

## **PRENOVA SCHEME PODFREKVENČNEGA RAZBREMENJEVANJA V SLOVENSKEM EES**

**Tomaž Tomšič, Gregor Verbič, Ferdinand Gubina**

*Fakulteta za elektrotehniko, Univerza v Ljubljani, Tržaška 25, SI-1000 Ljubljana, Slovenija*  
*E-pošta: tomaz.tomsic@fe.uni-lj.si, gregor.verbic@fe.uni-lj.si, ferdinand.gubina@fe.uni-lj.si*

**Povzetek.** V letu 2003 je bilo po svetu več razpadov elektroenergetskih sistemov (EES). Eden takih je bil razpad italijanskega sistema, ki je močno ogrozil tudi delovanje slovenskega EES. Zato je bilo treba proučiti in posodobiti avtomatske postopke, ki varujejo EES pred razpadom pri velikem padcu frekvence.

Prvi del članka podaja teoretične podlage in določitev ključnih parametrov, ki vplivajo na odziv frekvence v sistemu po večji motnji ali po prehodu v otočno obratovanje. Osrednji del članka se posveča postavitvi dinamičnega modela slovenskega EES in določitvi ključnih parametrov, ki so pomembni pri analizi podfrekvenčnega razbremenjevanja. S simulacijami na dinamičnem modelu smo proučili število stopenj razbremenjevanja in velikost razbremenjevanja v posamezni stopnji. Preverili smo potrebo po uporabi gradientnega člana padca frekvence v podfrekvenčnih relejih, ki se trenutno še ne uporablja. Na podlagi simulacijskih rezultatov smo predlagali najprimernejšo shemo razbremenjevanja, ki je skladna s priporočili UCTE.

**Ključne besede:** podfrekvenčna nestabilnost, podfrekvenčna zaščita, podfrekvenčno razbremenjevanje, frekvenčni gradient

## **Revision of the underfrequency load-shedding scheme of the Slovenian power system**

**Extended abstract.** Interconnected power systems are capable of withstanding quite large disturbances. In such systems, frequency reduction following power plant tripping is smaller than in minor isolated systems. It is due to slowing down of generators operation because part of the energy from their rotating power is used to compensate for electric energy deficiency. In such cases, primary and secondary frequency control is used. When a power system shifts from its normal to underfrequency emergency state, it is of a vital importance to operate according to its underfrequency load-shedding scheme to assure its secure operation.

When for the reason of large disturbances the power system splits into islands, load shedding is the only possible solution. Disturbances causing islanding are in most cases tripping of either a generating unit, heavily loaded line or a line affected by a short circuit or a lightning stroke. The cause for the frequency deviation accompanying system islanding disturbances is the imbalance between the load and generation output. The island frequency falls when there is an excess in its load. The same happens if in an island, in which there is a balance between the load and generation output, one

of its generating units trips. Loss of a generating unit output may considerably reduce the island generation output and cause a rapid frequency drop. As in such case, primary regulation is not sufficient, an adequate load-shedding scheme has to be adapted.

Especially sensitive to low frequencies are steam-turbine power plants. There is no operation under low-frequency state. Therefore, their load-shedding scheme should foresee load dropping before the turbine protection trips generating units. Unnecessary tripping of any turbine during the emergency period in an island with an excessive load, worsens load imbalance, and may lead to a collapse of the overall power system.

It is important to detect underfrequency state and to act accordingly. When frequency drops below the set limit, load shedding must be triggered. It is made in several steps with a proper delay and amount of load. The main purpose of load shedding is to bring frequency back to acceptable limits.

The main reason for the study were the numerous blackouts that occurred in 2003. The one taking place in Italy, which seriously endangered operation of the Slovenian power system, made it clear that certain automatic procedures concerning underfrequency load shedding should be thoroughly revised.

The first part of the paper presents a frequency dynamic model developed to simulate the impact of the

most important system parameters on the frequency response after a major disturbance. Next the optimal number of load-shedding steps and the amount of load to be shed in each step are determined. Also discussed is the need for having the frequency reduction gradient included in the underfrequency relaying scheme. The simulations were made on a detailed model of the Slovenian power system using the software package EUROSTAG. The proposed underfrequency relay setting conforms with the UCTE Operation Handbook.

**Keywords:** frequency instability, underfrequency protection, underfrequency load shedding, frequency gradient

## 1 Uvod

Podfrekvenčna zaščita je eden od mehanizmov za preprečitev razpada elektroenergetskega sistema (EES) pri večjih motnjah, kot so npr. izpadi večjih agregatov ali pomembnejših vodov in transformatorjev. Ko sta proizvodnja in poraba v sistemu v ravnotežju, naj bi bila sistemska frekvenca enaka 50 Hz. Ob primanjkljaju proizvodnje pade frekvenca, kar je posledica zaviranja generatorjev, saj se del manjkajoče energije pokriva iz njihovih rotirajočih mas. Na padec frekvence se odzovejo bremena s svojo samoregulacijo. Ta je na srečo v glavnem taka, da se s padcem frekvence zmanjša tudi moč bremen. Zato se čez določen čas frekvenca ustali na neki vrednosti, ki je višja od najnižje dosežene med prehodnim pojavom. Lahko pa se zgodi, da je frekvenca po prehodnem pojavu tako nizka, da ne omogoča več stabilnega delovanja sistema. Predvsem termoelektrarne ne dopuščajo obratovanja na prenizki frekvenci. Takrat lahko pride do frekvenčne nestabilnosti, ki lahko povzroči popoln razpad sistema.

Edini mogoči ukrep pri tem je razbremenjevanje bremen, ki se ponavadi izvede avtomatično, z določitvijo stopenj razbremenjevanja, zakasnilnega časa in nabora prizadetih odjemalcev. Posebej zadnje je zelo kočljiva naloga, ki je povezana z velikimi stroški. Pri industriji pomeni izpad napajanja tudi izpad proizvodnje. Zato je treba shemo podfrekvenčnega razbremenjevanja skrbno načrtovati glede izbire stopenj razbremenjevanja ter kvantitativne in kvalitativne določitve odjemalcev, ki pridejo v poštev za razbremenitev.

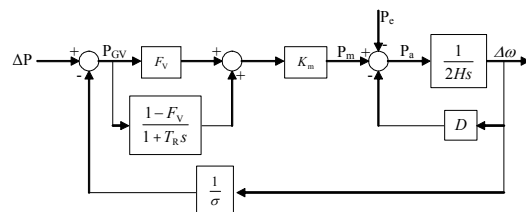
Nastavitve podfrekvenčnih relejev v slovenskem EES ne izhajajo iz sedanjega stanja slovenskega EES, še manj pa ustrezajo razmeram, ki so nastale z uvedbo trga z električno energijo. Zato bo ob veliki motnji v sistemu njeno delovanje neustrezno in bo povečalo verjetnost razpada. Omejevanje dobave električne energije se trenutno izvaja skladno z "Uredbo o omejevanju obtežb in porabe električne energije v elektroenergetskem sistemu" [1]. Po uvedbi trga z električno energijo so se

razmere v našem sistemu spremenile in navodila iz omenjene uredbe je treba ustrezno prilagoditi. Pri tem se je treba v največji meri opreti na obstoječo zakonodajo in postopke v državah Evropske unije, ki so se izkazali za ustrezne. Edino tako se bomo izognili razpadu sistema, podobnemu italijanskemu leta 2003, ko je kljub delovanju podfrekvenčnega razbremenjevanja sistem popolnoma razpadel.

V prvi fazi članka smo se posvetili shemi avtomatskega podfrekvenčnega razbremenjevanja v otočnem obratovanju sistema. Najprej smo s fizikalnega stališča proučili odziv sistema na večjo spremembo frekvence in odziv posameznih naprav v sistemu. Posebno pozornost smo namenili turbinam, generatorjem in bremenom, saj so ti najbolj občutljivi na spremembo frekvence. Na reduciranem modelu sistema smo simulirali vpliv ključnih parametrov na potek frekvence v sistemu po večjih motnjah. Analizirali smo mogoče nastavitve avtomatske podfrekvenčne zaščite, predvsem število stopenj in uporabo gradienta  $df/dt$ . Na koncu smo na dinamičnem modelu slovenskega EES simulirali frekvenčni odziv po izpadu večjih elektrarn in različne nastavitve podfrekvenčnega razbremenjevanja v otočnem obratovanju slovenskega EES.

## 2 Fizikalno ozadje frekvenčnega odziva

Pri dinamičnem modeliranju EES za potrebe analize obnašanja sistema v otočnem obratovanju je treba največjo pozornost nameniti tistim parametrom, ki imajo velik vpliv na frekvenco pri motnjah v sistemu. To so statike turbinskih regulatorjev, konstanta pregrevanja pare parnih turbin, časovna konstanta vodnega udara hidrogeneratorjev in dinamična frekvenčna odvisnost bremen oziroma samoregulacija bremen. Dinamično frekvenčno obnašanje EES lahko ocenimo s pomočjo modela frekvenčnega odziva sistema [2]. Modeliramo regulacijo hitrosti celotnega sistema, ko se odzove na spremembo bremena. Zaradi lažje obravnave smo predpostavili, da proizvodnjo v sistemu sestavljajo pretežno parne turbine. Blokovni diagram frekvenčnega odziva prikazuje slika 1.



Slika 1: Model frekvenčnega odziva sistema  
Figure 1. System frequency response model

Model frekvenčnega odziva sistemske frekvence po motnji je močno poenostavljen. Ob razvoju smo, da bi zagotovili uporaben model za približen opis delovanja sistema, izpustili veliko podrobnosti in zanemarili majhne časovne konstante in s tem hitre prehodne

pojave, ki na potek frekvence nimajo bistvenega vpliva. Model upošteva delež proizvodnje v visokotlačnem delu turbine FV, časovno konstanto pregretja pare TR, vztrajnostno konstanto H, dušenje sistema in samoregulacijo bremen D, faktor ojačenja mehanske moči  $K_m$  in statiko regulatorja  $\sigma$ . Prenosna funkcija za model na sliki 1 je:

$$\Delta\omega = \left( \frac{\sigma\omega_n^2}{D\sigma + K_m} \right) \cdot \left( \frac{K_m(1 + F_V T_R s) \Delta P - (1 + T_R s) P_c}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \right) \quad (1)$$

Kljub enostavnosti modela je ta še vedno dovolj dober in natančen za grobo oceno obnašanja sistema. Model pomaga razumeti, kako pomembni parametri sistema vplivajo na odziv frekvence. Če je model kompleksen, je težko razbrati vpliv posameznih parametrov, saj je delovanje zapletena funkcija številnih spremenljivk.

Statike turbinskih regulatorjev, konstante pregrevanja pare parnih turbin in časovne konstante vodnega udara hidrogeneratorjev smo s pomočjo dejanskih podatkov za slovenski sistem zadovoljivo zajeli, medtem ko bi bilo treba pri določitvi parametrov bremen najprej narediti analizo tipov bremen velikih odjemalcev in bremen po posameznih odcepih v RTP.

### 3 Shema podfrekvenčnega razbremenjevanja

Pri določitvi sheme podfrekvenčnega razbremenjevanja so nas vodile tri smernice: razbremenjevanje naj prepreči padec frekvence pod 47,5 Hz, kar bi povzročilo delovanje podfrekvenčne zaščite turbin; frekvenca naj se po predhodnem pojavu ustali na zadovoljivi vrednosti, za kar je dovolj že izpolnitev gornjega pogoja; razbremenjevanje naj prizadene čim manj porabnikov. V okviru teh zahtev smo preizkusili tri različice razbremenjevalnih shem:

1. nespremenljiv skupni obseg razbremenjevanja z nespremenljivimi posameznimi stopnjami;
2. nespremenljiv skupni obseg razbremenjevanja s spremenljivimi posameznimi stopnjami v odvisnosti od gradienta padca frekvence;
3. spremenljiv skupni obseg razbremenjevanja s spremenljivimi posameznimi stopnjami v odvisnosti od gradienta padca frekvence.

### 4 Preskusni sistem

Teoretična izhodišča in smernice za shemo podfrekvenčnega razbremenjevanja smo preverili s simulacijami na dinamičnem modelu slovenskega EES. Analizirali smo različne možnosti podfrekvenčnega razbremenjevanja in obnašanje manjših sistemov, na katere bi lahko pri nesrečnem spletu okoliščin razpadel slovenski EES. Model slovenskega EES je vseboval celotno slovensko prenosno omrežje z napetostnimi nivoji 110, 220 in 400 kV. Predpostavili smo otočno obratovanje slovenskega EES, ker v povezanem sistemu podfrekvenčno razbremenjevanje ne pride do izraza. Predpostavili smo tudi, da pri razpadu slovenskega

sistema v otoke zaradi varnostnih razlogov izklopimo jedrsko elektrarno Krško (JEK) iz omrežja. Bremena v slovenskem sistemu smo modelirali z direktno priključitvijo na 110 kV napetostni nivo ali ponekod na 35 kV napetostni nivo.

Obremenitev sistema je ustrezala tipičnemu zimskemu dnevu z visoko dnevno konico in majhnimi prehodi moči skozi slovenski sistem.

Model sistema je vseboval večje (>10 MW) elektrarne v slovenskem sistemu. Podatke za elektrarne smo dobili s pomočjo razpoložljivih študij [3]. Elektrarne z več agregati smo modelirali z ekvivalentnim agregatom na skupni osi. Generatorje smo modelirali z modelom 6. reda, ki vsebuje subtranzientni in tranzientni del. Uporabili smo generične turbinske in napetostne regulatorje po priporočilih IEEE [4]. Kotlovske regulacije nismo eksplicitno modelirali. Delovanje kotla je zajeto v modelu turbine.

Pri simulaciji odziva sistema pri neravnovesju proizvodnje in porabe igra pomembno vlogo izbira modela bremena. Pomembna je frekvenčna odvisnost, ki pogojuje samoregulacijo bremen. Ta je enaka spremembi obremenitve zaradi padca frekvence. A ker pri padcu frekvence pade tudi napetost, je treba pozornost nameniti tudi napetostni odvisnosti. Modele porabnikov smo razdelili v več skupin, kot to prikazuje tabela 1. To so neposredni odjem na 110kV (TALUM, Železarna Jesenice, Železarna Ravne, Tovarna dušika Ruše) in preostali odjem (LOAD). Koeficientov odvodov ni mogoče določiti analitično, ampak samo z meritvami. Podatkov za slovenski sistem nismo imeli, zato smo se zatekli k orientacijskim vrednostim, t.j. odvisnosti delovne in jalove moči od napetosti in frekvence za posamezne tipe porabnikov, ki jih podaja literatura [5], [6], [7].

Tabela 1: Koeficienti za posamezne tipe porabnikov  
Table 1. Static characteristics of load components

Breme	$\partial P/\partial U$	$\partial Q/\partial U$	$\partial P/\partial f$	$\partial Q/\partial f$
LOAD	1,1	4,6	2,9	-0,5
TALUM	1,8	2,2	-0,3	0,6
ZELJES	2,3	1,6	-1	-1
ZELRAV	2,3	1,6	-1	-1
TDR	3,5	5,5	0	0

Za direktne odjemalce smo upoštevali frekvenčno in napetostno odvisnost obremenitve, ki jo predlaga literatura za tovarne aluminija, obločne peči in kemično industrijo. Preostalemu odjemu smo koeficiente odvodov nastavili tako, da predstavlja kombinacijo med velikimi mesti dopoldne, velikimi mesti popoldne in industrijo. Za verodostojnejšo ponazoritev porabnikov v slovenskem sistemu bi bilo treba proučiti tipe bremen po posameznih odvodih v razdelilno-transformatorskih postajah in uporabiti dobljene vrednosti.

V otočnem obratovanju je pravilna nastavitvev statik turbinskih regulatorjev ključnega pomena. Če v sistemu blokiram turbinske regulatorje ali nastavimo statike

previsoko, zmanjšamo regulacijske obsege za primarno regulacijo. Posledica je večji padec frekvence. Končno odstopanje frekvence se v primerjavi s scenarijem, kjer so nastavljene statike nižje, poveča. Pri izračunu frekvenčnega odziva sistema smo predpostavili naslednje statike: HE = 4 %, TE = 6 % in NEK =  $\infty$ .

V normalnih razmerah shema podfrekvenčnega razbremenjevanja ne pride do izraza. Povsem drugače je ob sicer redkih, a vseeno verjetnih kriznih stanjih, ko pride do razpada sistema na večje ali manjše otoke. Takrat je neprecenljivega pomena podfrekvenčno razbremenjevanje, ki zagotovi nemoteno napajanje vsaj dela najbolj občutljivih porabnikov in prepreči popoln razpad sistema. Elektroenergetski sistem se lahko znajde v otočnem obratovanju iz vsaj treh razlogov.

**Naključno** pri izpadu ključnih povezovalnih vodov, transformatorjev ali obojega, ko se del sistema loči od preostalega sistema z enim ali več delujočimi agregati.

**Po vnaprej pripravljenem scenariju**, ko sistemski operater z ločitvijo dela omrežja omogoči varno obratovanje preostanka sistema in s tem popoln razpad.

**Pri vzpostavljanju sistema po razpadu**, ko 'gradimo' sistem s priklučevanjem bremen in elektrarn na agregate, ki so sposobni zagona brez zunanje napetosti.

Za nas sta v smislu delovanja podfrekvenčne zaščite zanimiva prva dva scenarija. Ob kriznih stanjih pride pogosto do kaskadnih izpadov, ki sledijo spletu nesrečnih naključji oziroma izpadu elementov, ki zagotavljajo zanesljivo obratovanje. Taki dogodki sodijo zunaj dosega zagotavljanja N-1 in deloma N-2 sigurnosti. Ker so taka stanja na srečo redka, operaterji nimajo dosti izkušenj in vedenja o tem, na kakšne otoke bo sistem razpadel. Zato je praktično nemogoče določiti nabor 'najbolj verjetnih' otokov. V najboljšem primeru lahko nekaterim pripišemo večjo verjetnost nastanka.

V smislu zgoraj povedanega smo razdelili slovenski sistem samo na pet otokov. Vsak izmed teh otokov je približno ustrezal območju, ki ga pokriva eno od distribucijskih podjetij slovenskega elektroenergetskega sistema (CELje, Gorenjska, LJublana, MariBor, PRimorska). Nastali otoki, razen otoka CE imajo porabo veliko večjo od proizvodnje. Zato pričakujemo pri velikem primanjkljaju proizvodnje razbremenjevanje v polnem obsegu. Če sta proizvodnja in poraba uravnoteženi, razbremenjevanja ne pričakujemo.

## 5 Rezultati simulacij

Simulacijske scenarije smo oblikovali s kombinacijo različnih otokov, ravnotežnega stanja v otokih, različnih nastavitvev podfrekvenčnega razbremenjevanja in uporabe člena padca frekvence  $df/dt$ . V vseh scenarijih smo predpostavili otočno obratovanje slovenskega EES in izklop JEK v trenutku razpada sistema na otoke. Vsak scenarij ustreza enemu od predpostavljenih otokov. Za njih je značilno, da razen v otoku CE poraba močno presega proizvodnjo. Proizvodnjo v otokih, porabo, njuno razliko in delež proizvodnje glede na porabo

podaja tabela 2. Iz podatka o deležu proizvodnje glede na porabo se da razbrati, kakšno je potrebno razbremenjevanje za doseg ravnotežja med proizvodnjo in porabo. To je hkrati okvirna pričakovana vrednost razbremenjevanja, če ta ne presega največjega mogočega skupnega razbremenjevanja.

Tabela 2: Proizvodnja in poraba v otokih  
Table 2. Load unbalance in different islands

Otok	$P_g$ [MW]	$P_b$ [MW]	$\Delta$ [MW]	$P_g/P_b$ [%]
CE	596	251,69	344,31	236,80
GO	49	217,80	-168,80	22,50
LJ	205	466,18	-261,18	43,97
MB	347	630,72	-283,72	55,02
PR	60	255,45	-195,45	23,49
GO+LJ	254	683,98	-429,98	37,14

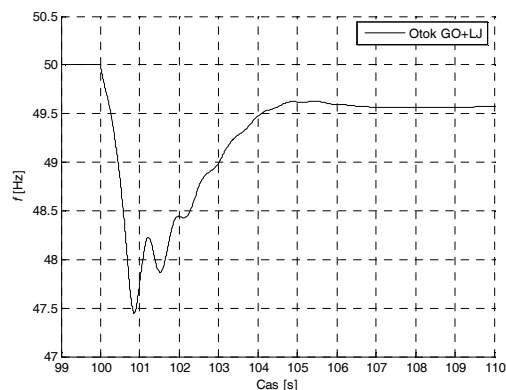
Simulacije odziva sistema na razpad v otoke z neuravnoteženo proizvodnjo in porabo so potekale po treh shemah razbremenjevanja. Simulacijski rezultati so predstavljeni na primeru kombinacije otokov GO in LJ. Tak otok je bolj uravnotežen glede proizvodnje in porabe. Proizvodnjo sestavljajo tri HE in štirje agregati TE. Delež proizvodnje znaša 37,14 odstotka, zato pričakujemo razbremenjevanje v polnem obsegu.

**Shema 1** (tabela 3); nismo upoštevali gradientnega člena  $df/dt$ . Podfrekvenčno razbremenjevanje smo nastavili v skladu s priporočili UCTE [8] in Sistemskimi obratovalnimi navodili [9].

Tabela 3: Razbremenjevanje po shemi 1, brez  $df/dt$   
Table 3. Load shedding scheme 1, without  $df/dt$

Stopnja	Frekvenca	Obseg razbremenjevanja
1. stopnja	49,2 Hz	10 %
2. stopnja	48,9 Hz	15 %
3. stopnja	48,6 Hz	15 %
4. stopnja	48,3 Hz	15 %

Padanje frekvence sproži delovanje štirih stopenj, t.j. razbremenjevanje v obsegu 55 odstotkov bremena v otoku. Uspešnost razbremenjevanja je na meji, saj frekvenca za trenutek pade pod 47,5 Hz. Tak padec pomeni potencialno nevarnost za izklop TE, saj pade v območje podfrekvenčne zaščite parnih turbin, slika 2.



Slika 2: Odziv sistema za otok GO+LJ, shema 1  
Figure 2. System response for the island GO+LJ, scheme 1

V drugi in tretji shemi smo upoštevali še hitrost padca frekvence  $df/dt$ . Najprej smo preverili, kako velik je gradient padca frekvence pri izpadu največjega agregata v otočnem obratovanju slovenskega EES in kakšni so gradienti, ko se tvorijo posamezni otoki.

Ugotovili smo, da je največja vrednost, ki jo doseže gradient za izpad JEK,  $-3 \text{ Hz/s}$ . Gradiente pri nastajanju otokov smo dobili tako, da smo opazovali padec frekvence brez delovanja podfrekvenčne zaščite. Frekvenca v otoku je nekontrolirano padala, njeno padanje in mogoče prisotno popraviljanje je bilo odvisno le od samoregulacije bremen. Če povzamemo poteke padca frekvence v otokih s primanjkljajem proizvodnje, dobimo zanimive rezultate, ki jih prikazuje tabela 4.

Tabela 4: Gradient padca frekvence v prvi sekundi po razpadu  
Table 4. Maximal frequency gradient for different islands

Otok	GO	PR	GO+LJ	LJ	MB	SLO
$df/dt$ [Hz/s]	-10	-8	-5,2	-3,6	-3,2	-3

Poudariti je treba, da model podfrekvenčnega releja, ki smo ga uporabili pri izračunu gradienta, ne upošteva trenutne vrednosti, ampak drseče povprečje. V praksi to pomeni, da pri nastavitvi, npr.  $-3 \text{ Hz/s}$ , ne bo nujno prišlo do delovanja gradientnega člana, ko trenutna vrednost gradienta preseže nastavljeno vrednost.

Preverili smo dve shemi razbremenjevanja z uporabo gradientnega člana. Obseg razbremenjevanja določa kombinacija dveh pogojev, padca frekvence in gradienta. Tabela 5 podaja število stopenj razbremenjevanja, ko je izpolnjena določena kombinacija pogojev. Na primer ko pade frekvenca pod  $49,2 \text{ Hz}$  in je gradient večji od nastavljene vrednosti, bo rele izklopil dve stopnji, t.j. 25 odstotkov, če je gradient manjši, pa samo eno, in tako naprej.

**Shema 2** (tabela 5); če gradient ne preseže  $-1 \text{ Hz/s}$ , razbremenjujemo po shemi, ki ne predvideva uporabe člana  $df/dt$ . Ko je gradient večji od  $-1 \text{ Hz/s}$  in manjši od  $-3 \text{ Hz/s}$ , preskočimo na drugo stopnjo in razbremenimo v skupnem obsegu 25 odstotkov. Gradient, večji od  $-3 \text{ Hz/s}$  in manjši od  $-5 \text{ Hz/s}$ , povzroči, da preskočimo na tretjo stopnjo in v prvem koraku razbremenimo 40 odstotkov skupnega bremena.

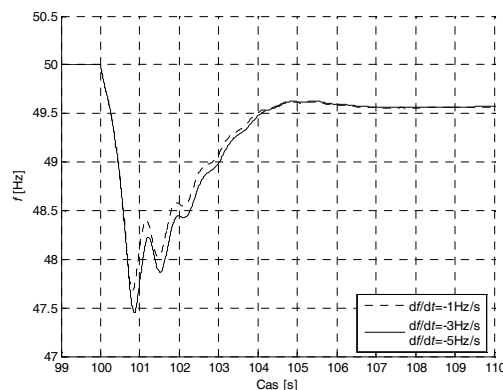
V otoku GO+LJ se sproži razbremenjevanje s pomočjo člana  $df/dt$  pri  $-1 \text{ Hz/s}$ . Zaščita razbremeni v štirih stopnjah. 55 odstotkov bremena.

Tabela 5: Razbremenjevanje po shemi 2,  $df/dt$   
Table 5. Load shedding scheme 2, with  $df/dt$

		Frekvenca [Hz]			
		49,2	48,9	48,6	48,3
$df/dt$ [Hz/s]	brez	10%	15%	15%	15%
	-1	25%	15%	15%	-
	-3	40%	15%	-	-
	-5	55%	-	-	-

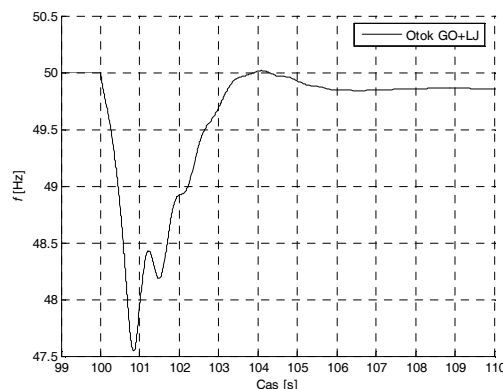
Gradient v otoku nikoli ne preseže  $-3 \text{ Hz/s}$ , zato je razbremenjevanje pri gradientu  $-3 \text{ Hz/s}$  in  $-5 \text{ Hz/s}$  v štirih korakih po shemi, ki ne upošteva  $df/dt$ . Zaščita je

bila uspešna, saj je preprečila padec frekvence pod  $47,5 \text{ Hz}$  zato TE v otoku niso ogrožene, slika 3.



Slika 3: Odziv sistema za otok GO+LJ, shema 2  
Figure 3. System response for the island GO+LJ, scheme 2

Shema 3 (tabela 6); pri tej shemi je skupni obseg razbremenjevanja odvisen od začetnega padca frekvence. Pri večjem je večji in znaša 60 odstotkov za gradient  $-1 \text{ Hz/s}$ , 65 odstotkov za gradient  $-3 \text{ Hz/s}$ , 70 odstotkov za gradient  $-5 \text{ Hz/s}$  in 80 odstotkov za gradient  $-8 \text{ Hz/s}$ , slika 4. Pri shemi 3 je obseg razbremenjevanja 60 odstotkov. To se odraža na frekvenci po prehodnem pojavu, ki ostane nad kritično mejo  $47,5$ , zato delovanje TE ni ogroženo.



Slika 4: Odziv sistema za otok GO+LJ, shema 3  
Figure 4. System response for the island GO+LJ, scheme 3

## 6 Sklep

Uporaba gradientnega člana se je pokazala kot dobra možnost za preprečitev nedopustnega padca frekvence v izjemnih primerih, ko je primanjkljaj proizvodnje v otoku zelo velik. Druga shema z nespremenljivim skupnim obsegom razbremenjevanja da le za malenkost boljše rezultate od prve, ki ne upošteva  $df/dt$ . Posebno pri otokih z velikim primanjkljajem proizvodnje je razlika neznatna. Za najprimernejšo razbremenjevalno shemo se je pokazala tretja različica, kjer spreminjamo skupni obseg razbremenjevanja v odvisnosti od  $df/dt$ , saj

edino ta prepreči nedopusten padec frekvence pri otokih z velikim primanjkljajem proizvodnje.

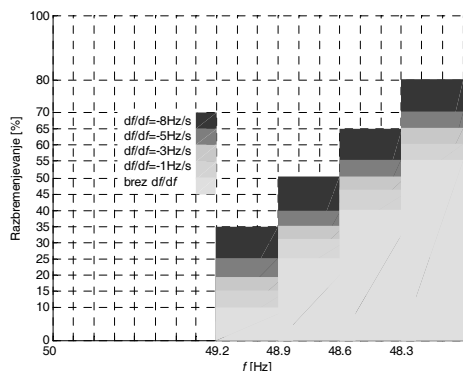
Tabela 6: Priporočena shema podfrekvenčnega razbremenjevanja

Table 6. Load shedding scheme 3, with  $df/dt$

	Frekvenca [Hz]				
	49,2	48,9	48,6	48,3	
	brez	10	15	15	15
$df/dt$ [Hz/s]	-1	15	15	15	15
	-3	20	15	15	15
	-5	25	15	15	15
	-8	35	15	15	15

Prva stopnja, ki ne upošteva gradienta padca frekvence, je enaka tisti, ki jo priporočajo Sistemska obratovalna navodila. Shematsko ponazoritev obsega razbremenjevanja za različne stopnje in za različne gradiente padca frekvence prikazuje slika 5.

V članku smo iskali učinkovitejšo shemo podfrekvenčnega razbremenjevanja EES Slovenije glede na njegove lastnosti, konfiguracijo omrežja in mogoče oblikovanje otokov pri razpadu EES. Z dinamičnimi analizami karakterističnih otokov, ki bi se lahko oblikovali po razpadu slovenskega EES in ob njihovih različnih obratovalnih stanjih glede ravnotežja obremenitve in proizvodnje, smo dobili naslednje rezultate. Primerna shema razbremenjevanja se kaže v štirih korakih, v prvem razbremenitev za 10 odstotkov, v preostalih po 15 odstotkov bremena. Učinkovitost v posameznih stopnjah delovanja podfrekvenčnega razbremenjevanja se poveča, če se uporabi člen  $df/dt$ , zato predlagamo, da se ta člen uporabi v predlagani shemi, slika 5.



Slika 5: Primerna shema podfrekvenčnega razbremenjevanja  
Figure 5. Appropriate scheme for underfrequency load shedding

V določenih stanjih z nesorazmerjem obremenitve in proizvodnje tudi predložena shema avtomatske razbremenitve ne more zagotoviti stabilizacije nastalega otoka in lahko pride do njegovega razpada. Shema razbremenjevanja je treba koordinirati tudi s sosednjimi EES ali pripraviti načrt za sekcioniranje omrežja ob razpadu. Največja pomanjkljivost, na katero smo naleteli, je nepoznavanje obnašanja bremen. S pomočjo

podatkov iz dostopne literature se da ta problem do neke mere odpraviti. Kljub temu bi bilo treba v prihodnje razmišljati o podrobni analizi tipov bremen posameznih velikih odjemalcev in po posameznih odcepkih v RTP. Pomembna je predvsem frekvenčna odvisnost delovne in jalove moči porabnikov, ki vpliva na samoregulacijo bremen in s tem na potek frekvence po prehodu sistema v otočno obratovanje.

## 7 Literatura

- [1] Odredba o omejevanju obtežb in porabe v elektroenergetskem sistemu (Ur.l.RS, 42/95 in 64/95).
- [2] P. M. Anderson: 'Power System Protection', McGraw-Hill, IEEE PRESS The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York, 1998.
- [3] Elektroinštitut Milan Vidmar: 'Parametri elementov sistema', Ljubljana, 1997.
- [4] IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 6, No 2: 'Dynamic models for fossil fueled steam units in power system studies', Working Group, May 1991.
- [5] P. Kundur: 'Power System Stability and Control', McGraw-Hill, Inc., New York, 1994.
- [6] J. Machowski, J. W. Bialek, J. R. Bumby: 'Power System Dynamics and Stability', John Wiley & Sons, 1997.
- [7] F. Gubina: 'Delovanje elektroenergetskih sistemov', Ljubljana, 2004.
- [8] UCTE operation Handbook Policy 1 Chapter E: 'Measures for Emergency Conditions', 2004.
- [9] Navodilo o sistemskem obratovanju prenosnega elektroenergetskega omrežja (Ur.l.RS 46/02).

**Tomaž Tomšič** je diplomiral leta 2004 na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani. Sedaj je zaposlen kot mladi raziskovalec v Laboratoriju za elektroenergetske sisteme in visoko napetost na Fakulteti za elektrotehniko v Ljubljani. Njegovo raziskovalno področje zajema obratovanje in dinamiko elektroenergetskih sistemov.

**Gregor Verbič** je diplomiral leta 1995, magistriral leta 2000 in doktoriral leta 2003 na Fakulteti za elektrotehniko Univerze v Ljubljani. V letih 1995-1998 je delal v podjetju Korona, od leta 1998 pa je asistent v Laboratoriju za elektroenergetske sisteme na Fakulteti za elektrotehniko v Ljubljani. Njegovo raziskovalno področje je obratovanje in dinamika elektroenergetskih sistemov.

**Ferdinand Gubina** je diplomiral leta 1963, magistriral leta 1969 in doktoriral leta 1972 na Fakulteti za elektrotehniko v Ljubljani. Od leta 1963 je delal na Elektroinštitutu Milan Vidmar. Leta 1970 je delal na Ohio State University v Columbusu (ZDA). Od leta 1988 je redni profesor na Fakulteti za elektrotehniko v Ljubljani. Njegovo področje so elektroenergetski sistemi.