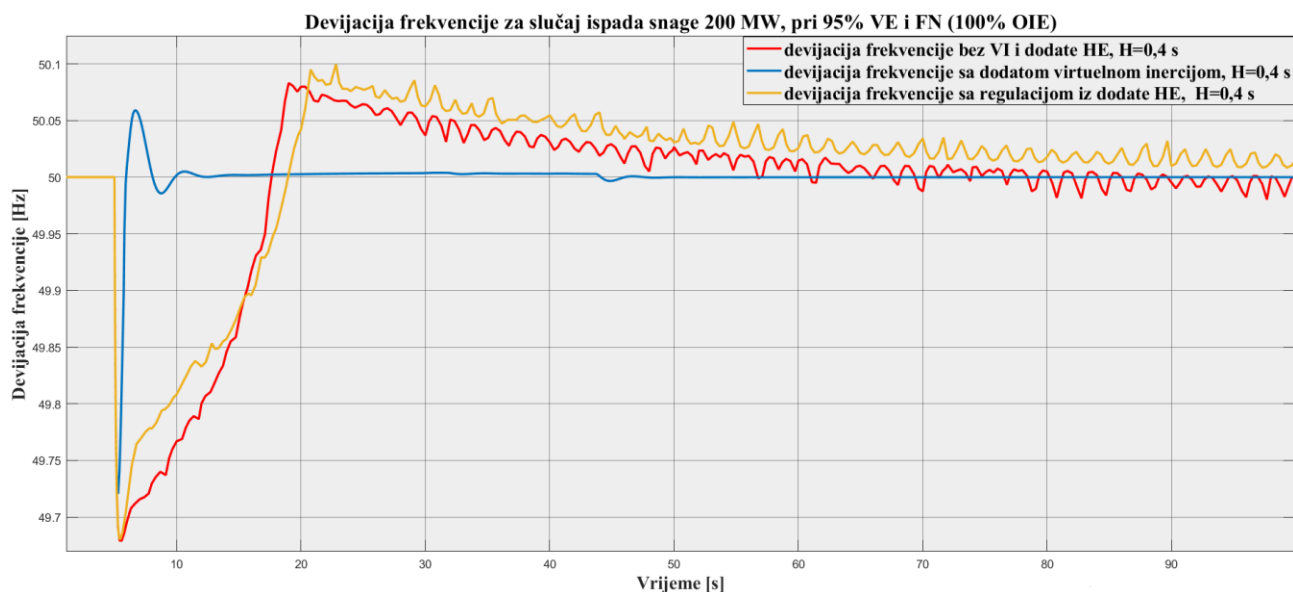
Ukupna snaga rezerve iz HE Perućica je 87,9 MW. HE Piva je sinhronizovana na mreži u cilju ostvarivanja obrtne rezerve u iznosu od 114 MW.

Sa povećanjem proizvodnje iz VE i FN smanjuje se ukupna konstanta inercije. Za plan angažovanja agregata prema tabeli 7.3.1. konstanta inercije iznosi :

$$H_{sistema} = \frac{\sum H_{Gen} S_{Gen}}{S_{sistema}} = \frac{H_{Per} S_{Per}}{S_{sistema}} = \frac{3 * 2,17 * 40 MVA}{3 * 40 MVA + 523,2 MVA} = 0,40 s \quad (7.3.1)$$

Modeluju se tri sistema regulacije. Prvi sistem regulacije od regulacionih resursa angažuje HE Perućica i HE Piva. Drugi sistem regulacije takođe angažuje regulacione resurse HE Perućica i HE Piva, kao i dodatni regulacioni krug VI. Treći sistem angažuje regulacione resurse HE Perućica i HE Piva, kao i dodatne HE. Dodate HE ima iste karakteristike kao i HE Perućica u pogledu brzine regulacije, i raspolaže ukupnom rezervnom snagom od 200 MW.

Simulira se ispad snage 200 MW u petoj sekundi posmatranog perioda.

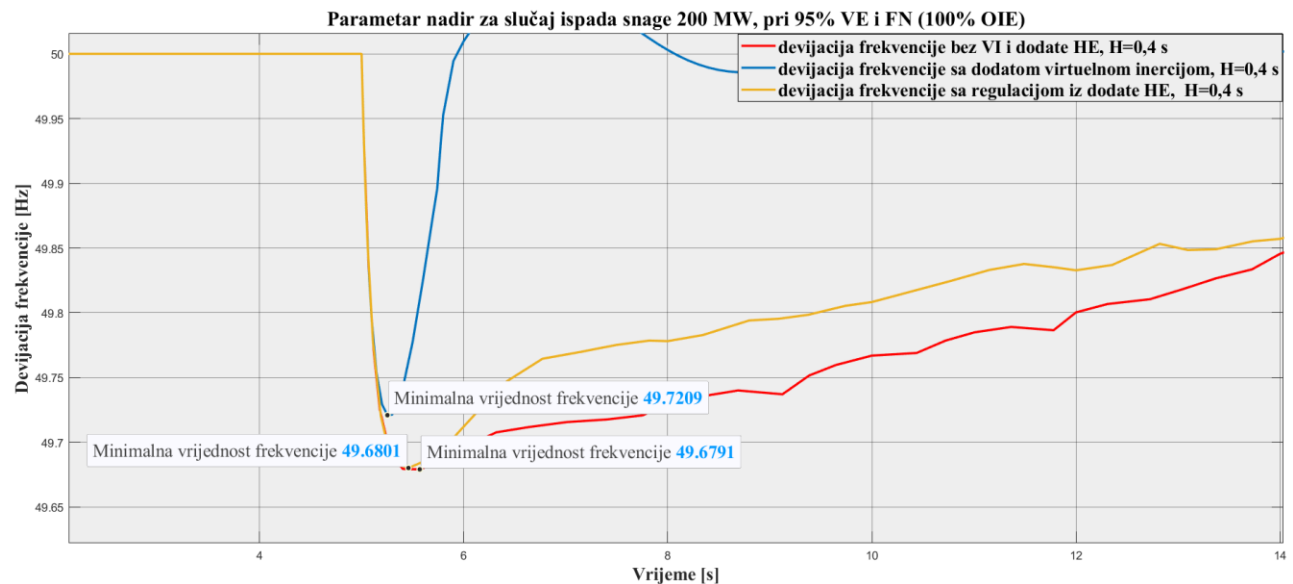


Slika 7.3.1. Devijacija frekvencije za slučaj ispada snage 200 MW, 95% VE i FN, 100% OIE

Crvenom bojom je označena devijacija frekvencije za prvi sistem, bez VI i dodatne HE sa 95 % VE i FN.

Plavom bojom je označen drugi sistem sa dodatom VI sa 95% VE i FN u odnosu na snagu konzuma. Drugi sistem je takođe sistem sa niskom prirodnom inercijom zbog dominantne proizvodnje iz VE i FN. Na samom početku poremećaja, do vremena potrebnog za angažovanje regulacije iz VI, ovaj sistem se ponaša identično kao prvi sistem bez VI. Međutim, nakon angažovanja VI parametri stabilnosti koje odgovaraju ovom sistemu se značajno poboljšavaju.

Žutom bojom je označen treći sistem sa regulacijom iz dodatne HE i proizvodnjom iz VE i FN 95% snage konzuma.



Slika 7.3.2. Parametar nadir za slučaj ispada snage 200 MW, 95% VE i FN, 100% OIE

Najveću vrijednost minimalne frekvencije ima sistem sa dodatnom regulacijom iz VI, i to 49,721 Hz. Sistem regulacije koji koristi dodatnu regulaciju iz VI povećava vrijednost minimalne frekvencije za 0,042 Hz u odnosu na ostala dva sistema regulacije. Prvi sistem regulacije bez dodatne VI i dodatne HE ima najnižu vrijednost minimalne frekvencije, i to 49,679 Hz. Treći sistem regulacije sa dodatnom HE ima približno jednaku vrijednost minimalne frekvencije kao i prvi sistem regulacije i iznosi 49,680 Hz.

Prvi i treći sistem regulacije imaju približne vrijednosti parametra *nadir*. Prvi sistem regulacije bez dodatne HE ima dovoljno ukupne rezervne snage za primarnu i sekundarnu regulaciju za slučaj ispada najveće proizvodne jedinice, isto kao i treći sistem regulacije koji dodatno ima regulacionu HE sa dodatnom rezervnom snagom. Dakle, uzrok smanjene vrijednosti minimalne frekvencije koju dostižu ova dva sistema regulacije u odnosu na sistem sa regulacijom iz VI nije nedovoljna količina aktivne snage regulacije, već nemogućnost njenog idealnog podešenja kao u slučaju regulacije sa dodatnom VI. Međutim, važno je primijetiti da u slučaju sva tri sistema regulacije minimalna vrijednost frekvencije u toku ispada ne prelazi dozvoljeni opseg vrijednosti frekvencije.

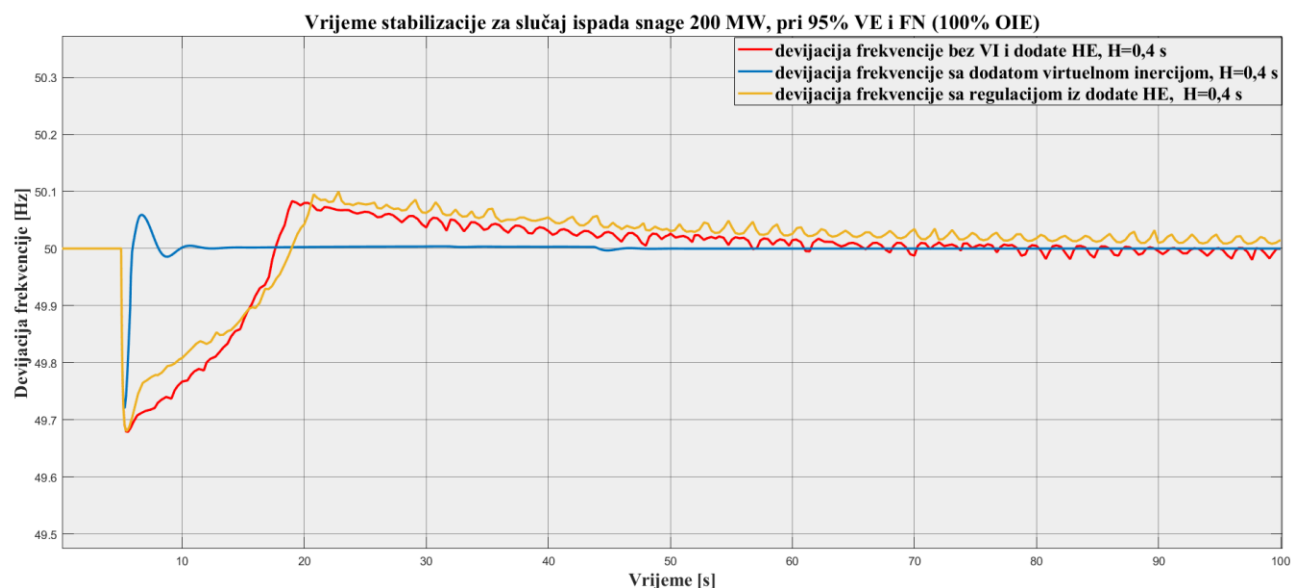
Tabela 7.3.2. Poređenje vrijednosti parametra RoCoF za slučaj ispada TE 200 MW, VE i FN 95% snage konzuma, 100% OIE

Vrijednost RoCoF-a bez virtuelne inercije, VE i FN 95% snage konzuma [Hz/s]	Vrijednost RoCoF-a sa virtuelnom inercijom, VE i FN 95% snage konzuma [Hz/s]	Vrijednost RoCoF-a bez VI, sa dodatnom HE, VE i FN 95% snage konzuma [Hz/s]	Vremenski okvir usrednjenja [ms]
2,053	2,053	2,052	100
0,641	0,445	0,636	500
0,303	0,097	0,287	1000
0,142	0,026	0,116	2000

Iz tabele 7.3.2. se uočava povećanje brzine promjene frekvencije sa smanjenjem konstante inercije sistema. U poređenju sa tabelom 7.2.2. koja opisuje parametar RoCoF za istu veličinu ispada, sa većom konstantom inercije, uočava se porast parametra brzine promjene frekvencije posebno u prvih 100 ms od početka poremećaja.

Uočava se da nakon vremena potrebnog za djelovanje regulacije iz VI, parametri RoCoF za drugi sistem regulacije su niži u odnosu na preostala dva sistema regulacije. Takođe, uočava se da za vrijeme usrednjenja od 500 ms, 1000 ms i 2000 ms u slučaju drugog sistema regulacije sa dodatnom VI za sva tri obrađena slučaja, parametar RoCoF je približno jednak iako je smanjenje konstante inercije drastično veće. Razlog toga jeste što sistem sa dodatnom VI preračunava optimalnu konstantu inercije, odnosno aktivnu izlaznu snagu tako da performanse parametara sistema budu najpovoljnije (približno idealnim).

Za vremenski okvir usrednjenja od 100 ms sva tri sistema regulacije imaju veći parametar RoCoF od dozvoljene vrijednosti 0,6 Hz/s [89]. Za vremenski okvir usrednjenja od 500 ms sistem sa dodatnom VI snižava vrijednost parametra RoCoF na dozvoljenu vrijednost. Prvi i treći sistem regulacije za vremenski okvir od 500 ms imaju veću vrijednost parametra RoCoF od dozvoljene. Sa porastom vremenskog okvira usrednjenja smanjuje se parametar RoCoF. Za posmatrani vremenski okvir usrednjenja od 1000 ms i 2000 ms za sva tri sistema regulacije vrijednost parametra RoCoF je u dozvoljenom opsegu.



Slika 7.3.3. Vrijeme stabilizacije za slučaj za ispada snage 200 MW, 95% VE i FN, 100% OIE

Vrijeme stabilizacije je vrijeme koje je potrebno da se frekvencija vrati na nominalnu vrijednost, uz dozvoljeno odstupanje frekvencije koje je ograničeno dozvoljenim devijacijama frekvencije u normalnom režimu rada $\pm 1,5$ Hz.

Sa slike 7.3.3. se uočava da minimalna vrijednost frekvencije za sva tri slučaja regulacije frekvencije ne dostiže donju granicu frekvencije 48,5 Hz. Vrijednost frekvencije u svakom trenutku

se nalazi u dozvoljenim granicama frekvencije u normalnom režimu rada za mikro mrežu. Dakle, vrijeme stabilizacije za sva tri slučaja regulacije je 0 s.



Slika 7.3.4. Promjena odate snage iz sistema za skladištenje za ispad snage 200 MW, 95% VE i FN, 100% OIE

Maksimalna snaga potrebna za rad regulacije iz VI zavisi od veličine ispada i konstante inercije sistema i iznosi 222,681 MW.

Sistemu sa nižom konstantom inercije je potrebna veća angažovana maksimalna snaga. Kako je najveća potrebna angažovana snaga iz VI potrebna na početku poremećaja (a ostvaruje se nakon vremena potrebnog za angažovanje VI) njeno vrijeme djelovanja je komparativno sa vremenom djelovanja primarne regulacije. Zato od veličine snage rezerve primarne regulacije i njene konstante djelovanja zavisi veličina angažovanja maksimalne snage iz VI.

Energija utrošena iz sistema VI je 3,29 MWh za posmatrani period od 400 s. Potrebna energija iz sistema za VI zavisi dominantno od dostupne snage sekundarne regulacije.

Ukupna snaga regulacije iz primarne i sekundarne regulacije je preraspodijeljena tako da 12,5% ukupne dostupne snage pojedine HE je rezerva za primarnu regulaciju, dok je 87,5% ukupne dostupne snage rezerve dostupno sekundarnej regulaciji. Takva preraspodjela snaga je realna jer sekundarna regulacija djeluje naknadno i potrebna je za ostvarivanje stacionarne stabilnosti dok se ne vrati u pogon element EES koji je uzrokovao ispad.

To znači da u slučaju dodate VI, energija koja je potrebna za regulaciju iz VI zavisi od energije utrošene korišćenjem sekundarne regulacije (odnosno od njene dostupne snage rezerve).

Dakle, dimenzionisanje sistema za skladištenje energije zavisi od raspoložive snage rezerve regulacionih agregata, konstante inercije sistema i veličine posmatranog ispada.

7.4. Slučaj : Ispad snage 72,72 MW za slučaj minimalnog opterećenja snage 200 MW pri integraciji VE i FN snage 94,2% snage konzuma i ukupnoj snazi iz OIE koja čini 100% snage konzuma

Posmatra se EES Crne Gore sa minimalnim opterećenjem konzuma snage 200 MW. Za potrebe napajanja konzuma angažuje se snaga iz VE i FN vrijednosti 94,2% snage konzuma, odnosno 188,45 MW. HE Perućica takođe učestvuje u proizvodnji angažovanjem tri mala regulaciona agregata opterećena sa 10% svoje nazivne aktivne snage. Odata snaga iz HE Perućice je 5,8% snage konzuma, odnosno 11,6 MW. Raspoloživa snaga za primarnu i sekundarnu regulaciju je 104 MW, i to 13 MW za primarnu i 91 MW za sekundarnu regulaciju.

Posmatraće se ispad snage 72,72 MW koji je proporcionalno jednak ispadu TE snage 200 MW u slučaju vršnog opterećenja snage 550 MW. Za potrebu regulacije tog ispada posmatraju se tri sistema regulacije.

Prvi sistem regulacije reguliše sistem sa integracijom VE i FN 94,2 % snage konzuma, samo korišćenjem 3 regulaciona agregata HE Perućica.

Drugi sistem regulacije reguliše sistem sa proizvodnjom iz VE i FN 94,2% snage konzuma, korišćenjem 3 regulaciona agregata iz HE Perućica i regulacije iz dodate VI.

Treći sistem regulacije reguliše sistem sa proizvodnjom iz VE i FN snage 94,2% snage konzuma, koristeći 3 regulaciona agregata HE Perućica i regulaciju iz dodate HE. Snaga regulacije iz dodate HE je 72,72 MW, od koje je 11,36 MW snaga primarne regulacije i snaga sekundarne regulacije 61,36 MW.

Balansna jednačina aktivnih snaga za sa 94,2% proizvodnje iz VE i FN i minimalnom snagom konzuma od 200 MW :

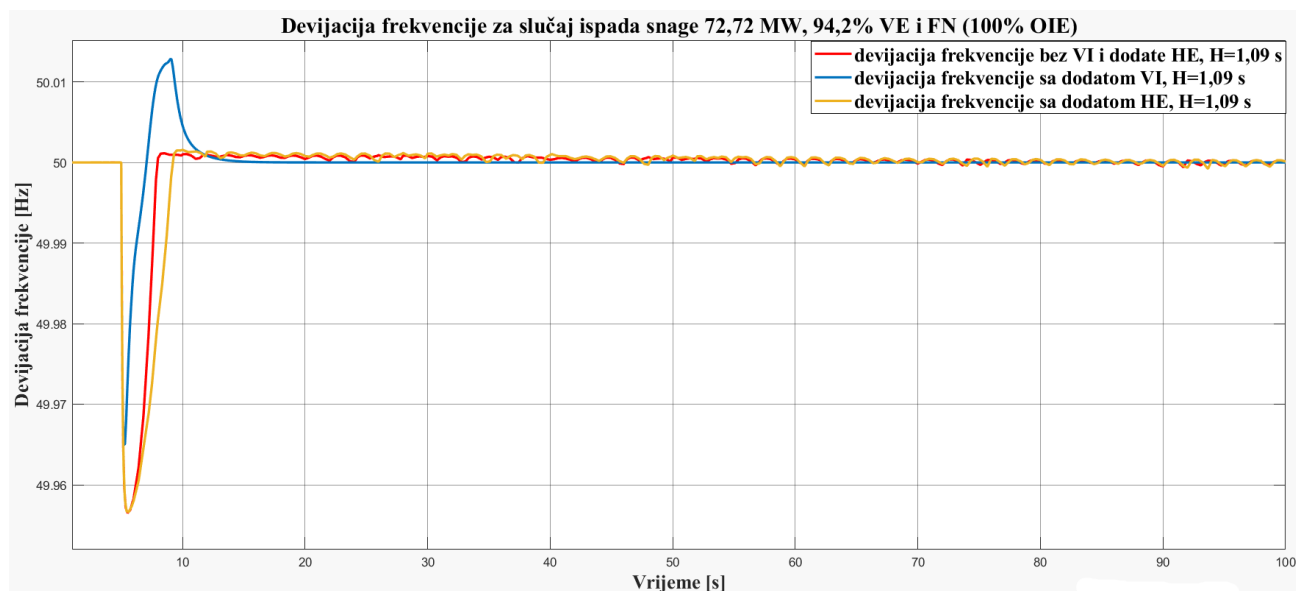
Tabela 7.4.1. Angažovanje agregata sva tri sistema za potrebe napajanja konzuma snage 200 MW.

Elektrana	Odata snaga [MW]
VE i FN	188,4
HE Perućica	11,6
Ukupno :	200

Konstanta inercije za prvi i drugi sistem sa proizvodnjom iz VE i FN snage 94,2% snage konzuma:

$$H_{\text{sistema}} = \frac{\sum H_{\text{Gen}} S_{\text{Gen}}}{S_{\text{sistema}}} = \frac{H_{\text{Per}} S_{\text{Per}}}{S_{\text{sistema}}} = \frac{3 \cdot 2,17 \cdot 40 \text{ MVA}}{3 \cdot 40 \text{ MVA} + 118,4 \text{ MVA}} = 1,09 \text{ s} \quad (7.4.1)$$

Simulira se ispad snage 72,72 MW u petoj sekundi posmatranog perioda.



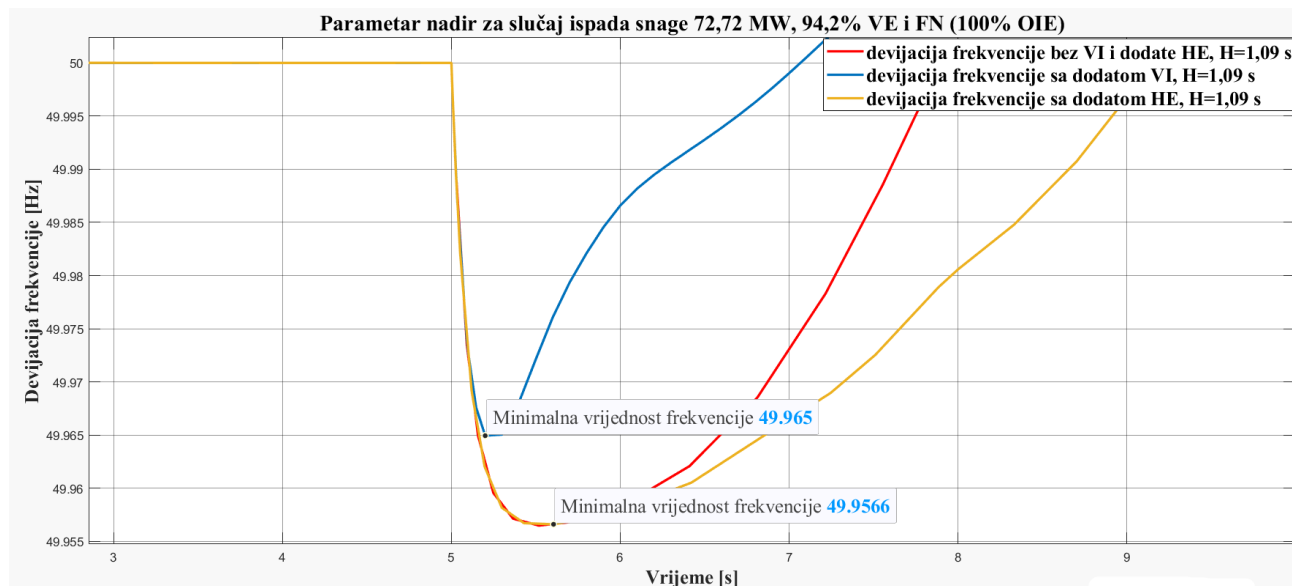
Slika 7.4.1.. Devijacija frekvencije za slučaj ispada snage 72,72 MW, 94,2% VE i FN, 100% OIE

Na slici 7.4.1. prikazana je devijacija frekvencije za slučaj ispada snage 72,72 MW.

Crvenom bojom je označena devijacija frekvencije prvog sistema, u kojem se 94,2% snage konzuma proizvodi iz VE i FN bez postojanja VI i dodate HE.

Plavom bojom je označena devijacija frekvencije drugog sistema, u kojem se takođe 94,2% snage konzuma proizvodi iz VE i FN uz regulaciju frekvencije iz dodate VI.

Devijacija frekvencije označena žutom bojom odgovara sistemu sa proizvodnjom iz VE i FN 94,2% snage konzuma sa regulacijom iz dodate HE, bez dodate regulacije iz VI.



Slika 7.4.2. Parametar nadir za slučaj ispada snage 72,72 MW, 94,2% VE i FN, 100% OIE

Prvi sistem regulacije frekvencije bez dodatke VI sa 94,2% snage proizvodnje iz VE i FN ima najnižu vrijednost frekvencije i to 49,956 Hz. Treći sistem regulacije ima istu vrijednost minimalne frekvencije kao prvi sistem regulacije.

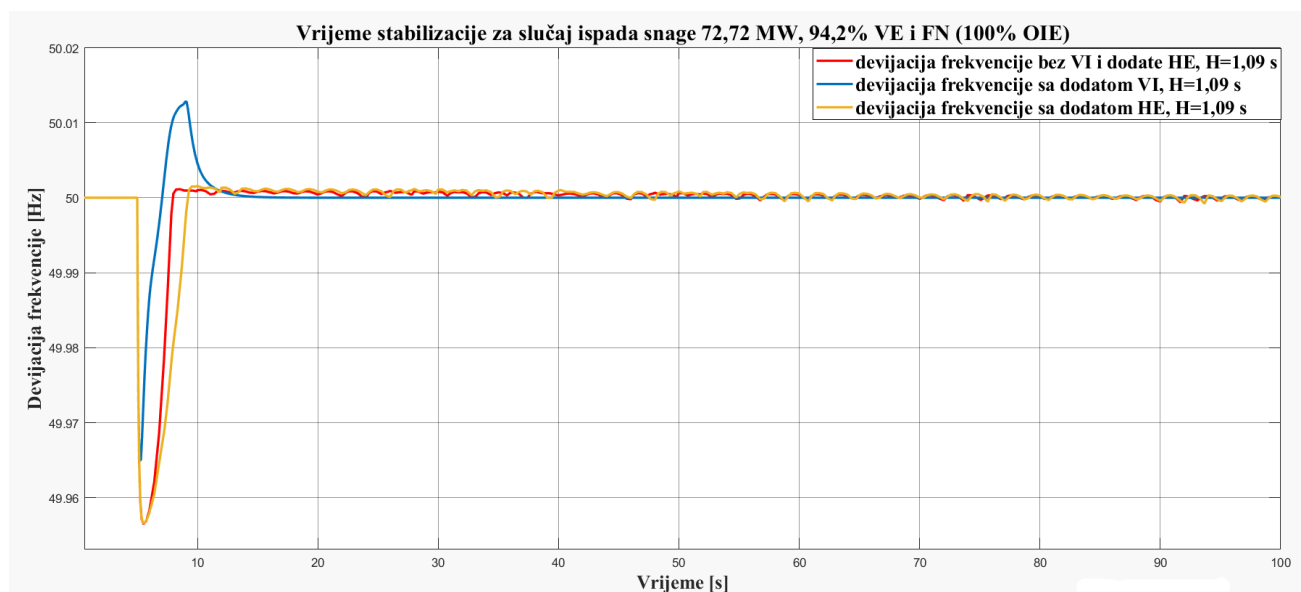
Sistem sa istim udjelom VE i FN, sa dodatom VI dostiže minimalnu vrijednost frekvencije u vrijednosti od 49,965 Hz.

Uočava se da u sva tri slučaja devijacija frekvencije je neznatna, i njeno odstupanje je manje od $\pm 0,08\%$.

Vrijednost RoCoF-a bez virtuelne inercije, VE i FN 94,2% snage konzuma [Hz/s]	Vrijednost RoCoF-a sa virtuelnom inercijom, VE i FN 94,2% snage konzuma [Hz/s]	Vrijednost RoCoF-a sa dodatom HE, VE i FN 94,2% snage konzuma [Hz/s]	Vremenski okvir usrednjenja [ms]
0,275	0,273	0,270	100
0,086	0,055	0,086	500
0,041	0,013	0,040	1000
0,013	0,010	0,012	2000

Tabela 7.4.2. Parametar RoCoF za slučaj ispada 72,72 MW pri minimalnom opterećenju uz 94,2% VE i FN, 100% OIE

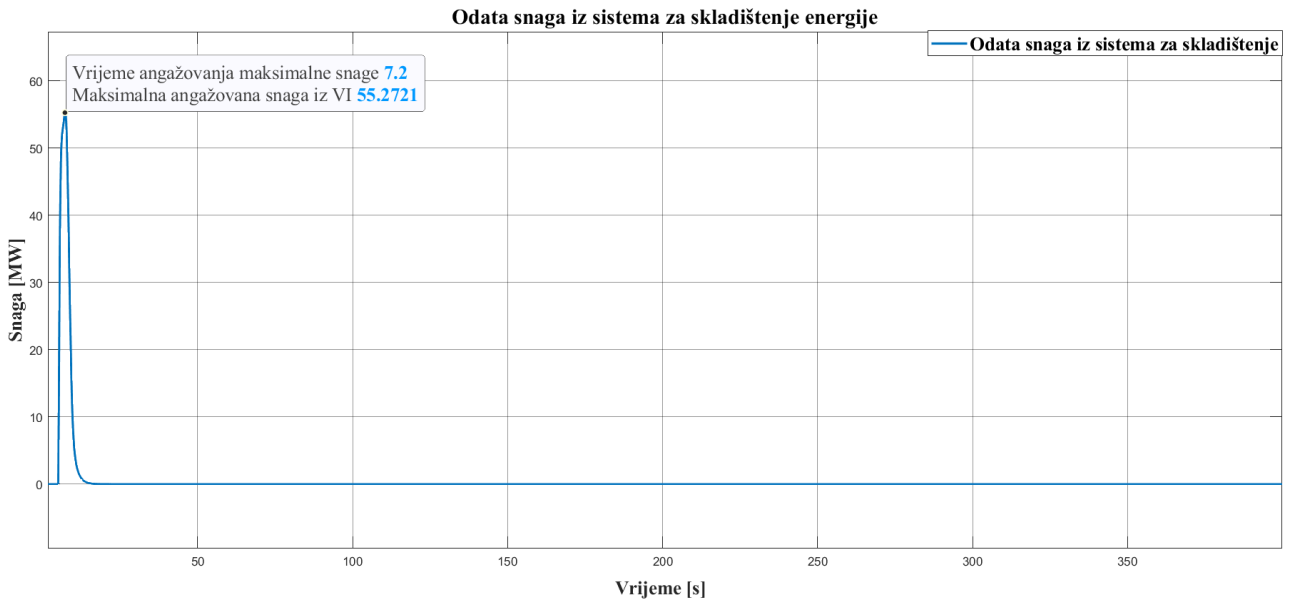
Iz tabele 7.4.2. se uočava da za sva tri slučaja u svim posmatranim vremenima usrednjavanja brzina promjene frekvencije je u dozvoljenim granicama. Najmanje vrijednosti parametra RoCoF ima sistem sa dodatom regulacijom iz VI.



Slika 7.4.3. Vrijeme stabilizacije za slučaj ispada snage 72,72 MW, 94,2% VE i FN, 100% OIE

Vrijeme stabilizacije frekvencije je potrebno vrijeme da se frekvencija sistema vrati na nominalnu vrijednost nakon poremećaja, odnosno u dozvoljen opseg variranja frekvencije koji iznosi $\pm 1,5$ Hz nominalne vrijednosti frekvencije za mikro mrežu.

Dakle, kako minimalna vrijednost frekvencije sva tri sistema regulacije nije prelazila donju minimalnu dozvoljenu granicu vrijednosti frekvencije u toku poremećaja, vrijeme stabilizacije za sva tri sistema je 0 s.



Slika 7.4.4. Promjena odate snage iz sistema za skladištenje energije za slučaj ispada snage 72,72 MW, 94,2% VE i FN, 100% OIE

Maksimalna angažovana snaga iz sistema za skladištenje koja je potrebna za rad VI je 55,27 MW, dok je ukupna potrošena energija 0,052 MWh za posmatrani period od 400 s.

8. ANALIZA DOBIJENIH REZULTATA

Prema ISO (*International Organization for Standardization*) standardu 8528-5:2005 za dozvoljene performanse generatora u izolovanoj mikro mreži važe sljedeće dozvoljene granice parametara stabilnosti :

Tabela 8.1. Dozvoljeni opseg parametara stabilnosti u izolovanoj mikro mreži prema ISO standardu 8528-5:2005 [89]

Naziv parametra	Dozvoljeni opseg
Normalni opseg frekvencije	$\pm 1,5$ Hz
Granični opseg frekvencije	± 9 Hz
Vrijeme stabilizacije	10 s
Maksimalna vrijednost RoCoF-a	0,6 Hz/s

Prvi sistem regulacije reguliše sistem korišćenjem regulacionih resursa HE Perućica i HE Piva, bez dodate VI. Kroz četiri posmatrana slučaja raste nivo integracije VE i FN, pri čemu se smanjuje konstanta inercije sistema.

Dat je pregled nivoa integracije VE i FN, kao i parametara stabilnosti za prvi model sistema.

Slučaj 1. – 21,45% vršnog opterećenja proizvedeno iz VE, 63,63% OIE, H=2,59 s

Slučaj 2. – 59,5% vršnog opterećenja proizvedeno iz VE i FN, 63,63% OIE, H=0,58 s

Slučaj 3. – 95% vršnog opterećenja proizvedeno iz VE i FN, 100% OIE, H=0,40 s

Slučaj 4. – 94,2% minimalnog opterećenja proizvedeno iz VE i FN, 100% OIE, H=1,09 s

Tabela 8.2. Validacija ispunjenja kriterijuma prema ISO standardu za prvi sistem regulacije frekvencije

	Slučaj 1.	Slučaj 2.	Slučaj 3.	Slučaj 4.
Minimalna vrijednost frekvencije [Hz]	49,949	49,776	49,680	49,956
Vrijeme stabilizacije [s]	0	0	0	0
Maksimalna vrijednost RoCoF-a [Hz/s]	0,323	1,410	2,053	0,275

Drugi sistem regulacije frekvencije koristi regulacione resurse HE Perućica i HE Piva, kao i regulacione resurse VI. Ovaj sistem regulacije reguliše sistem sa udjelom proizvodnje iz VE i FN koji raste u posmatranim slučajevima.

Dat je pregled nivoa integracije VE i FN, kao i parametara stabilnosti za drugi model sistema.

Slučaj 1. – 21,45% vršnog opterećenja proizvedeno iz VE, 63,63% OIE, H=2,59 s

Slučaj 2. – 59,5% vršnog opterećenja proizvedeno iz VE i FN, 63,63% OIE, H=0,58 s

Slučaj 3. – 95% vršnog opterećenja proizvedeno iz VE i FN, 100% OIE, H=0,4 s

Slučaj 4. – 94,2% minimalnog opterećenja proizvedeno iz VE i FN, 100% OIE, H=1,09 s

Tabela 8.3. Validacija ispunjenja kriterijuma prema ISO standardu za drugi sistem regulacije frekvencije

	Slučaj 1.	Slučaj 2.	Slučaj 3.	Slučaj 4.
Minimalna vrijednost frekvencije [Hz]	49,951	49,801	49,720	49,965
Vrijeme stabilizacije [s]	0	0	0	0
Maksimalna vrijednost RoCoF-a [Hz/s]	0,322	1,410	2,053	0,273

Treći sistem regulacije frekvencije koristi regulacione resurse HE Perućica i HE Piva. Ovaj sistem regulacije dodatno kao regulacione resurse koristi dodatnu HE.

Slučaj 1. – 21,45% vršnog opterećenja proizvedeno VE i FN, 63,63% OIE, H=2,59 s

Slučaj 2. – 59,5% vršnog opterećenja proizvedeno iz VE i FN, 63,63% OIE, H=0,58 s

Slučaj 3. – 95% vršnog opterećenja proizvedeno iz VE i FN, 100% OIE, H=0,40 s

Slučaj 4. – 94,2% minimalnog opterećenja proizvedeno iz VE i FN, 100% OIE, H=1,09 s

Tabela 8.4. Validacija ispunjenja kriterijuma prema ISO standardu za treći sistem regulacije frekvencije

	Slučaj 1.	Slučaj 2.	Slučaj 3.	Slučaj 4.
Minimalna vrijednost frekvencije [Hz]	49,949	49,777	49,679	49,956
Vrijeme stabilizacije [s]	0	0	0	0
Maksimalna vrijednost RoCoF-a [Hz/s]	0,320	1,405	2,052	0,270

9. ZAKLJUČAK

Integracija VE i FN smanjujući konstantu inercije sistema usložnjava problematiku održavanja stabilnosti EES-a. U radu se modeluje primjer realnog EES-a Crne Gore u ostrvskom režimu rada u cilju regulacije frekvencije pri najkritičnijem ispadu snage sa različitim nivoima integracije VE i FN. U cilju navedenog, analiziraju se četiri slučaja različitih nivoa snaga proizvodnje iz VE i FN. Prvi nivo snage proizvodnje iz VE i FN je već postojeći nivo proizvodnje i iznosi 21,45% vršne snage konzuma. Drugi i treći slučaj generiše snagu proizvodnje iz VE i FN 59,5 % i 95% vršne snage konzuma, respektivno. U trećem slučaju se posmatra regulacija frekvencije pri integraciji VE i FN 94,2 % minimalne snage konzuma.

Regulacija frekvencije se vrši korišćenjem regulacionih resursa primarne i sekundarne regulacije (konvencionalni tip regulacije) i korišćenjem regulacije iz VI.

U cilju poređenja konvencionalnog načina regulacije i regulacije iz VI modeluju se tri sistema regulacije. Prvi sistem regulacije čini konvencionalni tip regulacije sa postojećim resursima EES-a Crne Gore. U cilju donošenja zaključka o potrebi integrisanja dodatnih sistema regulacije pri povećanju integracije VE i FN modeluju se drugi i treći sistem regulacije. Drugi sistem regulacije osim već postojećih resursa regulacije koristi dodatnu regulaciju iz VI, dok treći sistem zamjenjuje VI dodatnom regulacionom HE. Za sva tri sistema regulacije pri različitim nivoima integracije VE i FN poredi se referentni parametri stabilnosti (RoCoF, nadir i vrijeme stabilizacije).

Analizom dobijenih rezultata uočava se da povećavajući nivo VE i FN smanjuje se ukupna inercija EES-a. Smanjenjem konstante inercije sistema pri istoj veličini ispada pogoršavaju se performanse sistema. Povećava se maksimalna vrijednost parametra RoCoF i produžava vrijeme stabilizacije i povećava se parametar nadir.

Sistem sa visokom prirodnom inercijom ima najbolji dinamički odziv sistema na samom začecju poremećaja, smanjujući brzinu promjene frekvencije i minimalnu vrijednost frekvencije koju sistem dostiže u toku poremećaja. To implicira da je najbolji obnovljivi resurs za proizvodnju električne energije sa aspekta stabilnosti hidroelektrana. Međutim, kako njihova izgradnja i eksploatacija zavisi od hidroloških prilika, za zadovoljenje potreba napajanja konzuma, kao i regulacije frekvencije potrebno je imati dodatne regulacione resurse. U slučaju remonta HE, ili nedostatka adekvatnog protoka i pada vode koji uslovljava mogućnost proizvodnje iz ovih jedinica značajan regulacioni resurs jeste korišćenje sistema za skladištenje energije.

Koncept virtuelne inercije omogućava emulaciju rada sinhronog generatora, i to tako da u toku poremećaja odaje optimalnu snagu u mrežu u različitim vremenskim koracima, pri čemu značajno smanjuje vrijeme stabilizacije frekvencije i vraćanja njene vrijednosti na nominalnu vrijednost. Međutim, kako bi regulacioni krug VI bio idealan regulacioni resurs sa tehničkog aspekta, potrebno je da konstanta njegovog djelovanja bude što manja. Vrijeme djelovanja VI je usko povezano sa brzinom promjene frekvencije i minimalnom vrijednošću frekvencije. Zaključuje se da sistem sa visokom prirodnom inercijom ima najniže navedene parametre, jer njeno djelovanje nije zategnuto, odnosno predstavlja prirodan odziv sistema da se suprosti promjeni frekvencije.

Dakle, smanjenje konstante djelovanja sistema VI je bitan tehnološki aspekt kojeg je potrebno prevazići kako bi parametri stabilnosti koji se mjere na samom začecu poremećaja, u trenutku t_0^+ bili optimalni.

Trend razvoja EES-a jeste povećanje udjela proizvodnje iz VE i FN, kao i porast snage konzuma i snage kritičnog ispada, dok je ograničeno povećanje proizvodnje i regulacije iz konvencionalnih HE. Sve navedeno uslovljava da pri većoj integraciji VE i FN, kao i sa povećavanjem snage ispada potreba za korišćenjem VI jača.

Naime, sa trenutnim raspoloživim snagama HE Perućica, HE Piva, TE Pljevlja i VE Krnovo i VE Možura ne postoji ekonomski opravdana osnova za uvođenjem regulacionog kruga VI, čak ni pri vršnim opterećenjem konzuma uz najkritičniji ispad snage. Međutim, sa razvojem EES-a i povećanjem snage ispada, kao i smanjenjem konstante inercije sistema zbog dominantne proizvodnje iz VE i FN, ugradnja kontrolnog kruga VI će biti prihvatljiviji i sve potrebniji način za prevazilaženje problema stabilnosti EES-a.

Dimenzionisanje sistema za skladištenje zavisi od veličine kritičnog ispada, konstante inercije sistema, nivoa integracije VE i FN u mreži, kao i od raspoložive snage za primarnu i sekundarnu regulaciju konvencionalnih elektrana.

Doprinosi rada se ogledaju u: teorijskom pojašnjenju koncepta i modela realizacije VI, poređenju performansi regulacije konvencionalnog tipa regulacije korišćenjem HE i dodate regulacije VI, analizi efekta smanjenja konstante inercije na parametre stabilnosti pri jednakoj snazi ispada, teorijskoj analizi potrebe za integraciju dodatnih regulacionih resursa pri različitim nivoima integracije VE i FN, razumijevanje rada *fuzzy logic* kontrolera za regulaciju VI kao i faktora koji utiču na dimenzionisanje sistema za skladištenje energije.

LITERATURA

1. B. Kroposki et al., Achieving a 100% renewable grid: operating electric power systems with extremely high levels of variable renewable energy. *IEEE Power Energy Mag.* 15(2), 61–73 (2017)
2. R.F. Yan, T.K. Saha, N. Modi, N.A. Masood, M. Mosadeghy, The combined effects of high penetration of wind and PV on power system frequency response. *Appl. Energy* 145, 320–330 (2015)
3. J.G. Slootweg, W.L. Kling, Impacts of distributed generation on power system transient stability, in *Proc. IEEE Power Engineering Society Summer Power Meeting*, 862-867 (2002)
4. A. Ulbig, T.S. Borsche, G. Andersson, Impact of low rotational inertia on power system stability and operation. *IFAC Proceedings Volumes.* 47(3), 7290-7297 (2014)
5. P. Tielens, D. Van Hertem, The relevance of inertia in power systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 55, 999-1009 (2016)
6. Tielens P, Van Hertem D. Grid inertia and frequency control in power systems with high penetration of renewables. In: *Young Researcher Symposium, Delft; 2012.*
7. Driesen J, Visscher K. Virtual synchronous generators. In: *2008 IEEE power and energy society general meeting—conversion and delivery of electrical energy in the 21st century; 2008.* p. 1–3.
8. Bevrani, H., Ise, T., & Miura, Y. Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 54, 244–254. (2014).
9. Chen Y et al. Comparison of methods for implementing virtual synchronous machine on inverters. In: *Int. conf. on renewable energies and power quality-ICREPQ'12. Spain; March 2012.*
10. Yong C, Hesse R, Turschner D, Beck HP. Improving the grid power quality using virtual synchronous machines. In: *Power engineering, energy and electrical drives (POWERENG), 2011 international conference on, 2011; p. 1–6.*
11. T. Kerdphol, F.S. Rahman, M. Watanabe, Y. Mitani, D. Turschner, H.P. Beck, Extended virtual inertia control design for power system frequency regulation, in *Proc. IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia*, 97-101 (2019)
12. Denholm, Paul, Trieu Mai, Rick Wallace Kenyon, Ben Kroposki, and Mark O'Malley. 2020. *Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin.* Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6120-73856
13. D. Zografos, *Power System Inertia Estimation and Frequency Response Assessment*, Doctoral Thesis in Electrical Engineering Stockholm, Sweden 2019
14. M. Rezkalla, M. Pertl, M. Marinelli, *Electric power system inertia: requirements, challenges and solutions*, March 2017
15. G.A.Chown, J.G.Wright, R. Van Heerden, M.Coker, *System inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF) with increasing non-synchronous renewable energy penetration*, June 2018

16. T. Kerdphol, F.S. Rahman, M. Watanabe, Y. Mitani, *Virtual Inertia Synthesis and Control*, Power Systems, Springer
17. ENTSO-E, *Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe: Requirements and Impacting Factors*, Final Report, Brussels, Belgium (2016)
18. A. Ulbig, T.S. Borsche, G. Andersson, *Impact of low rotational inertia on power system stability and operation*. IFAC Proceedings Volumes. 47(3), 7290-7297 (2014)
19. Prof. dr Ilija Vujošević, *Analiza elektroenergetskih sistema I*, Univerzitet Crne Gore, Elektrotehnički fakultet, Podgorica, april 2006
20. P. Kundur, *Power system stability and control*. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.
21. *Definition and Classification of Power System Stability* IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. (2004). IEEE Transactions on Power Systems, 19(3), 1387–1401.
22. CIGRE Report: “Definitions of general terms relating to the stability of interconnected synchronous machine,” CIGRE, paper no. 334a, 1966.
23. H. Bevrani, *Robust Power System Frequency Control*, 2nd ed. (Springer, New York, USA, 2014)
24. Sharma, S., Huang, S.-H., & Sarma, N. (2011). System Inertial Frequency Response estimation and impact of renewable resources in ERCOT interconnection. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting.
25. Rutledge, L., Miller, N. W., O’Sullivan, J., & Flynn, D. (2012). Frequency Response of Power Systems With Variable Speed Wind Turbines. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 3(4), 683–691. doi:10.1109/tste.2012.2202928
26. M. M. Hand, S. Baldwin, E. DeMeo, J. Reilly, T. Mai, D. Arent, G. Porro, M. Meshek, and D. Sandor, “Renewable electricity futures study,” NREL, Golden, CO, Tech. Rep., NREL/TP-6A20-52409, June 2012.
27. J. O’Sullivan, Y. Coughlan, S. Rourke, and N. Kamaluddin, “Achieving the highest levels of wind integration: A system operators perspective,” IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 3, no. 4, pp. 819–825 Oct. 2012.
28. Lalor, G., Mullane, A., & O’Malley, M. (2005). Frequency Control and Wind Turbine Technologies. IEEE Transactions on Power Systems, 20(4), 1905–1913. doi:10.1109/tpwrs.2005.857393
29. Lee A. Kilgore, & Whitney, E. C. (1950). Spring and Damping Coefficients of Synchronous Machines and Their Application. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, 69(1), 226–230. doi:10.1109/t-aiee.1950.5060143
30. Schlemmer, E. (2009). Damping of synchronous machines -analytical estimations versus finite element results. 2009 International Conference on Clean Electrical Power.
31. Liwschitz, M. M. (1941). Positive and Negative Damping in Synchronous Machines. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, 60(5)
32. Gu, H., Yan, R., & Saha, T. K. (2018). Minimum Synchronous Inertia Requirement of Renewable Power Systems. IEEE Transactions on Power Systems, 33(2), 1533–1543.

33. Wu, L., & Infield, D. G. (2013). Towards an Assessment of Power System Frequency Support From Wind Plant—Modeling Aggregate Inertial Response. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 2283–2291.
34. D. Gautam, L. Goel, R. Ayyanar, V. Vittal, and T. Harbour, “Control strategy to mitigate the impact of reduced inertia due to doubly fed induction generators on large power systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, pp. 214–224, 2011
35. National Grid, Grid Code Review Panel Paper—Future Frequency Response Services, National Grid, U.K., Sep. 2010. [Online]. Available: <http://www.nationalgrid.com>
36. Qazi, A., Hussain, F., Rahim, N. A., Hardaker, G., Alghazzawi, D., Shaban, K., & Haruna, K. (2019). Towards Sustainable Energy: A Systematic Review of Renewable Energy Sources, Technologies, and Public Opinions. *IEEE Access*, 7, 63837–63851.
37. Rizzi, F., van Eck, N. J., & Frey, M. (2014). The production of scientific knowledge on renewable energies: Worldwide trends, dynamics and challenges and implications for management. *Renewable Energy*, 62, 657–671.
38. A. Mardani et al., “Sustainable and renewable energy: An overview of the application of multiple criteria decision making techniques and approaches,” *Sustainability*, vol. 7, no. 10, pp. 13947–13984, Oct. 2015.
39. Nath, U. kumar, & Sen, R. (2021). A Comparative Review on Renewable Energy Application, Difficulties and Future Prospect. *2021 Innovations in Energy Management and Renewable Resources*(52042).
40. Medvedkina, Y. A., & Khodochenko, A. V. (2020). Renewable Energy and Their Impact on Environmental Pollution in the Context of Globalization. *2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon)*.
41. Bielecki, A., Ernst, S., Skrodzka, W. *et al.* The externalities of energy production in the context of development of clean energy generation. *Environ Sci Pollut Res* **27**, 11506–11530 (2020).
42. K. Solaun, E. Cerda, “Climate change impacts on renewable energy generation. A review of quantitative projections,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, vol. 116, p. 109415.
43. Ulbig, A., Borsche, T. S., & Andersson, G. (2014). Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation. *IFAC Proceedings Volumes*, 47(3), 7290–7297.
44. Zografos, D., & Ghandhari, M. (2016). Estimation of power system inertia. *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*.
45. ENTSO-E Technical Group on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources, High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters, Technical Report
46. ENTSO-E RG-CE SPD , 'Task Force Code: System Dynamic Issues for the Synchronous Zone of Continental Europe 2017,' [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/2017/170926_RG_CE_TOP_08_1_D_1_S.
47. ENTSO-E RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group, 2018. 'Frequency Measurement Requirements and Usage,' [Online]. Available:

- www.entsoe.eu/Documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/2018/TF_Freq_Meas_v7.pdf. [Accessed Sept 2019].
48. Chen, T., Guo, J., Chaudhuri, B., & Hui, R. S. Y. (2020). Virtual Inertia from Smart Loads. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1–1.
 49. Tamrakar, U.; Shrestha, D.; Maharjan, M.; Bhattarai, B.P.; Hansen, T.M.; Tonkoski, R. Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions. *Appl. Sci.* **2017**, *7*, 654. <https://doi.org/10.3390/app7070654>
 50. Q.-C. Zhong and G. Weiss, "Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 4, pp. 1259-1267, 2011.
 51. Carrasco, J. M., Franquelo, L. G., Bialasiewicz, J. T., Galvan, E., PortilloGuisado, R. C., Prats, M. A. M., ... Moreno-Alfonso, N. (2006). Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 53(4), 1002–1016.
 52. Vasudevan, K. R., Ramachandaramurthy, V. K., Babu, T. S., & Pouryekt, A. (2020). Synchronverter: A Comprehensive Review of Modifications, Stability Assessment, Applications and Future Perspectives. *IEEE Access*, 8, 131565–131589.
 53. A. Fernández-Guillamón, E. Gómez-Lázaro, E. Muljadi, and Á. MolinaGarcía, "Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 115, Nov. 2019, Art. no. 109369.
 54. Q.-C. Zhong, P.-L. Nguyen, Z. Ma, and W. Sheng, "Self-synchronized synchronverters: Inverters without a dedicated synchronization unit," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, no. 2, pp. 617–630, Feb. 2014.
 55. R. Rosso, S. Engelken and M. Liserre, "Robust Stability Analysis of Synchronverters Operating in Parallel," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 34, no. 11, pp. 11309-11319, Nov. 2019, doi: 10.1109/TPEL.2019.2896707.
 56. Beck, H.-P., & Hesse, R. (2007). Virtual synchronous machine. 2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation. doi:10.1109/epqu.2007.4424220
 57. Chen, Y., Hesse, R., Turschner, D., & Beck, H.-P. (2011). Improving the grid power quality using virtual synchronous machines. 2011 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives. doi:10.1109/powereng.2011.6036498
 58. Chen, Y., Hesse, R., Turschner, D., & Beck, H.-P. (2012). Investigation of the Virtual Synchronous Machine in the island mode. 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe).
 59. Furqan, S. M., Nasir, A., Ashraf, A., Shami, T. A., & Khalid, N. (2018). Design And Implementation of Virtual Synchronous Machine. 2018 International Conference on Computing, Electronic and Electrical Engineering (ICE Cube).
 60. Zhong, Q.-C. (2016). Virtual Synchronous Machines: A unified interface for grid integration. *IEEE Power Electronics Magazine*, 3(4), 18–27.
 61. Chen, D., Xu, Y., & Huang, A. Q. (2017). Integration of DC Microgrids as Virtual Synchronous Machines Into the AC Grid. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 64(9), 7455–7466.

62. Qiang, L.; Bixing, R.; Weijia, T.; Dajiang, W.; Chenggen, W.; Zhenhua, L. Analyzing the inertia of power grid systems comprising diverse conventional and renewable energy sources. *Energy Rep.* **2022**, *8*, 15095–15105
63. Xu, Z.; Ma, J.; Gao, Y.; Li, Y.; Yu, H.; Wang, L. Inertia Identification and Analysis for High-Power-Electronic-Penetrated Power System Based on Measurement Data. *Energies* **2023**, *16*, 4101. <https://doi.org/10.3390/en16104101>
64. Abuagreb, M.; Allehyani, M.F.; Johnson, B.K. Overview of Virtual Synchronous Generators: Existing Projects, Challenges, and Future Trends. *Electronics* **2022**, *11*, 2843
65. Xu, Z.; Ma, J.; Gao, Y.; Li, Y.; Yu, H.; Wang, L. Inertia Identification and Analysis for High-Power-Electronic-Penetrated Power System Based on Measurement Data, *Energies* **2023**, *16*, 4101
66. Sakimoto, K., Miura, Y., & Ise, T. (2011). Stabilization of a power system with a distributed generator by a Virtual Synchronous Generator function. 8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia.
67. Alipoor, J., Miura, Y., & Ise, T. (2015). Power System Stabilization Using Virtual Synchronous Generator With Alternating Moment of Inertia. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, *3*(2), 451–458.
68. Xu, H., Yu, C., Liu, C., Wang, Q., & Zhang, X. (2020). An Improved Virtual Inertia Algorithm of Virtual Synchronous Generator. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, *8*(2), 377–386. doi:10.35833/mpce.2018.000472
69. Y. Du, J. M. Guerrero, L. Chang et al., “Modeling, analysis, and design of a frequency-droop-based virtual synchronous generator for microgrid applications,” in *Proceedings of 2013 IEEE ECCE Asia Dunder, Melbourne, Australia, Jun. 2013*, pp. 643-649.
70. H. Bevrani, T. Ise, and Y. Miura, “Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 54, pp. 244–254, Jan. 2014.
71. J. Liu, Y. Miura, H. Bevrani and T. Ise, "Enhanced Virtual Synchronous Generator Control for Parallel Inverters in Microgrids," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 5, pp. 2268-2277, Sept. 2017, doi: 10.1109/TSG.2016.2521405.
72. Driesen, J., & Visscher, K. (2008). Virtual synchronous generators. 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. doi:10.1109/pes.2008.4596800
73. M. Torres, L.A.C. Lopes, “Virtual synchronous generator control in autonomous wind-diesel power systems,” in *Proc. IEEE Electrical Power & Energy Conf. (EPEC)*, Montreal, 2009, pp.1-6.
74. K. Visscher, J. Driesen, “Virtual Synchronous Generators”, IEEE Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008, Pittsburgh, PA, pp. 1-3.
75. Singh, D., & Seethalekshmi, K. (2020). A Review on Various Virtual Inertia Techniques for Distributed Generation. 2020 International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ICE3).
76. Wang, S., Hu, J., Yuan, X., & Sun, L. (2015). On Inertial Dynamics of Virtual-Synchronous-Controlled DFIG-Based Wind Turbines. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, *30*(4), 1691–1702.

77. Loix, T., De Breucker, S., Vanassche, P., Van den Keybus, J., Driesen, J., & Visscher, K. (2009). Layout and performance of the power electronic converter platform for the VSYNC project. 2009 IEEE Bucharest PowerTech.
78. Fang, J., Li, H., Tang, Y., & Blaabjerg, F. (2018). On the Inertia of Future More-Electronics Power Systems. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 1–1.
79. E. Spahic, D. Varma, G. Beck, G. Kuhn, and V. Hild, "Impact of reduced system inertia on stable power system operation and an overview of possible solutions", in *Proc. PESGM, Boston, MA, USA, 17–21 Jul. 2016*.
80. Berizzi, A., Bolzoni, A., Bosisio, A., Ilea, V., Marchesini, D., Perini, R., & Vicario, A. (2020). Synthetic Inertia from Wind Turbines for Large System Stability. 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe).
81. Katiraei, F., & Iravani, M. R. (2006). Power Management Strategies for a Microgrid With Multiple Distributed Generation Units. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(4), 1821–1831.
82. D'Arco, S., & Suul, J. A. (2014). Equivalence of Virtual Synchronous Machines and Frequency-Droops for Converter-Based MicroGrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(1), 394–395.
83. Mentesidi, K., Garde, R., Aguado, M., & Rikos, E. (2015). Implementation of a fuzzy logic controller for virtual inertia emulation. 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST).
84. Kerdphol, T., Watanabe, M., Hongesombut, K., & Mitani, Y. (2019). Self-Adaptive Virtual Inertia Control-based Fuzzy Logic to Improve Frequency Stability of Microgrid with High Renewable Penetration. *IEEE Access*, 1–1.
85. Kumar, Y. V. P., & Bhimasingu, R. (2017). Fuzzy logic based adaptive virtual inertia in droop control operation of the microgrid for improved transient response. 2017 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC).
86. Piriz, Héctor & Cannatella, A.R. & Guerra, Eduardo & Porcari, Daniel. (2012). Inertia of hydro generators. Influence on the dimensioning, cost, efficiency and performance of the units.
87. Nikola Georgijević, Milan Ivanović, Studija povećanja snage kratkog spoja ugradnjom sinhronog kompenzatora uz analizu inercije sistema u čvoru TS Lastva, Beograd, jul 2022.
88. Gert Rietveld, Daniele Colangelo, Andrew Roscoe, Kevin Johnstone, Paul Wright, Evaluation report on the problem of ROCOF measurement in the context of actual use cases and the “wish list” of accuracy and latency from an end-user point of view.
89. Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets —Part 5: Generating sets, ISO 8528-5:2005(E)
90. Tamrakar, Ujjwol; Tonkoski, Reinaldo; Zhen Ni, ; Hansen, Timothy M.; Tamrakar, Indraman (2016). [IEEE 2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS) - New Delhi, India (2016.3.4-2016.3.6)] 2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS) - Current control techniques for applications in virtual synchronous machines. , (), 1–6. doi:10.1109/ICPES.2016.7584166
91. Shrestha, D.; Tamrakar, U.; Ni, Z.; Tonkoski, R. Experimental Verification of Virtual Inertia in Diesel Generator based Microgrids. In *Proceedings of the 18th Annual International Conference on Industrial Technology (ICIT), Toronto, ON, Canada, 22–25 March 2017*; pp. 95–100.

92. U. Tamrakar; D. Galipeau; R. Tonkoski; I. Tamrakar (2015). Improving transient stability of photovoltaic-hydro microgrids using virtual synchronous machines. doi:10.1109/PTC.2015.7232663
93. Van Wesenbeeck, M.P.N; de Haan, S.W.H.; Varela, P.; Visscher, K. (2009). [IEEE 2009 IEEE Bucharest PowerTech (POWERTECH) - Bucharest, Romania (2009.06.28-2009.07.2)] 2009 IEEE Bucharest PowerTech - Grid tied converter with virtual kinetic storage. , (), 1–7. doi:10.1109/PTC.2009.5282048
94. M. Li, W. Huang, N. Tai, D. Duan, Virtual Inertia Control of the Virtual Synchronous Generator: A Review