



Utjecaj OIE na smanjenje konstante tromosti sustava

Izvještaj I10.4.



Zagreb, 2019.

Projekt: Integracija vjetroelektrana u elektroenergetski sustava sa smanjenom tromosti

WIND energy integration in Low Inertia Power System - WINDLIPS

Dokument: Utjecaj OIE na smanjenje konstante tromosti sustava

Isporuka: I10.4.

Partneri:



Autori:

Tomislav Baškarad, mag.ing., FER
Josip Đaković, mag.ing., FER
Matej Krpan, mag.ing., FER
Mateo Beus, mag.ing., FER
Tomislav Robina, dipl.ing., HEP Proizvodnja
Kristijan Frlan, dr.sc. HOPS
Renata Rubeša, dr.sc. HOPS

Sadržaj

1	Uvod	8
2	Tromost elektroenergetskog sustava	10
2.1	Konstanta tromosti.....	11
2.2	Tromost hrvatskog EES-a.....	15
2.3	Stanje u europskim sinkronim zonama.....	22
2.4	Tromost u budućim elektroenergetskim sustavima	24
3	Zaključak.....	25
4	Literatura	26

Popis slika

Slika 1: Fleksibilnost sustava	9
Slika 2: Utjecaj nadomjesne konstante tromosti na promjenu frekvencijske [18]	14
Slika 3: Kretanje inercijske konstante i kin. energije po mjesecima.....	20
Slika 4: Konvencionalne elektrane na području RH	21
Slika 5: Geografske pozicije različitih tipova elektrana u Hrvatskoj [19]	22
Slika 6: Ovisnost RoCoF-a i minimalne kinetičke energije [9]	23
Slika 7: Kinetička energija u nordijskoj zoni u jednom tjednu [21]	24

Popis tablica

Tablica 1. Tipične vrijednosti konstante tromosti H [16]	13
Tablica 2 Hidroelektrane priključene na prijenosnu mrežu	15
Tablica 3 Termoelektrane priključene na prijenosnu mrežu	16
Tablica 4. Pogonska stanja s visokim udjelom VE po mjesecima u 2017.	19
Tablica 5. Geografska raspodjela kinetičke energije i konstante tromosti.....	22

Popis kratica

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

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

1 Uvod

S ciljem smanjenja utjecaja energetskeg sektora na okoliš, u svijetu su doneseni planovi i direktive za povećanje broja obnovljivih izvora energije (OIE) i smanjenja korištenja fosilnih goriva. Europski parlament postavio je ciljeve za 2020. godinu: 20% više OIE, 20% manje CO₂ emisija i poboljšanje energetske učinkovitosti za 20% [1]. Prije nekoliko godina, ti su planovi prošireni za razdoblje od 2020. do 2030. godine [2]: smanjenje stakleničkih plinova za 40% (u odnosu na 1990. godinu), minimalno 27% OIE i poboljšanje energetske učinkovitosti od 27%, a u 2050. godini planira se čak 80% energije dobivati iz OIE što sve ukazuje na nužnost novog pristupa vođenju sustava. I ostale su zemlje izradile slične strategije, poput Sjedinjenih Američkih Država [3] i Kine [4]. Najbrže rastući OIE (u kontekstu instalirane snage) u Europi i svijetu (ne uračunavajući hidroelektrane) su fotonaponske (FN) elektrane i vjetroelektrane (VE) [5] [6] [7]. Integracija obnovljivih izvora energije (OIE), čija je proizvodnja električne energije stohastičke prirode (promjenjiva i nepredvidiva) operatoru prijenosnog sustava uvodi nove izazove u vođenju i planiranju pogona elektroenergetskog sustava (EES).

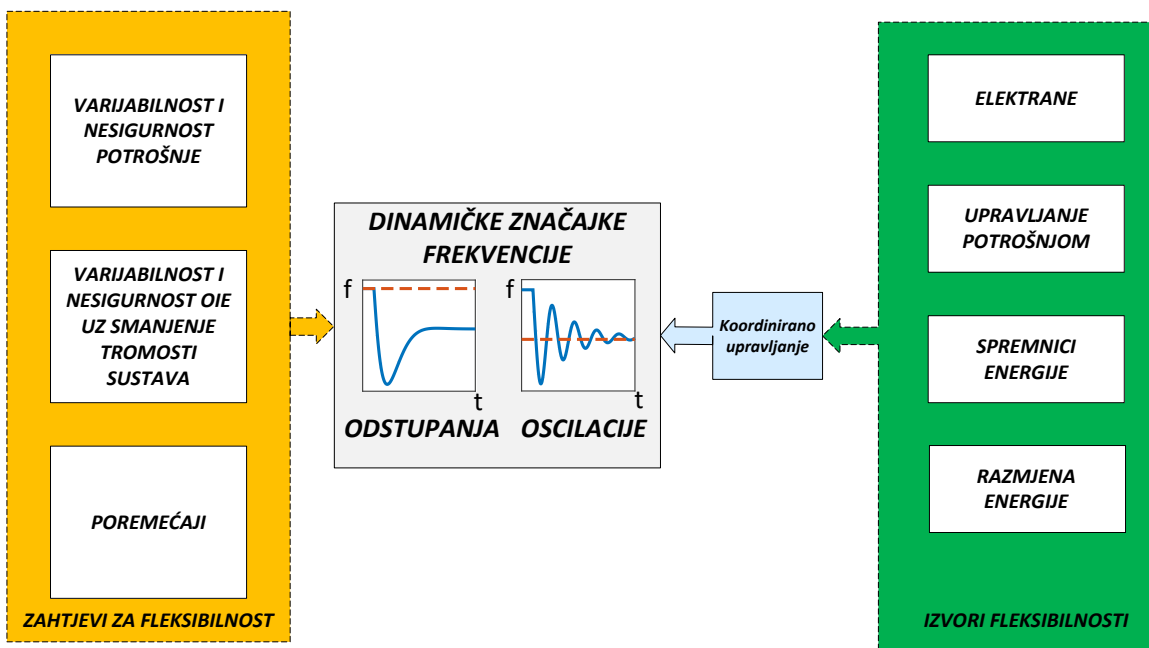
Prema podacima Europske Unije [8], u EU je do kraja 2015. godine instalirano 422 GW novih kapaciteta OIE, pokrivajući 29% ukupno potrošnje električne energije. Najveći udio navedenih kapaciteta su hidroelektrane, s kapacitetom 152 GW, te vjetroelektrane u iznosu od 141.5 GW, uključujući 11 GW pućinskih VE. Najbrže rastuća tehnologija OIE su FN elektrane, čiji je ukupni instalirani kapacitet narastao s 3.3 GW u 2005. godinu do 94.8 GW u 2015. godini. U Europskoj Uniji, Njemačka je predvodnik u količini novih instaliranih kapaciteta VE i FN u iznosu od 50 GW i 41 GW do kraja 2016. godine [9].

Većina modernih OIE je spojena na mrežu preko energetskeg (učinskih) pretvarača. Navedeni uređaji se koriste za dinamičko mijenjanje karakteristika električne energije, kao što su struja i napon. Osim OIE, količina instaliranih pretvarača u EES-u se povećava izgradnjom novih visokonaponskih vodova istosmjernog napona (HVDC), *Flexible Alternating Current Transmission Systems (FACTS)* uređaja te trošila spojenih preko pretvarača [10].

Uređaji spojeni preko energetskeg pretvarača i konvencionalne sinkrone jedinice izravno priključene na mrežu, imaju značajno drugačiji utjecaj na stabilnost EES-a. Sinkroni generatori posjeduju veliku količinu kinetičke energije u rotirajućim masama turbine i generatora te inherentno održavaju stabilnost sustava zbog krute veze s mrežom. Suprotno navedenom, proizvodne jedinice spojene preko pretvarača često ne posjeduju značajnu količinu rotirajuće energije te je njihov angažman u mrežnim poremećajima uvjetovan upravljačkim sustavom pretvarača. U svakom slučaju, kinetička energija izvora spojenih preko pretvarača je skrivena zbog

razdvajajućeg učinka energetske elektronike. Dodatno, mogućnost kratkoročnog preopterećenja sinkronih jedinica je znatno veća od pretvaračkih jedinica, koja iznosi oko 10% [10]. Dodatno, kinetička energija uskladištena u vjetroagregatima je značajno ovisna o brzini vjetra, što je čini varijabilnom i teško predvidivom.

Osim navedenog, konvencionalne sinkrone proizvodne jedinice sudjeluju u pomoćnim uslugama sustava: za stabiliziranje neravnoteže proizvodnje i potrošnje električne energije brine se primarna, sekundarna i tercijarna regulacija frekvencije i djelatne snage, u kojima OIE ne sudjeluju, što dodatno naglašava smanjenje stabilnosti elektroenergetskog sustava. Stoga, povećanje broja OIE u sustavu povećava udio proizvodnje koja je teško predvidiva i ne sudjeluje u pomoćnim uslugama sustava što povećava zahtjeve na fleksibilnost konvencionalnih jedinica (Slika 1) koje zbog smanjene tromosti sustava trebaju reagirati u kraćem vremenu. Ograničena fleksibilnost konvencionalnih jedinica smanjuje mogućnost prihvata novih proizvodnih kapaciteta iz OIE jer se narušavaju uvjeti stabilnosti te prijete mogućnost raspada sustava ako se ne osiguraju potrebni uvjeti za stabiliziranje EES-a.



Slika 1: Fleksibilnost sustava

U trenutku poremećaja u sustavu, na njega trenutno djeluju sinkrone jedinice svojim inercijskim odzivom, a neposredno nakon tog odziva počinje djelovati primarna regulacija frekvencije čije djelovanje završava unutar 15-30 sekundi. Cilj primarne regulacije frekvencije je uravnoteženje

proizvodnje i potrošnje električne energije čime se zaustavlja promjena mrežne frekvencije na nekoj vrijednosti različitoj od nazivne. U primarnoj regulaciji frekvencije sudjeluju sve elektrane u sustavu (osim OIE poput vjetroelektrana i fotonaponskih elektrana): turbinski regulatori povećavaju, odnosno smanjuju dotok radnog medija kroz turbinu čime se povećava, odnosno smanjuje izlazna snaga elektrane ovisno o predznaku promjene mrežne frekvencije. Dinamički odziv mrežne frekvencije ovisi o vrsti elektrana u sustavu, statičnosti EES-a, vrsti potrošača i konstanti tromosti sustava [11], [12].

2 Tromost elektroenergetskog sustava

Frekvencijska stabilnost današnjih elektroenergetskih sustava uvelike se oslanja na tromost rotirajućih masa sinkrono povezanih proizvodnih, i manjim dijelom potrošačkih, jedinica. Rotirajuća kinetička energija sadržana u navedenim jedinicama sprječava naglu promjenu frekvencije napona i struje pri poremećajima u ravnoteži proizvodnje i potrošnje radne snage. Značajnom integracijom novih obnovljivih izvora energije, konvencionalne proizvodne jedinice često se isključuju iz pogona stvarajući pritom manjak inherentne pogonske stabilnosti. Većina modernih proizvodnih jedinica iz domene obnovljivih izvora povezana je s elektroenergetskom mrežom preko energetskih pretvarača, koji inherentno ne doprinose stabilnosti sustava bez posebnog upravljanja pretvaračem [13] [14]. Smanjena tromost sustava očituje se u većoj brzini promjene frekvencije i maksimalnom odstupanju frekvencije od nazivne pri poremećajima, što može dovesti do nestabilnosti sustava (odvajanje generatora od mreže, podfrekvencijsko rasterećenje tereta, itd.). Osim toga, smanjena tromost sustava utječe i na ostale aspekte pogona i vođenja modernih elektroenergetskih sustava, kao što su naponska stabilnost i upravljanje, zaštita sustava, pružanje regulacijske rezerve i sl.

Inercijski odziv počinje trenutno nakon početka poremećaja, a prije prorade primarne regulacije agregata. Generatori će apsorbirati ili injektirati radnu snagu iz mreže/u mrežu protiveći se promjeni frekvencije. U slučaju ispada elektrane ili uključanja značajnijeg potrošača, radna snaga koja se injektira u mrežu dolazi iz kinetičke energije zamašne mase agregata zbog koje će brzina vrtnje agregata pasti. U slučaju isključenja značajnijeg potrošača, ta će nejednakost uzrokovati povećanje brzine vrtnje agregata. Ovo ponašanje naziva se inercijski odziv i nije ga moguće kontrolirati jer je to inherentno svojstvo sinkronog stroja sinkroniziranog na mrežu (ali i svojstvo elektromotornih pogona na mreži koji su dio ukupnog opterećenja). Turboagregati u termoelektranama sadrže od 30 do 60% inercije u turbini, dok kod hidroagregata samo 4 do 15% inercije je sadržano u turbini, što uključuje i inerciju vode [15]. Incidenti koji mogu značajnije narušiti frekvencijsku stabilnost su ispadi velikih proizvodnih i potrošačkih jedinica s mreže,

isklapanje HVDC vodova koji povezuju različite elektroenergetske sustave ili razdvajanje sustava [10].

2.1 Konstanta tromosti

Konstanta tromosti bitna je značajka stabilnosti elektroenergetskog sustava (EES-a) koja je povezana s frekvencijom EES-a. Frekvencija je globalna veličina EES-a unutar sinkrone zone jer svi generatori rade u sinkronizmu jedan s drugim i vrlo je bitno da se održava konstantnom: to osigurava konstantnu brzinu motora koji su dijelovi pomoćnih sustava u elektranama (pumpe i sl.) o kojima ovisi siguran rad tih elektrana; zbog rotacijskih strojeva u industriji koji se napajaju iz mreže (sinkroni i asinkroni motori) i zbog sinkronizacije uređaja za mjerenje vremena koji ovise o integralu mrežne frekvencije [16]. Općenito, tromost fizičkog objekta je definirana kao opiranje tijela promjeni stanja gibanja što uključuje promjene smjera i brzine [14]. Primjenjujući tu definiciju za elektroenergetski sustav, fizički objekti koji se gibaju su rotirajući strojevi (sinkroni generatori, asinkroni generatori, turbine itd.) priključeni na EES te njihovo opiranje promjeni rotirajuće brzine se izražava momentom tromosti njihovih rotirajućih masa. Zamašna masa tih strojeva određuje brzinu promjene frekvencije prilikom nejednakosti snaga proizvodnje i potrošnje električne energije. Brzina vrtnje velikih i teških rotacijskih strojeva u elektranama (turbine) ne može se promijeniti trenutačno; prilikom poremećaja u sustavu pri kojem dolazi do nejednakosti proizvodnje i potrošnje sinkroni stroj će apsorbirati ili injektirati radnu snagu iz mreže odnosno u nju protiveći se nastaloj promjeni i pritom će usporavati, odnosno ubrzavati i na taj će način, zahvaljujući vlastitoj tromosti, doprinijeti stabilizaciji frekvencije.

Vjetroelektrane i fotonaponske elektrane uglavnom su na EES priključene preko uređaja energetske elektronike, te su električki odvojene od mreže stoga nemaju inercijski odziv na promjene frekvencije EES-a, iako u slučaju VE postoji značajna količina kinetičke energije uskladištene u lopaticama turbine i generatoru čija je konstanta tromosti sumjerljiva konvencionalnim elektranama i iznosi od 2 do 5 s [17]. FN elektrane nemaju rotacijskih dijelova i zato ne posjeduju kinetičku energiju. Njihov je utjecaj na inercijski odziv sustava manji jer su u pogonu tijekom dana kada je najviše sinkronih generatora u pogonu. Smanjena konstanta tromosti negativno utječe na dinamiku frekvencijskog odziva sustava prilikom neravnoteže proizvodnje i potrošnje, pa se odstupanja frekvencije od nazivne vrijednosti tijekom poremećaja povećavaju.

Vrijednost konstante tromosti H agregata moguće je procijeniti na temelju sličnosti nazivnih prividnih snaga S_n [MVA] te pripadnih kinetičkih energija E_{kin} [MJ ili MWs] rotirajućih elemenata agregata [16]:

$$H = \frac{E_{kin}}{S_B} \quad (1)$$

gdje E_{kin} predstavlja ukupnu kinetičku energiju agregata, a S_B je bazna (nazivna) vrijednost snage (VA) za preračunavanje veličina sustava u jedinične vrijednosti.

Ako se kinetička energija rotora izrazi preko nazivne brzine vrtnje (okr/min) agregata dobije se izraz:

$$W_k = \frac{1}{2} \cdot J \omega_m^2 = \frac{1}{2} \cdot J \left(2\pi \frac{n_R}{60} \right)^2 \quad (2)$$

pri čemu su J – ukupni moment tromosti agregata (kgm^2); ω_m – mehanička brzina vrtnje rotora (rad/s); n_R – nazivna brzina vrtnje agregata (okr/min). Uvrštavanjem (2) u (1) može se pisati:

$$H = \frac{W_k}{S_B} = \frac{\frac{1}{2} J \omega_m^2}{S_B} = \frac{1}{2} \cdot \frac{J \left(2\pi \frac{n}{60} \right)^2}{S_B} \quad (3)$$

Umjesto momenta tromosti J često se koristi zamašni moment:

$$mD_\Sigma^2 = 4J \quad (4)$$

Uvrštavanjem (4) u izraz (3) dobiva se u praksi najčešće korišteni izraz za konstantu tromosti H [16]:

$$H = \frac{1}{2} \left(\frac{\pi}{60} \right)^2 \frac{n^2 m D_\Sigma^2}{S_B} \quad (5)$$

Uočava se da na vrijednost konstante H utječu brzina vrtnje, zamašni moment i nazivna prividna snaga agregata. Ukupna zamašna masa nekog agregata sastavljena je od zamašne mase pogonskog stroja i zamašne mase generatora, a kod hidroagregata treba uzeti u obzir i doprinos mase vode. Pokazuje se da je do ovog podatka relativno teško doći iz standardno raspoložive tehničke dokumentacije o agregatu, pa se do njega uglavnom dolazi identificiranjem parametra H u realnom pogonu agregata. Parametar H (vremenska konstanta tromosti) bilo kojeg agregata u elektrani ima znatan utjecaj na dinamičko vladanje agregata, posebice u uvjetima prijelazne i dinamičke stabilnosti, te otočnog pogona agregata.

Općenito, uobičajene vrijednosti parametra H moguće je sistematizirati na način kako je to učinjeno u tablici Tablica 1, uz ocjenu da te vrijednosti tehnički zadovoljavaju u svim područjima istraživanja i da ih se kao takove može smatrati prihvatljivima.

Tablica 1. Tipične vrijednosti konstante tromosti H [16]

Vrsta agregata		H (s)	
turboagregati	3000 o/min (dvopolni)	2.5 - 6.0	Starije izvedbe turboagregata (ispod 200 MW) H=6
			Turboagregati (oko 300 MW) H=5
			Novije izvedbe turboagregata (preko 500 MW) H=3.5
	1500 o/min (četveropolni)	4.0 - 10.0	
hidroagregati		2.0 - 4.0	

Konstanta tromosti nekog sustava zapravo je konstanta samo u pojedinom trenutku jer taj parametar ovisi o različitim vrstama turbina i generatora (turbogeneratori, hidrogeneratori, kombi blokovi, itd.) koji su trenutno u pogonu u istraživanom sustavu. Ako u slučaju značajnijeg poremećaja dođe do dijeljenja sustava na otoke, u svakom podsustavu je različita zastupljenost pojedinih vrsta agregata, te se i konstante tromosti tako nastalih podsustava razlikuju.

Uz veličinu poremećaja, konstanta tromosti sustava je najutjecajniji parametar koji određuje odziv frekvencije sustava pogotovo ako je sustav u otočnom radu:

$$\frac{df}{dt} = \frac{25}{H} \cdot (P_m - P_e) \left[\frac{Hz}{s} \right] \quad (6)$$

pri čemu su: f – frekvencija (Hz); P_m – mehanička snaga turbine (MW); P_e – električna snaga generatora (MW).

Ako sustav ima malu konstantu tromosti frekvencija se pri poremećaju brže mijenja. Noviji agregati imaju konstante tromosti 2 ili 3 (MWs/MVA), a trend u konstruiranju agregata, zbog ušteda u materijalu i prostoru, teži prema sve većim jediničnim snagama i sa što manjim rotorskim masama. Stariji generatori s masivnim rotorima imaju konstante tromosti većim od 10 MWs/MVA.

Veliki agregati s malim konstantama tromosti određuju ukupnu konstantu tromosti sustava prema jednadžbi:

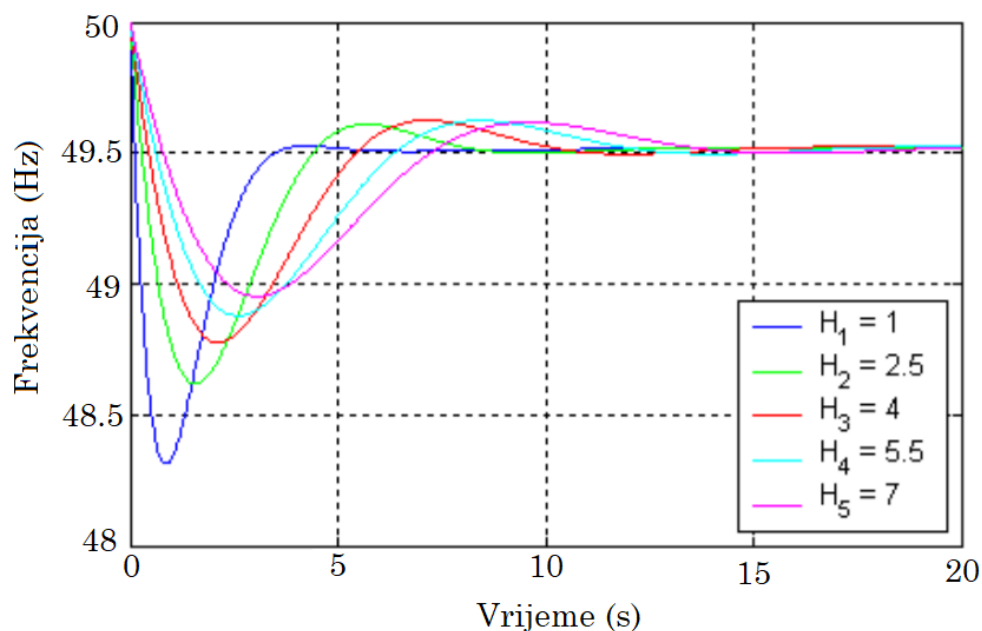
$$H_{sustava} = \frac{H_1 S_{B1} + H_2 S_{B2} + \dots + H_n S_{Bn}}{S_{B1} + S_{B2} + \dots + S_{Bn}} \quad (7)$$

pri čemu su: n ukupan broj agregata u sustavu, H_i (MWs/MVA) je konstanta tromosti pojedinog agregata prema baznoj snazi stroja, a S_{Bi} je bazna snaga pojedinog stroja sinkroniziranog na mrežu.

Vrijednost nadomjesne konstante tromosti ima izravan učinak na:

- početni nagib krivulje odziva frekvencije nakon poremećaja,
- trenutak u kojem će se pojaviti najveće odstupanje frekvencije,
- iznos maksimalnog odstupanja frekvencije od nazivne vrijednosti

Veće vrijednosti konstante tromosti uzrokuju sporiji pad frekvencije u sustavu, ali i duže vrijeme smirivanja prijelaznog procesa (Slika 2). Kako je pri većim vrijednostima konstante tromosti sustava početna brzina promjene (pada) frekvencije manja regulatori imaju više vremena za djelovanje pa je i maksimalno odstupanje frekvencije manje. Bitno je naglasiti da iznos konstante tromosti sustava nema utjecaj na vrijednost na kojoj će se frekvencija ustaliti nakon poremećaja.



Slika 2: Utjecaj nadomjesne konstante tromosti na promjenu frekvencijske [18]

Konstanta tromosti sustava ima utjecaj na brzinu promjene frekvencije. Manji iznosi tromosti sustava uzrokuju vrlo brzu promjenu i veliko odstupanje frekvencije, odziv turbinskog regulatora je također brži što za posljedicu ima veće i brže oscilacije frekvencije koje su nepoželjne.

2.2 Tromost hrvatskog EES-a

Koristeći izraz (7) za nadomjesnu konstantu tromosti, te podatke iz tablica 2. i 3.

Tablica 2 Hidroelektrane priključene na prijenosnu mrežu

HE	Broj agregata	Nazivna snaga S_n (MVA)	Nazivna radna snaga P_n (MW)	Faktor snage $\cos \varphi$	Moment inercije $mD\Sigma^2$ (tm ²)	Statičnost (%)	Inercijska konstanta H (s)	Nazivni broj okretaja (o/min)	Opseg primarne regulacije (MW)
Proizvodno područje HE Sjever									
HE Varaždin	1,2	2x50	2x43	0.85	7000	6	3	125	18-47
HE Čakovec	1,2	2x42	2x39.9	0.95	1150	4	0.721	125	15-38
HE Dubrava	1,2	2x42	2x39.9	0.95	1150	4	1.008	125	15-38
Proizvodno područje HE Jug									
RHE Velebit	1,2	2x155	2x138	0.89	1040	4	3.31	600	80-138
HE Đale	1,2	2x24	2x20.4	0.85	1999	4	3.17	166.7	6-20.4
HE Kraljevac	1,2 3 4	26 16 6	2x20.8 12.8 4.8	0.8 0.8 0.8	337 166 -	- - -	2.5 2 -	375 375 -	1-20.8 1-12.8 -
HE Orlovac	1,2,3	3x83	3x79	0.95	630	4	2.6	500	50-79
HE Zakučac	1,3 2,4	2x160 2x150	2x144 2x135	0.9 0.9	5400 5123	4 4	4.22 4.22	300 300	55-144 85-135
HE Peruća	1,2	2x37.5	2x30	0.8	1794	1	2.4	187.5	5-30
HE Golubić	1,2	2x4.4	2x3.75	0.85	22	-	1.96	500	-
HE Miljacka	1,3,4 2	3x8 6	3x6.4 4.8	0.8 0.8	58 35	- -	2.48 2	500 500	- -
CPS Buško Blato	1	11.3 -10.3	9 -8.2	0.8	-	-	-	-	-
HE Krčić	1	0.55	0.44	0.8	-	-	-	-	-
HE Jaruga	1,2	2x5.14	2x3.6	0.7	-	-	-	-	-
Proizvodno područje HE Zapad									
HE Rijeka	1,2	2x23	2x18.4	0.8	150	5	3.21	600	17.5-19

HE Vinodol	1,2,3	3x37.5	3x30	0.8	289	5	2.75	500	0-30
HE Senj	1,2,3	3x80	3x72	0.9	400	4	2.47	600	35-72
HE Sklope	1	25	22.5	0.9	860	5	2.73	250	5-22.5
HE Gojak	1,2,3	3x23.1	3x18.5	0.8	394	4	4.46	428	2-18.5
HE Ozalj	1,2,3	3x1.37	3x1.1	0.8	-	-	-	-	-
	4,5	2x1.57	2x1.1	0.7	-	-	-	-	-
CHE Fužine	1	5 -4.8	4 -4.2	0.8 1	51	-	1.97	375	- -
CHE Lepenica	1	1.56	1.4/-1.5	0.85	-	-	-	-	-
HE Zeleni Vir	1,2	2x1.05	2x0.9	0.85	-	-	-	-	-
Pogoni HE Dubrovnik									
HE Dubrovnik	1,2	2x140	2x126	0.9	4900	6	4.32	300	55-100
HE Zavrle	1	2.15	1.5	0.7	-	-	-	-	-

Tablica 3 Termoelektrane priključene na prijenosnu mrežu

TE	Br. AG	Nazivna snaga S_n (MVA)	Nazivna radna snaga P_n (MW)	Faktor snage $\cos \varphi$	Moment inercije mDz^2 (tm ²)	Statičnost (%)	Inercijska konstanta H (s)	Nazivni broj okretaja (o/min)	Opseg primarne regulacije (MW)
TE Sisak	1,2	2x247	2x210	0.85	80	-	4	3000	-
TE Rijeka	1	377	320	0.85	81	5	3.6	3000	100-303
TE Plomin I	1	150	110	0.8	40.2	-	3.3	3000	-
TE Plomin II	1	247	210	0.85	10.5	5	5.5	3000	126-192
ELTO Zagreb	1	15.7	12.5	0.8	3.4	-	2.6	3000	-
	2	37.5	32	0.85	9.7	-	3.2	3000	-
	3	30.5	26	0.85	9	-	3.64	3000	-
	4	30.5	26	0.85	9	-	3.64	3000	-

TETO Zagreb	C	150	120	0.8	47	-	3.87	3000	-
	K1	84	71	0.85	8.9	4	4.8	3000	50-69
	K2	84	71	0.85	8.9	4	4.8	3000	50-69
	K3	77	66	0.85	-	-	4	3000	-
	L1	88	75	0.85	9.9	4	4	3000	50-67
	L2	43	37	0.85	13	-	-	3000	-
TETO Osijek	1	56.3	45	0.8	23	8	5.04	3000	-
	2	32	25	0.8	12.5	-	4.82	3000	-
	3	32	25	0.8	12.5	-	4.82	3000	-
KTE Jertovec	2,3	2x16	2x12.8	0.8	3.2	-	2.47	3000	-
	4,5	2x41.8	2x35.5	0.85	13.6	-	4	3000	-
NE Krško – 50%	1	406.4	332	0.85	15.34	-	3.57	1500	-

o iznosima konstante tromosti za pojedine agregate, može se izračunati vrijednost nadomjesne konstante tromosti hrvatskog elektroenergetskog sustava kao otočnog sustava:

- situacija kada bi u pogonu bile sve hidroelektrane i termoelektrane bez OIE:

$$H_{hrv\ ees} = \frac{H_1 S_{B1} + H_2 S_{B2} + \dots + H_n S_{Bn}}{S_{B1} + S_{B2} + \dots + S_{B3}} = 3.66 \frac{MWS}{MVA} \quad (8)$$

- situacija za 2017. godinu kada bi u pogonu bile sve hidroelektrane, sve termoelektrane i svi OIE:

$$H_{hrv\ ees} = \frac{H_1 S_{B1} + H_2 S_{B2} + \dots + H_n S_{Bn}}{S_{B1} + S_{B2} + \dots + S_{B3}} \approx 3.20 \frac{MWS}{MVA} \quad (9)$$

- situacija za 2017. godinu kada bi u pogonu dio kapaciteta iz termoelektrana bio zamijenjen kapacitetom iz OIE:

$$H_{hrv\ ees} = \frac{H_1 S_{B1} + H_2 S_{B2} + \dots + H_n S_{Bn}}{S_{B1} + S_{B2} + \dots + S_{Bn}} \approx 3.00 \frac{MWs}{MVA} \quad (10)$$

S obzirom na stabilnost sustava u u pogonu bez OIE konstanta tromosti hrvatskog elektroenergetskog sustava iznosi 3.66 MWs/MVA, međutim u realnom pogonu vrijednost konstante tromosti se može smanjiti i do 20%. Stoga, povećanje broja OIE u sustavu povećava udio proizvodnje koja je teško predvidljiva i koja ne sudjeluje u pomoćnim uslugama sustava što pogoršava frekvencijsku stabilnost (Slika 2) i povećava zahtjeve na fleksibilnost konvencionalnih jedinica koje zbog smanjene konstante tromosti sustava trebaju reagirati u kraćem vremenu. Sudjelovanje OIE u pomoćnim uslugama sustava će igrati sve značajniju ulogu u elektroenergetskim sustavima. Iako konstanta tromosti samo hrvatskog EES-a nije mjerodavna za dinamičko vladanje nakon poremećaja radne snage jer hrvatski EES radi u sinkronizmu s ostatkom kontinentale Europe, zanimljiv je za kvalitativno promatranje dinamičkih značajki sustava jer i u drugim sustavima dolazi do značajne integracije OIE te se i njihove dinamičke značajke mijenjaju i može se pokazati trend smanjenja konstanti tromosti pojedinih zemalja kao otočnih pogona. Na kraju, sinkroni sustav kontinentale Europe može se promatrati kao skupina „otočnih sustava“ (zemalja) koje su u normalnom pogonu međusobno povezane prekograničnim vodovima. Lokalna smanjenja konstanti tromosti (po zemljama) rezultira globalnim smanjenjem konstante tromosti, odnosno kinetičke energije cijelog sinkronog sustava.

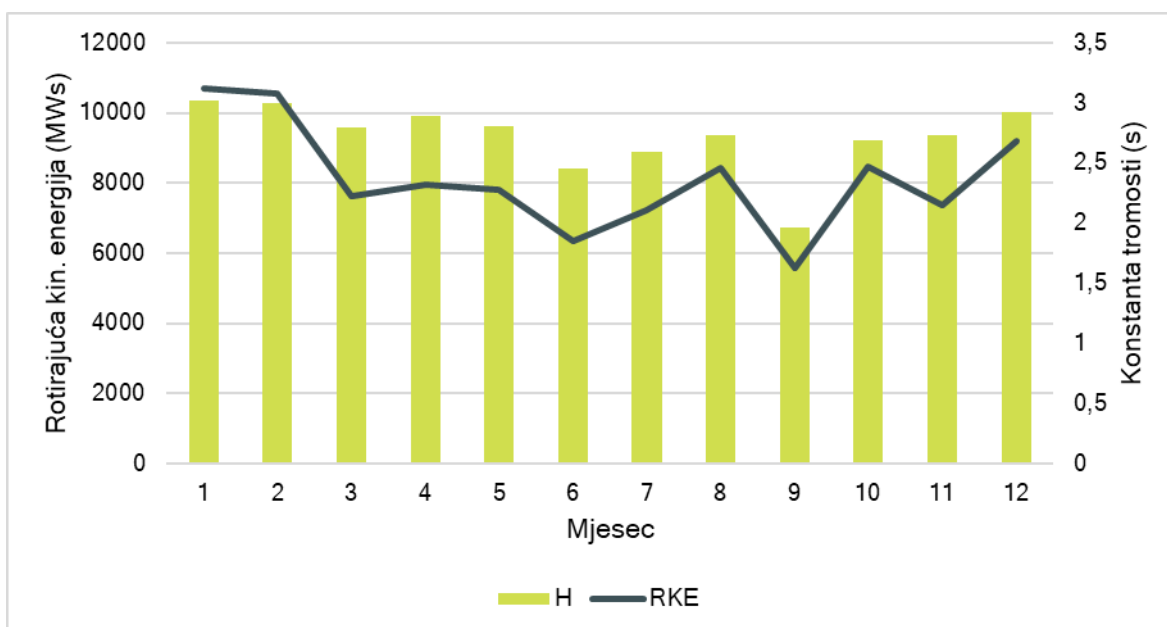
U posljednje vrijeme VE imaju sve veću ulogu u pokrivanju opterećenja elektroenergetskog sustava Hrvatske. U Tablica 4 prikazane su proizvodnje hidroelektrana, termoelektrana i vjetroelektrana za trenutak u svakom mjesecu 2017. godine u kojemu je udio proizvodnje VE u pokrivanju satnog opterećenja sustava bio najveći za taj mjesec. Negativne vrijednosti kod HE označavaju da je RHE Velebit radila u pumpnom režimu te tako trošila električnu energiju. Uzimajući u obzir svaku elektranu u sustavu koja je u tom trenutku bila na mreži, izračunata je ekvivalentna konstanta tromosti hrvatskog EES-a i rotirajuća kinetička energija sinkronih jedinica¹. Vidljivo je kako se vrijednost konstante tromosti kreće od 1.96 s (rujan) do 3.02 s (siječanj), dok se kinetička energija kreće od 5565 MWs (rujan) do 10710 MWs (siječanj) (Slika 3). Na slici Slika 3 se može uočiti korelacija konstante tromosti i kin. energije, no navedeni parametri uvelike ovise o pogonskom stanju mreže.

¹ Doprinos VE rotirajućoj kinetičkoj energiji je zanemariv, stoga ne ulazi u proračun ukupne kinetičke energije EES-a.

Tablica 4. Pogonska stanja s visokim udjelom VE po mjesecima u 2017.

Mjesec	Ukupno HE [MW]	Ukupno TE [MW]	Ukupno VE [MW]	Konstanta tromosti H [s]	Kinetička energija Ek [MWs]
Siječanj 13.01. 04.00 h	145	565	346	3.02	10710
Veljača 06.02. 04.00 h	269	576	365	3.00	10555
Ožujak 05.03. 01.00 h	257	424	352	2.80	7620
Travanj 17.04. 05.00 h	-26	329	342	2.89	7940
Svibanj 12.05. 03.00 h	-30	410	348	2.81	7816
Lipanj 08.06. 05.00 h	-70	103	351	2.45	6361
Srpanj 16.07. 05.00 h	-142	242	378	2.59	7207
Kolovoz 21.08. 03.00 h	5	409	389	2.73	8416
Rujan 10.09. 04.00 h	2	197	348	1.96	5565
Listopad 22.10. 24.00 h	130	435	425	2.69	8477

Studeni 06.11. 03.00 h	-26	484	444	2.73	7387
Prosinac 11.12. 03.00 h	670	411	465	2.92	9201



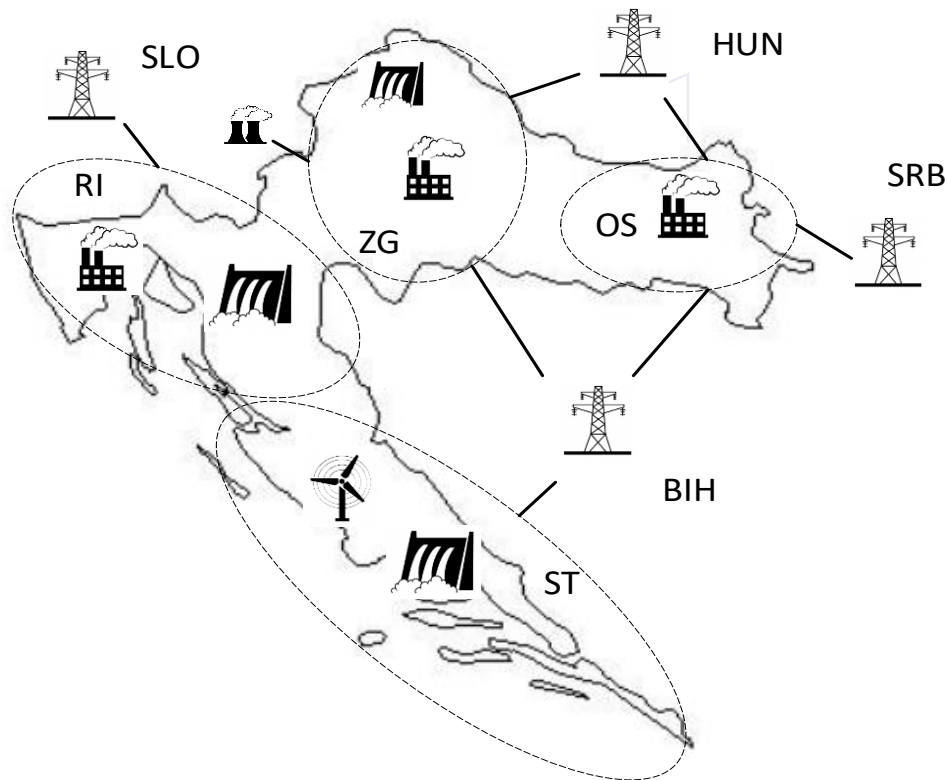
Slika 3: Kretanje inercijske konstante i kin. energije po mjesecima

Osim vremenske raspodjele, tromost sustava može se podijeliti i prostorno. Područja s većom gustoćom konvencionalnih elektrana na mreži imaju veću otpornost (krutost) sustava na poremećaje radne snage. Prema položaju proizvodnih jedinica u Hrvatskoj (Slika 4), moguće je definirati četiri inercijske zone (centra) u kojima se nalaze pojedini tipovi elektrana (Slika 5). Inercijske centre je moguće podijeliti prema pripadnim proizvodnim područjima u kojima se elektrane nalaze (Split-ST, Rijeka-RI, Zagreb-ZG, Osijek-OS). U tablici Tablica 5 prikazana je geografska raspodjela rotirajuće kinetičke energije za promatrani vremenski trenutak u siječnju. Prema navedenim podacima može se uočiti kako se glavnina tromosti hrvatskog elektroenergetskog sustav nalazi u termoelektranama u prijenosnom području Zagreba, u koje je uračunata i NE Krško. Konstante tromosti pojedinih područja ne daju uvid u fizikalno inercijsko

stanje određenog područja, što čini podatak o rotirajućim energijama znatno reprezentativnijim parametrom.



Slika 4: Konvencionalne elektrane na području RH



Slika 5: Geografske pozicije različitih tipova elektrana u Hrvatskoj [19]

Tablica 5. Geografska raspodjela kinetičke energije i konstante tromosti

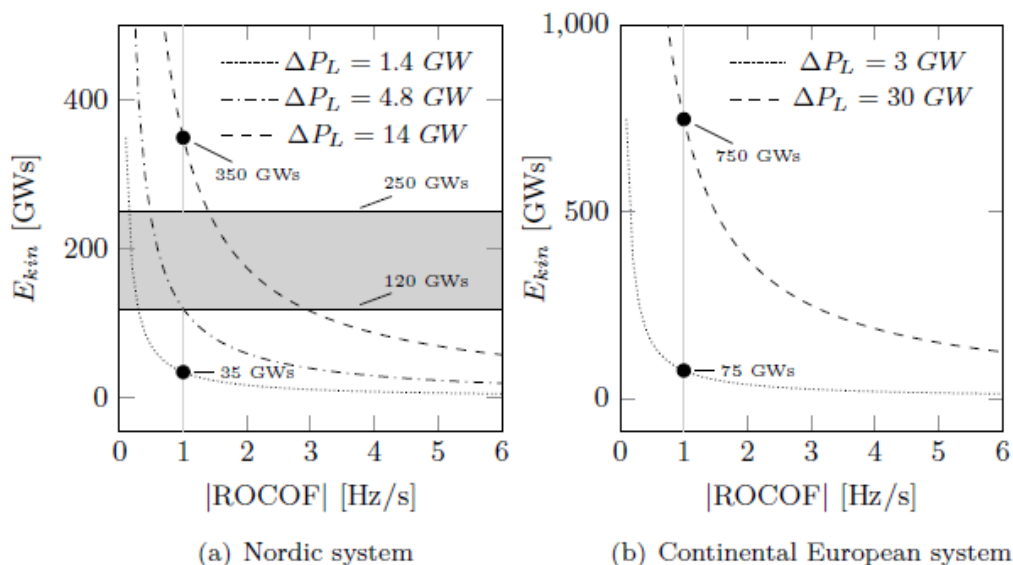
Siječanj 13.1. 04.00 h	Inercijski centri			
	ST	RI	ZG	OS
Kinetička energija (MWs)	1116	2380	6930	284
Konstanta tromosti (s)	3.21	3.98	3.75	5.04

2.3 Stanje u europskim sinkronim zonama

Analiza utjecaja smanjene tromosti u ENTSO-E CE sinkronoj zoni, predstavljena je u dokumentu [20]. Kao glavni parametar za evaluaciju frekvencijske stabilnosti, uzeta je brzina promjene frekvencije (*Rate-of-change-of-frequency—RoCoF*). Vrijednosti koje se pojavljuju kao trenutno

relevantne su od 500 mHz/s do 1 Hz/s, pri poremećajima od 20%, dok se vrijednosti veće od navedenih 1 Hz/s smatraju kritične za pogon sustava. Ipak, simulacije za buduće scenarije predviđaju gradijente frekvencije do 2 Hz/s pri poremećajima od 40% tereta. Normativna vrijednost poremećaja radne snage postavljena je na 3 GW, što ne predstavlja opasnost za prekoračenje kritičnih vrijednosti za pogon sustava u interkonekciji. Tipična vremenska konstanta akceleracije² je procijenjena na više od 10 s, dok je vremenska konstanta od 2,3 s procijenjena kao dovoljna za ograničavanje devijacije frekvencije na 800 mHz u CE zoni. Stoga, jedino značajniji raspad sustava može dovesti do prekoračenja kritičnih vrijednosti brzine promjene i maksimalno odstupanje frekvencije.

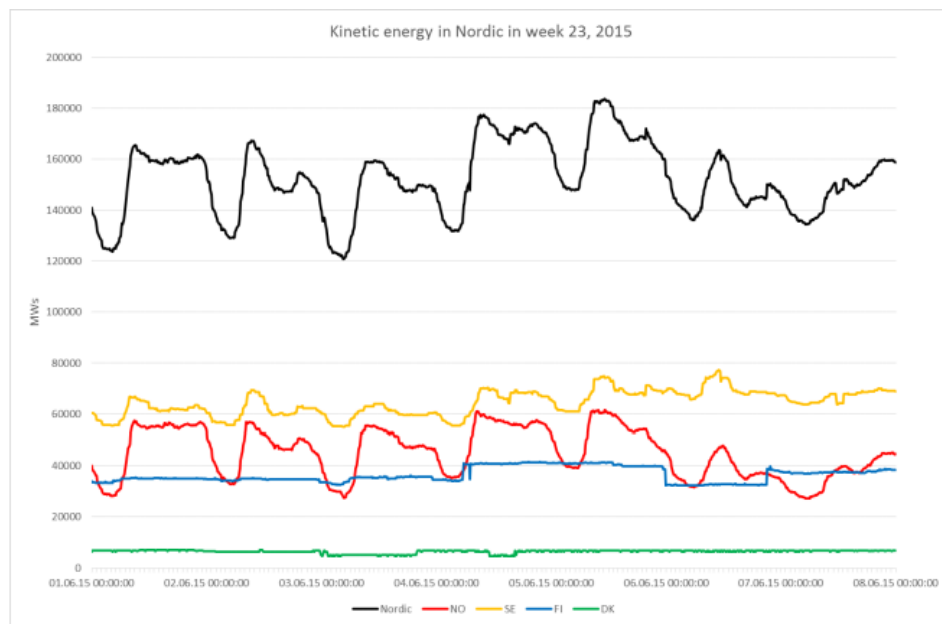
Prema [9], kinetička energija potrebna za održavanje RoCoF-a sinkrone zone CE unutar 1 Hz/s, pri referentnom poremećaju od 3 GW, procijenjena je na 75 GWs, što je značajno manje od procijenjene kinetičke energije sadržane u sustavu. Slika 6 prikazuje ovisnost minimalne potrebne kinetičke energije i brzine promjene frekvencije za razmatrane poremećaje radne snage u nordijskoj zoni i zoni kontinentalne Europe. Ukupna procijenjena kinetička energija nordijske zone je u rasponu od 120 do 250 GWs, što prema se prema simulacijama pokazuje više nego dostatno za održavanje RoCoF granice ispod kritičnih 1 Hz/s.



Slika 6: Ovisnost RoCoF-a i minimalne kinetičke energije [9]

² Vremenska konstanta akceleracije ($T=2 \cdot H$) definirana je kao vrijeme potrebno za ubrzanje generatora od mirovanja do nazivne brzine, kada se na njega primjeni nazivni moment [9].

Na slici Slika 7 predstavljeno je kretanje kinetičke energije kroz jedan tjedan u 2015. godini u nordijskoj sinkronoj zoni (Nordic) [21]. Podaci o kinetičkoj energiji se skupljaju u stvarnom vremenu preko SCADA sustava i posebnog alata za procjenu kinetičke energije pomoću poznatih uklopnih stanja i konstanti tromosti agregata.



Slika 7: Kinetička energija u nordijskoj zoni u jednom tjednu [21]

2.4 Tromost u budućim elektroenergetskim sustavima

U studiji o tromosti budućeg nordijskog elektroenergetskog sustava [21], navodi se da će proizvodnja iz vjetroelektrana i solarnih elektrana konstantno rasti. Također, sinkrono spojene jedinice će manje vremena provoditi spojene na mreži, dok će HVDC veze između različitih sustava dodatno zamijenjivati klasične proizvodnju. Osim toga, očekuje se da će sve više motorskih potrošačkih jedinica biti spojeno preko pretvarača. Svi navedeni aspekti će utjecati na inerciju budućih elektroenergetskih sustava. Prema gotovo svima analiziranim scenarijima, konvencionalna kinetička energija u budućnosti bi trebala biti niža od današnje. Stoga se navode neke od mjera koje bi mogle nadomjestiti nedostatak konvencionalnog inercijskog odziva sinkronih generatora:

- Virtualna (sintetička) tromost proizvodnih i potrošačkih jedinica spojenih preko energetskih pretvarača (vjetroelektrane, PV moduli, ne-sinkrono povezana trošila, baterije, ultrakondenzatori itd.);

- Korištenje hidroelektrana pri radu na minimalnoj radnoj snazi ili kao sinkroni kompenzatori;
- Promjena parametara regulacijske rezerve u regulacijskim elektranama.

Izazovi u radu i vođenju modernih elektroenergetskih sustava, rješavat će se kombinacijom svih navedenih mjera za osiguranje stabilnosti pogona EES-a. Pružanje inercijskog odziva vjetroelektrana je dokazana metoda, koja će u budućnosti postati široko primjenjiva u svim sustavima s visokim udjelom proizvodnje električne energije iz vjetra. Ostale navedene metode pružanja sintetičke inercije su još uvijek u istraživačkim fazama. Sve veća integracija obnovljivih izvora te napredak u tehnologiji energetske pretvarača, dovest će do značajnije implementacije virtualne tromosti te postupnog preuzimanja glavne odgovornosti u održavanju dinamičke stabilnosti elektroenergetskih sustava.

3 Zaključak

S povećanjem udjela OIE spojenih preko energetske elektronike na mrežu, pojavljuju se problemi vezani uz regulaciju frekvencije te se znatno narušava stabilnost EES-a. U radu je analiziran utjecaj VE na iznos ekvivalentne konstante tromosti i rotirajuće kinetičke energije u hrvatskom EES-u. Pokazano je kako se vrijednost ekvivalentne konstante tromosti kretala od najniže vrijednosti 1,96 s do najviše vrijednosti 3,02 s dok se kinetička energija kretala od 5565 MWs do 10710 MWs. Također, osim vremenske raspodjele, tromost sustava može se podijeliti i prostorno. Prema izračunatim podacima može se uočiti kako se glavina tromosti hrvatskog ESS-a nalazi u termoelektranama u prijenosnom području Zagreba, $W_{zg-kin} = 6930$ MWs (64,70%). Smanjivanje navedenih faktora (konstanta tromosti i rotirajuća kinetička energija) uzrokuje pogoršanje sposobnosti primarne regulacije frekvencije. Trenutna mrežna pravila hrvatskog EES-a ne zahtijevaju od vjetroelektrana osiguravanje primarne rezerve, tj. pružanje primarne regulacije prema gore, a naročito ne pružanje virtualnog inercijskog odziva. Stoga, Mrežna pravila omogućuju veliku pogonsku slobodu i povlašten položaj vjetroelektranama u odnosu na konvencionalne generatore. Međutim, nekoliko velikih svjetskih elektroenergetskih sustava su već uveli zahtjeve za sudjelovanje VE u regulaciji frekvencije i napona. Tako u Njemačkoj, VE veće od 100 MW moraju sudjelovati u primarnoj regulaciji frekvencije; u Kanadi (Quebec) VE nazivne snage veće od 10 MW moraju imati sustave regulacije frekvencije za pružanje inercijskog odziva, dok u Ujedinjenom Kraljevstvu vjetroagregati u podfrekvencijskom režimu trebaju održavati radnu snagu na iznosu određenom postavljenom statičnošću jedinica.

4 Literatura

- [1] European Parliament, Council of the European Union, *Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC*, 2009.
- [2] European Parliament, Council of the European Union, *A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030*.
- [3] International Renewable Energy Agency, »Renewable energy prospects: United States of America,« 2015.
- [4] International Renewable Energy Agency, »Renewable energy prospects: China,« 2014.
- [5] Eurostat, *Renewable energy statistics*.
- [6] International Renewable Energy Agency, »Renewable energy capacity statistics 2015,« 2015.
- [7] REN21, *Renewables 2016: Global status report*, 2016.
- [8] Eurostat, *Energy, transport and environment indicators*, 2017.
- [9] P. Tielens, *Operation and Control of Power Systems with Low Synchronous Inertia*, KU Leuven, 2017.
- [10] »Massive InteGRATion of power Electronic devices (MIGRATE),« [Mrežno]. Available: <https://www.h2020-migrate.eu/>.
- [11] P. Anderson i M. Mirheydar, »A low-order system frequency response model,« *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 720-729, 1990.
- [12] I. Kuzle, T. Tomisa i S. Tesnjak, »A mathematical model for studying power system,« u *IEEE AFRICON Conference*, 2004.
- [13] Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o., »Godišnje izvješće o sigurnosti opskrbe hrvatskog EES-a za 2017. godinu,« lipanj 2018..
- [14] Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o., »The Electric Power System - Croatia -,« CIGRE, 26, 2018.

- [15] Hrvatski operator prijenosnog sustava, *Mjesečni izvještaj o proizvodnji vjetroelektrana u Hrvatskoj*, Zagreb, travanj 2018.
- [16] HOPS, *Desetogodišnji plan razvoja prijenosne mreže 2018.-2027., s detaljnom razradom za početno trogodišnje i jednogodišnje razdoblje*, 2017.
- [17] Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o., »Godišnji izvještaj o proizvodnji vjetroelektrana u Hrvatskoj,« Sektor za vođenje EES-a i tržište, Zagreb, 2017.
- [18] A. Horvat, T. Plavšić i I. Kuzle, »Planiranje i vođenje elektroenergetskog sustava u uvjetima značajne integracije vjetroelektrana,« u *10. simpozij o sustavu vođenja EES-a HRO CIGRE*, Opatija, Hrvatska, 11.–14.11.2012..
- [19] D. Bajs, S. Mikulić i G. Majstorović, »Mogućnosti prihvata obnovljivih izvora energije u hrvatski elektroenergetski sustav,« svibanj 2016..
- [20] R. Rubeša i H. Pandžić, »Analiza zahtjeva prilikom priključenja i pogona vjetroelektrana u hrvatski elektroenergetski sustav,« 2018.
- [21] P. Tielens i D. V. Hertem, »Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables,« u *6th Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering*, Delft, 2012.

