

# REGULACIJA FREKVENCije U UVJETIMA OTVORENOG TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Vladimir Grujić – Niko Mandić, Zagreb

UDK 621.3.018.41:338.52  
PREGLEDNI ČLANAK

U članku je opisana problematika regulacija frekvencije u uvjetima otvorenog tržišta električne energije. Liberalizacijom elektroenergetskog sektora ruši se monopolistička struktura elektroprivrednih poduzeća, a cijena električne energije se određuje na temelju ponude i potražnje u ozračju konkurencije, a s ciljem povećanja učinkovitosti sektora. Operator sustava ima ključnu ulogu u vođenju elektroenergetskog sustava. Regulacija frekvencije je jedna od glavnih usluga elektroenergetskog sustava koju osigurava operator sustava regulacijom frekvencije: primarnom, sekundarnom i tercijarnom. Kvalitetnu frekvenciju je moguće ostvariti kontinuiranim osiguravanjem dovoljne rezerve snage za regulaciju. Posebno se mora paziti na kriterij rezerve tercijarne regulacije (minutne rezerve) koja može biti rotirajuća ili hladna, ručna ili automatska. U tom smislu potreban je neprekidni monitoring kvalitete frekvencije, osiguravanje zahtjevnih rezervi te praćenje porasta potrošnje u sustvu uz odgovarajuća udešenja regulatora brzine vrtnje u elektranama.

**Ključne riječi:** frekvencija, usluge elektroenergetskog sustava, kvaliteta frekvencije, primarna, sekundarna i tercijarna regulacija, regulacijska rezerva.

## 1. UVOD

Temeljne odrednice su Direktive Europske unije (EU): o liberalizaciji tržišta električne energije 96/92/EC [1] i tržišta plina 98/30/EC [2]. Ove odrednice nalažu financijsko i pravno razdvajanje proizvodnje, prijenosa i distribucije električne energije.

Navedeni zakoni koji čine okosnicu reforme energetskog sektora u Republici Hrvatskoj (RH) su: Zakon o energiji [3], Zakon o regulaciji energetskih djelatnosti [4], Zakon o tržištu električne energije [5], Zakon o tržištu plina [6] i Zakon o tržištu nafte i naftnih derivata [7], doneseni su na Hrvatskom saboru u Zagrebu 27. srpnja 2001. godine, a primjenjivat će se od 1. siječnja 2002. godine.

Izrada Zakona o privatizaciji HEP-a i INE koja je u završnoj fazi uskladit će se s ciljevima reforme i organizacije energetskih tržišta u RH.

### 1.1. Organizacijska shema elektroenergetskog sektora RH za temeljne djelatnosti

Odlučeno je da se u RH od 1. 1. 2003. godine primjeni ISMO model (Independent System and Market Operator), tj. model koji predviđa postojanje jedinstvenog Operatora

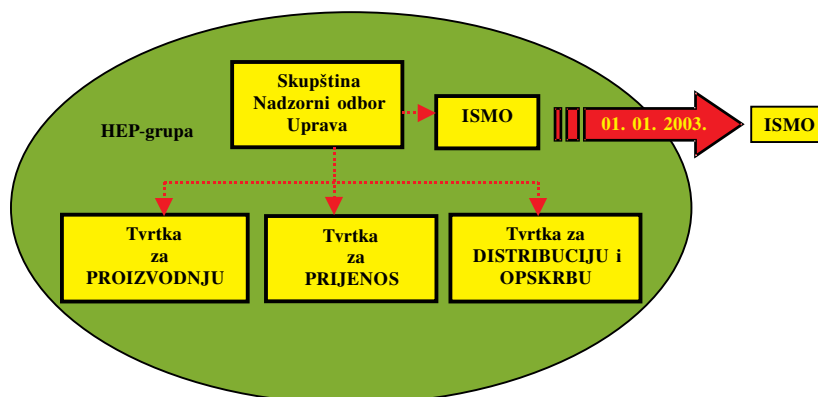
sustava i Operatora tržišta, kao pravno i financijski samostalne tvrtke izvan HEP-grupe (slika 1).

Rok za formiranje tvrtke ISMO je kraj 2001. godine, a njeno osamostaljenje u roku idućih 12 mjeseci.

Operator sustava i operator tržišta su energetski subjekti koji obavljaju djelatnost vođenja EES-a, odnosno organizacije tržišta električne energije.

### 1.2. Vođenje elektroenergetskog sustava

Zakonom o tržištu električne energije svi kupci s godišnjom potrošnjom iznad 40 GWh su tzv. povlašteni kupci i oni mogu slobodno izabrati dobavljača elek-



Slika 1. Organizacijska shema elektroenergetskog sektora u Republici Hrvatskoj za temeljne djelatnosti

trične energije, dok su svi ostali kupci tarifni kupci koji se opskrbljuju električnom energijom u sustavu obveze javne usluge po cijenama iz tarifnog sustava za električnu energiju.

Operator sustava je energetska subjekt koji obavlja djelatnost vođenja elektroenergetskog sustava kako za povlaštene kupce na organiziranom tržištu električne energije, tako i za tarifne kupce kao djelatnost javne usluge.

Operator sustava mora biti neovisan, kako od proizvodnje tako i od opskrbe električnom energijom i obavljat svoju funkciju u suradnji s operatorom tržišta, prema načelima razvidnosti i objektivnosti. Ne smije trgovati električnom energijom, već mora jamčiti kontinuitet i pouzdanost sustava opskrbe električne energije, te ispravnu koordinaciju sustava proizvodnje, prijenosa i distribucije.

Operator sustava je odgovoran za: vođenje i pružanje usluga EES-a, osiguravanje pristupa mreži za treće osobe na reguliranoj osnovi, dispečiranje, inerkonekcije, usklađivanje odstupanja nabave i potreba za električnom energijom u odnosu na ugovorene količine na organiziranom tržištu električne energije, te za izdavanje potvrde o izvodljivosti programa.

Također, operator sustava daje potrebne upute za pravilan rad sustava za proizvodnju i prijenos u skladu s kriterijima pouzdanosti i sigurnosti u skladu s Mrežnim pravilima (GRID CODE).

Mrežnim pravilima (GRID CODE) se definiraju odnosi, ponašanje i rad svih energetskih subjekata u elektroenergetskom sustavu.

U Republici Hrvatskoj je u završnoj fazi izrada prve verzije Mrežnih pravila (GRID CODE) kao nastavak rada studije koja je definirala koncepcije i pripremu aktivnosti za izradu ovih pravila [8].

GRID CODE (Mrežna pravila) priprema operator sustava u suradnji s energetska subjektom za prijenos električne energije i energetska subjektom za distribuciju električne energije, a donijet će ga Ministar nadležan za energetiku nakon pribavljenog mišljenja Vijeća za regulaciju.

Sve veću ulogu operatora sustava možemo nadalje s tehničkog aspekta podijeliti na pružanje glavnih usluga EES-a i pomoćnih usluga.

Glavne usluge EES-a se odnose na održavanje bitnih karakteristika elektroenergetskog sustava koje se provode s ciljem zadovoljavanja potrošača dovoljnom količinom električne energije odgovarajuće kvalitete u svakom trenutku. Glavne usluge EES-a su:

1. Regulacija frekvencije,
2. Održavanje napona,
3. Ponovna uspostava opskrbe električnom energijom i
4. Vođenje elektroenergetskog sustava.

Regulacija frekvencije s ciljem održavanja kvalitete frekvencije u novim tržišnim uvjetima sve je značajnija usluga koju mora osiguravati operator sustava, koji u

svakom trenutku mora imati na raspolaganju dovoljnu rezervu u snazi proizvodnih jedinica kako bi se zadovoljio kriterij zahtijevane rezerve regulacije frekvencije: primarne, sekundarne i tercijarne (minutne).

Namjena rezerve je održavanje ravnoteže između proizvodnje i potrošnje djelatne i jalove snage, te na taj način održavanje frekvencije i napona u EES-u u dozvoljenim granicama. Zbog toga rezerva ima veliki utjecaj na otvoreno tržište električne energije, tj. na cijenu električne energije. Može se očekivati uvođenje tržišta rezerve snage za potrebe regulacije frekvencije, a posebno iz domene minutne rezerve koja može biti u vidu hladne ili rotirajuće rezerve [13].

Također, općenito operator sustava kod planiranja i vođenja pogona EES-a u realnom vremenu u novim tržišnim uvjetima mora rješavati povećanje opterećenja prijenosne mreže, pojave neželjenih kružnih tokova, uskih grla i povećanih gubitaka u mreži [15].

## 2. NORMIRANE FREKVENCije

Frekvencija predstavlja broj perioda u 1 sekundi, a numerički su frekvencija i vrijeme jedne periode povezani jednadžbom (1):

$$f = \frac{1}{T} \text{ Hz} \quad (1)$$

U elektroenergetici, posebno u uređajima za proizvodnju, prijenos i distribuciju električne energije, nastoji se primjenjivati što pravilnija sinusoidalna izmjenična struja, jer se kod nesinusoidalnih izmjeničnih struja mogu pojaviti smetnje poradi viših harmonika u radu elektroenergetskih postrojenja.

U Europi je općenito prihvaćena nazivna frekvencija od 50 [Hz], dok se u USA-u koristi nazivna frekvencija od 60 [Hz].

Zbog sveobuhvatnosti dat je kompletan pregled normiranih frekvencija za frekvencije ispod 10000 [Hz].

Na temelju članka 9. Zakona o normizaciji (Narodne novine br. 55/96), a u skladu s člankom 11. Pravilnika o izradbi, izdavanju i objavi hrvatskih normi (Narodne novine br. 74/97) Državni zavod za normizaciju i mjeriteljstvo na prijedlog tehničkog odbora E TO 8 Normirani naponi, struje i frekvencije i provedene rasprave prihvatio je međunarodne norme IEC 196: 1967 i IEC 242: 1967 u izvorniku na engleskom jeziku kao hrvatske norme: HRN IEC 196 i HRN IEC 242, prvo izdanje, svibanj 1998. [9].

### 2.1. IEC normirane frekvencije (IEC 196:1967)

#### 2.1.1. Definicija

Nazivne frekvencije su usvojene frekvencije za jednofazne i trofazne izmjenične sustave, za instalacije na brodovima, za vozila električne vuče napajana izmjeničnom strujom, za alate, za industriju svile i za avione.

Ova normizacija se ograničava za frekvencije ispod 10 000 Hz (1/s).

Tablica 1. Normirane frekvencije prema IEC 196:1967

Sustavi i instalacije za brodove	Električna vuča	Alati (vidi napomenu 3)		Industrija svile		Avi- oni
		Seriya I 50 Hz (1/s)	Seriya II 60 Hz (1/s)	Seriya I 50 Hz (1/s)	Seriya II 60 Hz (1/s)	
50	16 <sup>2/3</sup>	<u>50</u>	60			
60	50	<u>100</u>		100	120	
	60	<u>150</u>	180			
		<u>200</u>				
		<u>250</u>				
		<u>300</u>				
		<u>400</u>	400			<u>400</u>
		<u>500</u>				
			540			
		600				
			720			
		750				
		<u>1 000</u>	1 000			
		1 200				
			1 440			
		1 500				
		<u>2 000</u>				
			2 160			
		2 400				
			2 880			
		3 000				
			3 420			
		<u>4 000</u>				
		8 000				
		<u>10 000</u>				

*Napomene*

1. Kada se frekvencija proizvodi okretnim poljem asinkronim motorima, stvarne frekvencije su neznatno niže od prikazanih vrijednosti.
2. Za alate se preporučuju podvučene vrijednosti Serije I (50 Hz (1/s)).
3. Postojeća Preporuka se ne primjenjuje za strujne krugove kontrolnih uređaja alatnih strojeva ako se ti strujni krugovi samostalni dio jednog alatnog stroja ili ako postoji kombinacija takvih strojeva.

## 2.2. Normirane frekvencije za instalacije centraliziranog upravljanja mrežama (IEC 242:1967)

### 2.2.1. Definicija

Normirane nazivne frekvencije (srednje vrijednosti unutar dozvoljenog opsega frekvencije) su usvojene frekvencije za instalacije centraliziranog upravljanja mrežama. Postoje dvije serije frekvencija mreža koje se odnose na frekvencije 50 Hz (1/s) i 60 Hz (1/s).

Tablica 2. Normirane nazivne frekvencije

Seriya I 50 Hz (1/s)
<u>175</u> – 200 – <u>300</u> – 400 – 500 – 600 – <u>750</u> – <u>1 050</u> – 1 350 – 1 600 – 2 000 – 2 400 – 3 000 Hz (1/s)
Seriya II 60 Hz (1/s)
210 – 240 – <u>360</u> – 480 – 600 – 720 – <u>900</u> – <u>1 260</u> – 1 620 – 1 920 – 2 400 – 2 880 – 3 600 Hz (1/s)

*Napomene*

1. Preporučuju se podvučene vrijednosti.
2. Pogonske frekvencije za instalacije centraliziranog upravljanja mrežama moraju biti unutar opsega  $\pm 5\%$  nazivne frekvencije. Izbor frekvencije unutar ovog opsega se temelji na tehničkim razmatranjima, ne uzimajući u obzir jedino audio frekvencije, već samo postojeće više harmonike u mrežama. Njihanje frekvencije nije uključeno u opseg frekvencije.

## 3. VELIČINA FREKVENCije

Općenito o principima primarne, sekundarne i tercijarne regulacije, glavnim ciljevima, kvalitete, pojmovnik i preporuke za članice UCTE-interkonekcije, mogu se detaljno naći u referenci pod brojem [10].

Pri normalnim uvjetima, potrebno je frekvenciju mreže održavati u strogim granicama kako bi se kao odgovor na poremećaj osiguralo potpuno i brzo djelovanje regulacijskih uređaja i proizvodnih kapaciteta. Zadana vrijednost frekvencije je 50 Hz, osim u periodima korekcije sinkronog vremena.

Razmatraju se tri tipa pogonskih uvjeta. Kada je apsolutno odstupanje frekvencije  $|\Delta f|$  između zadane vrijednosti i trenutne vrijednosti:

- jednako ili manje od 50 mHz, pogonski uvjeti smatraju se normalnima;
- veće od 50 mHz, ali manje od 150 mHz, pogonski uvjeti smatraju se narušenima, ali bez većeg rizika, pod uvjetom da su regulacijski kapaciteti u područjima gdje su prisutna odstupanja spremni za djelovanje;
- veće od 150 mHz, pogonski uvjeti smatraju se ozbiljno narušenima, jer postoji veliki rizik pojave poremećaja u interkonektivnoj mreži.

Čak i u slučaju većih odstupanja frekvencije, svako će regulacijsko područje zadržati vezu sa susjednim područjima, pod uvjetom da nije ugrožen rad njegovog vlastitog sustava.

Točnost mjerenja frekvencije ovisit će o procesu u kojem se frekvencija upotrebljava kao parametar. Kod primarne regulacije ova točnost mora biti barem 10 mHz, dok kod sekundarne regulacije treba iznositi 1–1.5 mHz.

Kod podfrekvencijskog rasterećenja sustava, najčešće će za prag isklopa releja biti dovoljna točnost od 50–100 mHz.

Sinkrono vrijeme definirano je jednadžbom (2):

$$t = \frac{1}{f_0} \int f(t) dt \quad (2)$$

gdje je:  $f_0 = 50 \text{ Hz}$  postavna vrijednost frekvencije ako nije zadana korekcija sinkronog vremena.

Nesklad između vrijednosti sinkronog vremena i univerzalnog astronomskog vremena ne smije iznositi više od  $\pm 30 \text{ s}$  za period od jednog dana. Za izračunavanje sinkronog vremena i organizaciju njegove korekcije brine se Koordinacijski centar u Laufenbourgu u Swtzerlandu. Korekcija obuhvaća zadavanje postavne vrijednosti frekvencije za sekundarnu regulaciju na 49.99 Hz ili 50.01 Hz, ovisno o smjeru korekcije, za period od jednog dana (od 0 do 24 sata).

Također, potrebno je definirati vrijednosti frekvencije za podfrekvencijsko rasterećenje sustava. UCTE

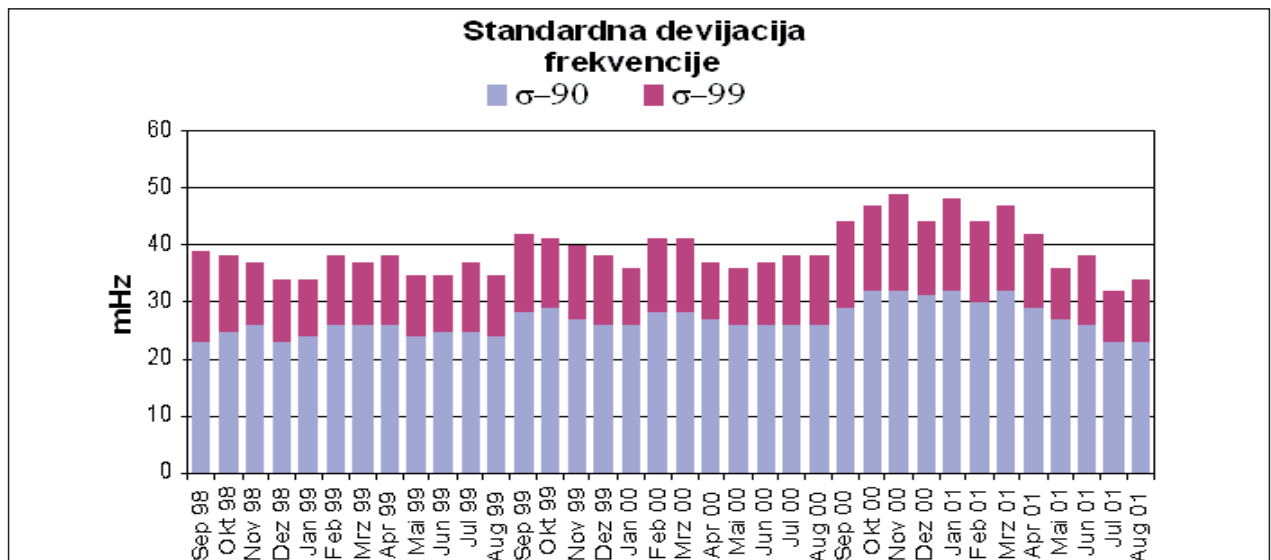
preporuča da njene članice postave prvi stupanj podfrekvencijske zaštite na frekvenciju koja nije niža od 49 Hz.

### 3.1. Kvaliteta frekvencije

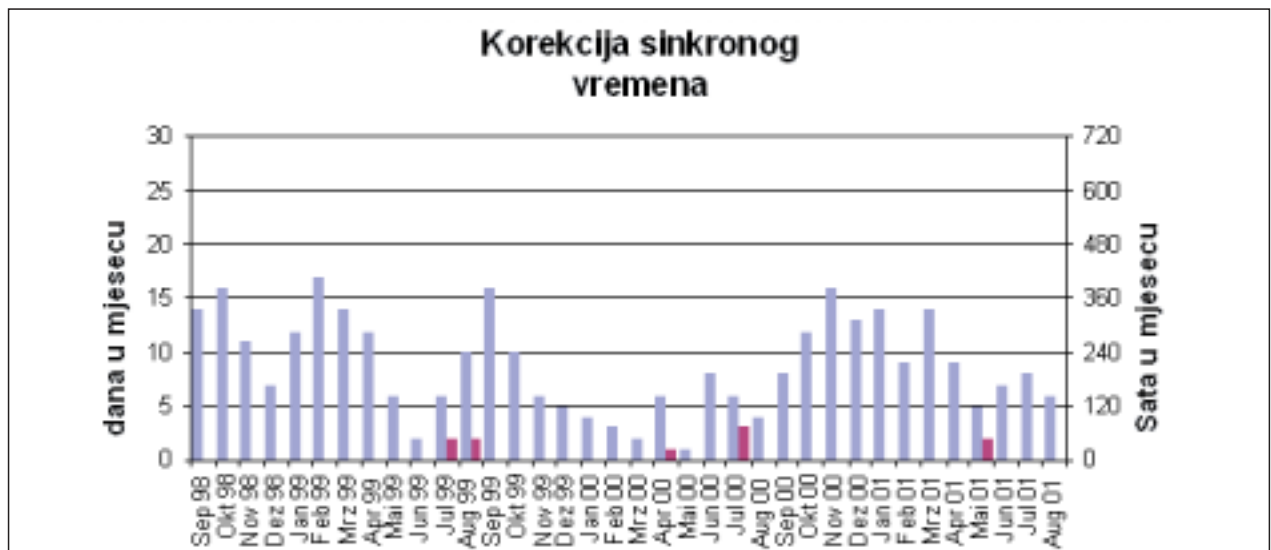
Kvaliteta frekvencije smatrat će se zadovoljavajućom za period od jednog mjeseca:

- kada su odstupanja mjerenih vrijednosti frekvencije manja od 40 mHz odnosno 60 mHz kod standardne devijacije od 90% odnosno 99%;
- kada broj dana s radom na zadanoj frekvenciji od 49.99 Hz ili 50,01 Hz ne prelazi osam dana mjesečno (što je potrebno potvrditi u praksi).

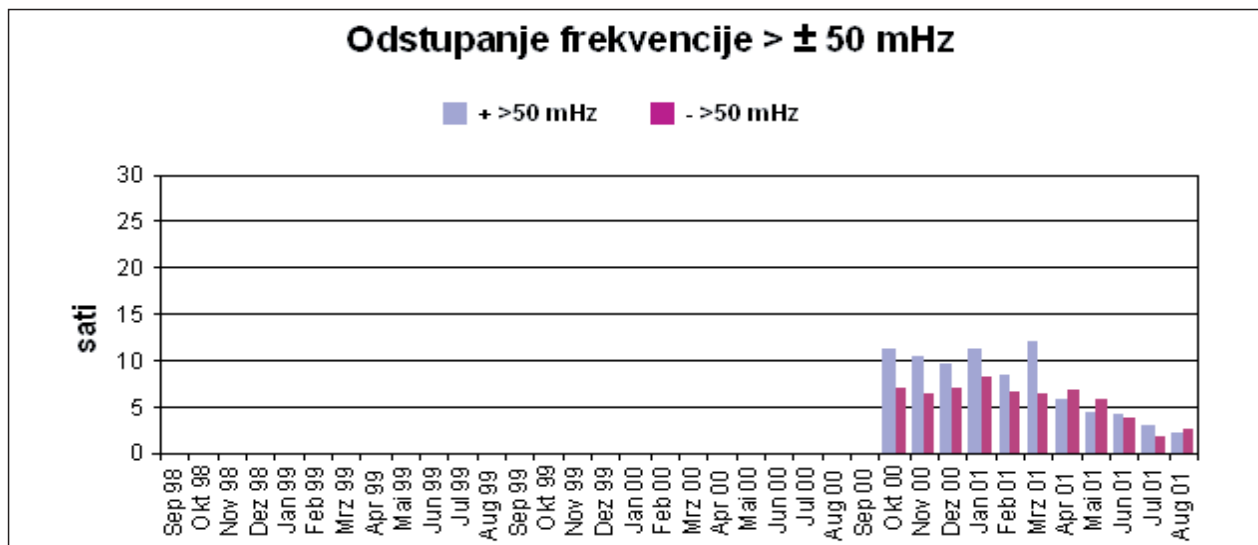
Na slikama 2, 3 i 4 (izvor Koordinacijski centar ETRANS-Laufenbourg) zorno je prikazana kvaliteta frekvencije UCTE- interkonekcije za vremenski pe-



Slika 2. Standardna devijacija frekvencije UCTE -interkonekcije za period od rujna 1998. do kolovoza 2000.



Slika 3. Korekcija sinkronog vremena UCTE - interkonekcije za period od rujna 1998. do kolovoza 2001.



Slika 4. Odstupanje frekvencije veće od 50 mHz za UCTE - interkonekciju u periodu od listopada 2000. do kolovoza 2001.

riod od rujna 1998. godine do kolovoza 2001. godine. Na slici 2 se jasno vidi zadovoljavajuće održavanje kvalitete frekvencije UCTE-interkonekcije i korekcije sinkronog vremena na slici 3 za period od rujna 1998. god. do kolovoza 2001. god., ali i pojave narušavanja normalnog pogona ( $|\Delta f| > 50$  mHz) (slika 4) za period od listopada 2000. god. do kolovoza 2001. god..

#### 4. PRIMARNA REGULACIJA FREKVENCIJE

Primarna regulacija frekvencije obuhvaća djelovanje turbinskih regulatora brzine vrtnje, koji reaguju kada frekvencija odstupa od postavne vrijednosti frekvencije u regulaciji brzine vrtnje kao rezultat neravnoteže između proizvodnje i potrošnje djelatne snage u sinkrono povezanoj mreži kao cjelini. Tehnička solidarnost među članicama obuhvaća trenutno djelovanje primarne regulacije na svim proizvodnim jedinicama koje su uključene u regulaciju sustava. Dakle primarna regulacija osigurava **sigurnost** interkonekcije **solidarnošću** svih elektroprivrednih poduzeća u interkonekciji.

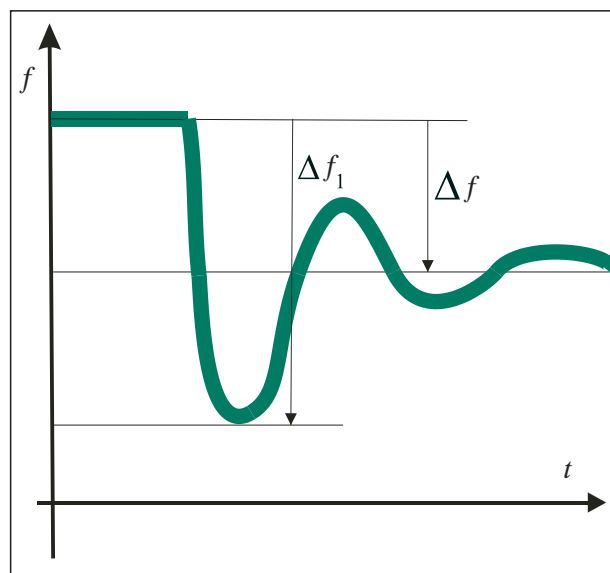
U pogonu nakon trenutnog ispada proizvodnje u visini maksimalno pretpostavljene vrijednosti ne treba u prijelaznom stanju uzrokovati odstupanje frekvencije  $\Delta f_1$  koja prelazi prag aktiviranja automatskog frekvenzijskog rasterećenja. Osim toga kvazistacionarno odstupanje frekvencije  $\Delta f$  uzrokovano takvom promjenom snage ne smije prijeći unaprijed određenu vrijednost (slika 5).

Također, nakon rasterećenja sustava frekvencija ne smije prijeći unaprijed određenu maksimalnu vrijednost.

Angažiranje primarne regulacijske snage treba trajati sve dok se manjak snage u potpunosti ne nadoknadi iz sekundarne regulacijske rezerve onih poduzeća u interkonekciji u kojima se desio poremećaj.

Različite pretpostavke, značajke i parametri koji se odnose na primarnu regulaciju su:

- maksimalno trenutačno odstupanje snage  $\dot{A}P$  između proizvodnje i potrošnje koje primarna regulacija mora moći korigirati je 3000 MW (referentni slučaj) za mrežu UCTE-a;
- za cijeli sustav UCTE-a, s maksimalnim opterećenjem reda veličine 300 GW i baznim opterećenjem reda veličine 150 GW, uz pretpostavku samoregulacije potrošnje iznosa 1%, promjena frekvencije ne smije prijeći vrijednost 180 mHz i trenutna vrijednost frekvencije ne smije pasti ispod 49.2 Hz prilikom trenutnog ispada proizvodnog kapaciteta veličine jednake ili manje od 3000 MW;



Slika 5. Odstupanje frekvencije pod utjecajem primarne regulacije nakon ispada proizvodne jedinice ( $\Delta f_1$  = dinamičko odstupanje,  $\Delta f$  = kvazistacionarno odstupanje)

- svako upravljačko područje doprinosi primarnoj regulaciji u skladu s iznosom koeficijenta doprinosa  $C_i$  ( $C_i = E_i/E_u$ , gdje je  $E_i$  sumarna vrijednost proizvodnje električne energije područja  $i$ , a  $E_u$  ukupna suma proizvodnje svih upravljačkih područja koja se nalaze unutar zone sinkronog rada);
- opseg neosjetljivosti turbinskih regulatora brzine vrtnje mora biti što je moguće manji, a u svakom slučaju manji od 10 mHz. Karakteristike proizvodnih jedinica koje sudjeluju u regulaciji moraju biti takve da će primarna rezerva biti aktivirana vrijednostima koje nisu niže od onih definiranih preporukama UCTE-a.

#### 4.1. Primarna regulacijska rezerva

- Rezerva primarne regulacije za svako regulacijsko područje, izračunata s koeficijentom doprinosa za to područje  $C_i$ , mora biti sposobna u vremenu od 15 s odgovoriti na poremećaj  $\Delta P$  manji od 1500 MW, a na poremećaje  $\Delta P$  u opsegu od 1500–3000 MW u vremenu dozvoljenih 30 s za maksimalno dozvoljeni gubitak snage od 3 000 MW (slika 6). Rezervu primarne regulacije posebno je održavati, čak i kada se zadana vrijednost frekvencije razlikuje od 50 Hz;
- operator sustava odgovoran za svoje područje procijenit će rad primarne regulacije i poduzet će sve potrebite korake za održavanje dostatne primarne regulacijske rezerve.

Zahtijevana primarna regulacijska rezerva za rad u UCTE-interkonekciji se preko koeficijenta doprinosa izračunava prema jednadžbi (3):

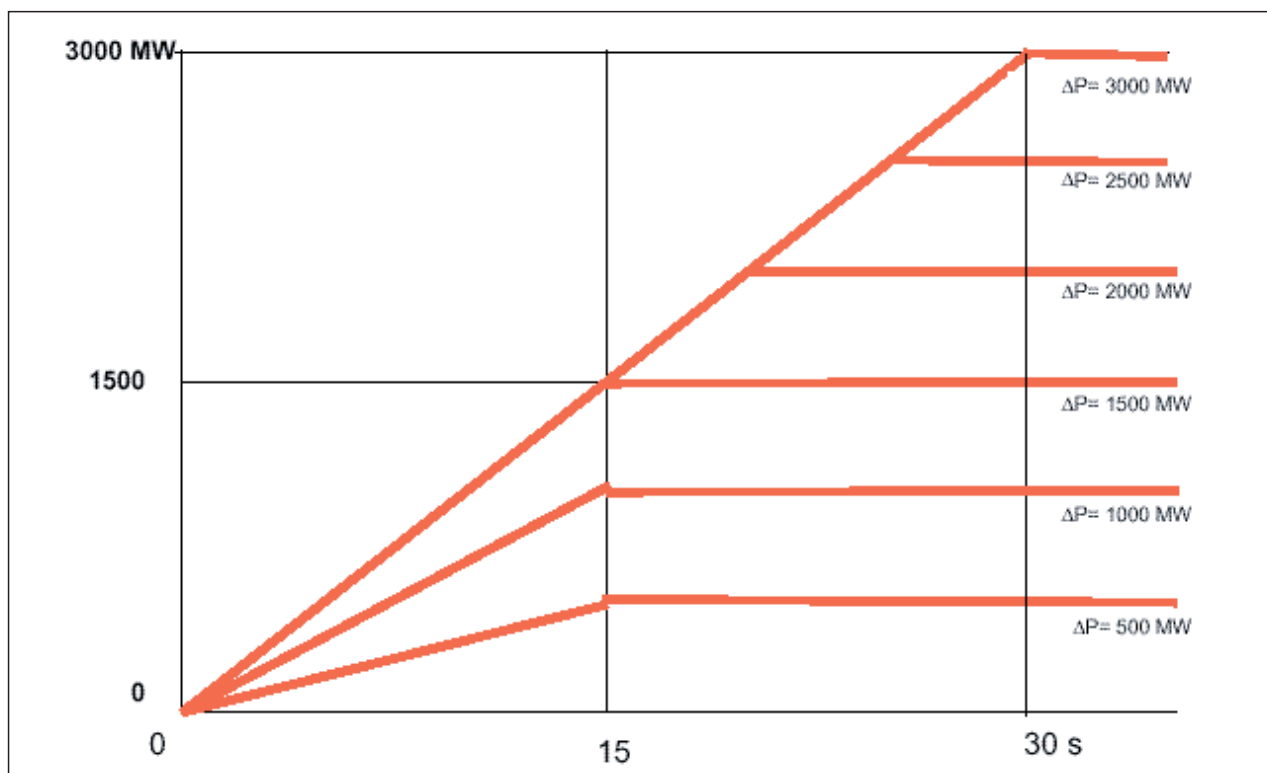
$$P_i = c_i P_u \frac{E_i}{E_u} P_u \quad [\text{MW}] \quad (3)$$

Za hrvatski EES vršno opterećenje je iznosilo 2661 MW na dan 26. 1. 2000. u 19-om sati, pri čemu je ukupna vlastita proizvodnja u tom satu iznosila  $E_i = 1986$  MW, uz uvoz od 675 MW, a uz pretpostavljenu vrijednost maksimalne proizvodnje UCTE-interkonekcije (zajedno s CENTREL-om) u tom satu od  $E_u = 320$  GW i hipotetski ispad od  $P_u = 3$  GW, koeficijent doprinosa iznosi  $c_i = 0,006$  (0,6 %) odnosno zahtijevana primarna regulacijska rezerva  $P_i = 18$  MW.

Prema pravilima za zaštitu sustava sve proizvodne jedinice u našem EES-u, koje nisu u sekundarnoj regulaciji moraju raditi sa slobodnim turbinskim regulatorima kako bi se osiguralo normalno funkcioniranje primarne regulacije. Ako je to ostvareno zahtijevana rezerva primarne regulacije može biti zadovoljena u svakom momentu. Nadalje statičnost turbinskih regulatora za hidroelektrane treba podesiti na vrijednost 3-4 %, odnosno za termoelektrane na 5-6 %.

#### 4.2. Kvaliteta primarne regulacije

Provjera kvalitete primarne regulacije cijele interkonekcije obavlja se analizom promjene frekvencije tijekom poremećaja s ciljem procjene sigurnosti rada interkonekcije.



Slika 6. Minimalni zahtjevi za primarnu regulacijsku rezervu u funkciji vremena za različite poremećaje koji uzrokuju neravnotežu između proizvodnje i potrošnje u koracima od 500 MW

Provjera kvalitete primarne regulacije na lokalnoj razini omogućava operatoru sustava procijenu sudjelovanja svog regulacijskog područja u primarnoj regulaciji cijele interkonekcije u trenutku poremećaja.

## 5. SEKUNDARNA REGULACIJA

Funkcije sekundarne regulacije frekvencije i snage razmjene u hrvatskom upravljačkom području (područje ograničeno mjernim mjestima razmjene sa susjednim sustavima kojim upravlja pripadajući regulator) su:

- održavanje utvrđenog programa razmjene snage između razmatranih područja i svih drugih susjednih povezanih regulacijskih područja;
- preuzimanje angažirane primarne regulacijske rezerve svih proizvodnih jedinica u procesu postizanja ravnoteže između proizvodnje i potrošnje, pri tome rezerva sekundarne regulacije će biti aktivirana jedino u upravljačkom području gdje je nastao poremećaj
- vraćanje sinkrone frekvencije sustava na zadanu vrijednost.

Do ovih djelovanja na proizvodnju električne energije, a time i na frekvenciju doći će istodobno, bilo kao odgovor na neznatna odstupanja do kojih nužno dolazi tijekom normalnog pogona, ili kao odgovor na veće odstupanje između proizvodnje i potrošnje povezano s npr. ispadom proizvodnih jedinica.

Parametri svih mrežnih regulatora trebali bi biti takvi da, idealno gledano, samo regulator u području u kojem je došlo do poremećaja reagira i aktivira proizvodne kapacitete sekundarne regulacije.

*Značajke i parametri za sekundarnu regulaciju su sljedeći:*

- sekundarna regulacija mora djelovati 30 sekundi nakon pojave odstupanja između proizvodnje i potrošnje (ispravljanje trenutne regulacijske pogreške), tj. kada je završeno djelovanje primarne regulacije, čak i u najtežim uvjetima koji su pretpostavljeni za referentni poremećaj;
- povratak frekvencije i snage razmjene na zadanu vrijednost pod djelovanjem sekundarne regulacije mora završiti nakon 15 minuta;
- mrežni regulator mora imati proporcionalni i integracijski član za upravljačko područje te zadovoljavati sljedeću binomnu jednadžbu (4):

$$G_i \quad P_i \quad K_{ri} \quad f \quad \text{MW} \quad (4)$$

gdje su:

$$P_i \quad i \quad G_i \quad \frac{1}{T_{ri}} \quad G_i dt \quad \text{MW} ;$$

$i$  = proporcionalni član regulatora u području  $i$ ;

$T_{ri}$  s = vremenska konstanta integracije regulatora u području  $i$ ;

$G_i$  MW = ukupna regulacijska pogreška i-tog regulacijskog područja;

$P_i$  MW = odstupanje djelatne snage razmjene i-tog regulacijskog područja od zadane odnosno programirane vrijednosti;

$K_{ri}$  MW/Hz = konstanta udešena na regulatoru sustava i-tog regulacijskog područja;

$f$  Hz = trenutačno odstupanje frekvencije od zadane vrijednosti.

*Prihvaćene vrijednosti moraju biti sljedeće:*

- $K_{ri}$  bi trebala biti što bliže vrijednosti regulacijske konstante i-tog regulacijskog područja  $\lambda_{U0}$ . Vrijednosti za  $K_{ri}$  izračunavaju se godišnje na temelju  $\lambda_{U0}$ , što je regulacijska konstanta za cijelu interkonekciju UCTE, tako da je  $K_{rn} = K_{r1} + K_{r2} + \dots + K_{rn} = 1,1\lambda_{U0}$  (danas iznosi 19800 MW/Hz). Vrijednosti za  $K_{ri}$  su raspodijeljene u skladu s koeficijentima doprinosa  $C_i$ ;
- $\beta_i$  i  $T_{ri}$  moraju biti tako odabrani da dinamičko ponašanje sekundarnog regulatora usklade s ponašanjem regulatora generatora koji sudjeluju u sekundarnoj regulaciji i tako osiguravaju održavanje preporučenih vremena aktiviranja. Općenito  $\beta_i$  se nalazi u opsegu od 0 do 0,5 sekundi, a  $T_{ri}$  u opsegu od 50 do 200 sekundi;
- točnost pojedinih daljinskih mjerenja snage razmjene koja se koriste za sekundarnu regulaciju morat će biti po preporukama UCTE-a reda 0,5–1,5%, s mjernim ciklusom od 0,1–2 sekunde;
- kada se mijenja definirana snaga razmjene između pojedinih upravljačkih područja i susjednih područja, zadana vrijednost razmjene bit će udešena po linearnom principu, tj. podešavanje će početi 5 minuta prije promjene programa razmjene i završiti 5 minuta poslije.

### 5.1. Sekundarna regulacijska rezerva

Zahtjevana sekundarna regulacijska rezerva  $R$  (pozitivni dio sekundarnog regulacijskog opsega) izračunava se prema preporuci UCTE-a [9] pomoću sljedeće empirijske jednadžbe (5):

$$R \sqrt{aL_{\max} b^2} b \quad \text{MW} \quad (5)$$

gdje je:

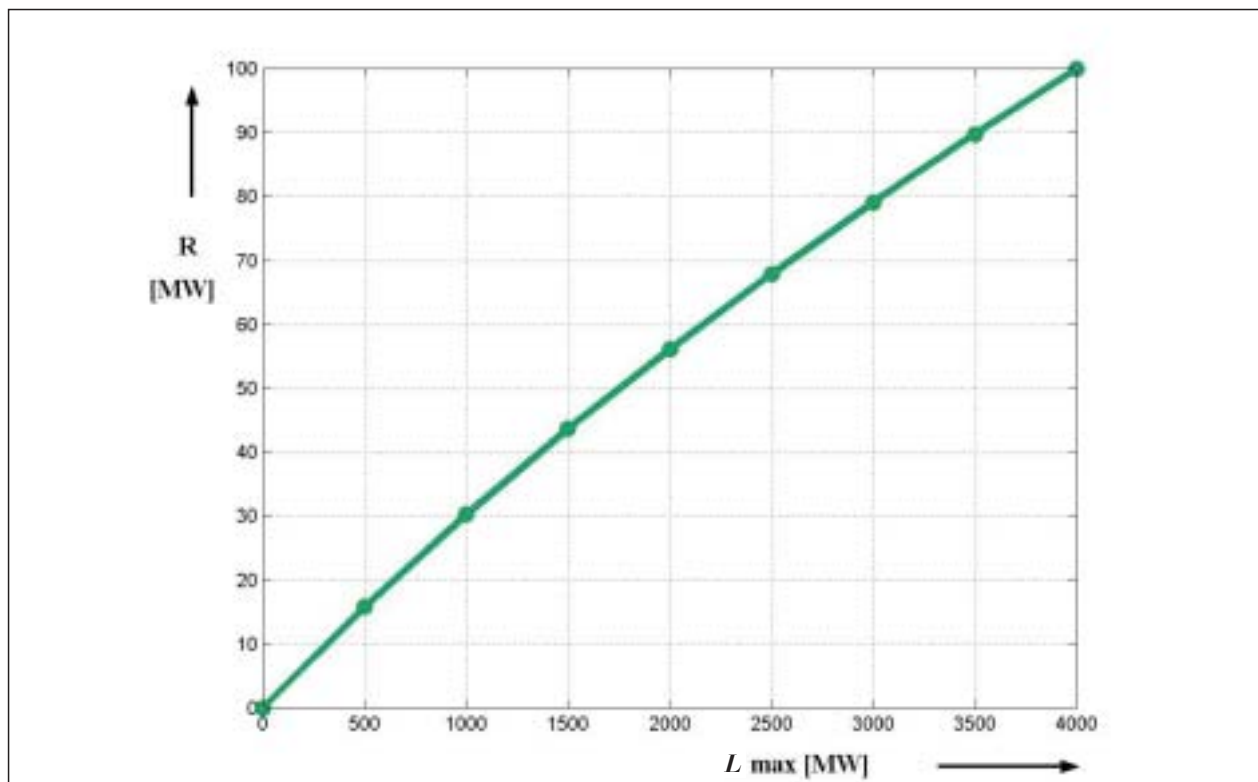
$$a = 10 \quad i \quad b = 150;$$

$R$  MW = zahtjevana vrijednost sekundarne regulacijske rezerve;

$L_{\max}$  MW = očekivana maksimalna snaga potrošnje regulacijskog područja za razmatrani period.

Izgled krivulje zahtijevane sekundarne regulacijske rezerve u ovisnosti s očekivanom maksimalnom snagom potrošnje predočena je na slici 7.

Zahtjevana sekundarna regulacijska rezerva za hrvatski EES s obzirom na prošlogodišnje ostvareno maksimalnu snagu potrošnje (vršno opterećenje) od  $L_{\max} = 2661$  MW



Slika 7. Zahtijevana sekundarna regulacijska rezerva

u 19-om satu na dan 26. 1. 2000. godine prema jednadžbi (5), iznosi  $R=71,608$  MW.

S obzirom na postojeće tri hidroelektrane u sekundarnoj regulaciji s raspoloživim snagama na pragu elektrane: HE Senj 3x70 MW, HE Vinodol 3x28 MW i HE Zakučac 2x108 MW + 2x135 MW, u svakom momentu može biti zadovoljen kriterij zahtijevane sekundarne regulacijske rezerve.

## 5.2. Kvaliteta sekundarne regulacije

Kvaliteteta sekundarne regulacije u normalnom pogonu određuje se svakog mjeseca izračunavanjem statističkog odstupanja frekvencije prema standardnoj devijaciji

$$\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (f - f_0)^2} \quad \text{mHz} \quad (6)$$

gdje je:

- $n$  = broj prosječnih vrijednosti po 15 minutnim intervalima te broj i trajanje korekcija frekvencije;
- $f$  = registrirana frekvencija u realnom vremenu;
- $f_0$  = postavna vrijednost frekvencije za sekundarnu regulaciju.

Također je potrebno promatrati i odstupanja frekvencije  $|\Delta f| > 50$  mHz u odnosu na postavnu vrijednost frekvencije i mjeriti vrijeme tijekom kojega je  $\Delta f$  veće od 50 mHz (sl. 3).

Kod većih poremećaja zaradi ispada proizvodnih jedinica većih od 600 MW kvaliteta frekvencije se provjerava na regulacijskom području pogođenog ispadom.

Najčešće se prema UCTE preporukama [10] za kvalitetu sekundarne regulacije koristi tzv. metoda trube praćenjem promjena frekvencije od momenta poremećaja pa sve do vraćanja frekvencije na postavnu vrijednost. Ako se ta vremenska promjena frekvencije tijekom rada sekundarne frekvencije nalazi unutar trubaste krivulje, smatra se da je djelovanje regulacije tehnički korektno.

## 6. TERCIJARNA REGULACIJA

Ako gubitak najveće proizvodne jedinice u razmatranom regulacijskom području nije pokriven sekundarnom rezervom tog područja, potrebno je napraviti pripremu za dodatnu rezervu koja će nadoknaditi gubitak proizvodne jedinice u potrebnom vremenu. Ova pričuva može biti u obliku brzo upuštajućih elektrana, novih voznih redova za proizvodne jedinice ili raspodjele opterećenja. Ova se dodatna rezerva može također dobiti iz drugih upravljačkih područja, ovisno o sporazumu.

Tercijarna regulacija je svako udešenje, automatsko ili ručno, radnih točaka proizvodnih jedinica koje sudjeluju u sekundarnoj regulaciji radi:

- garantiranja zahtijevane sekundarne regulacijske rezerve u dovoljnoj količini i u pravo vrijeme;



- gospodarski optimalne raspodjele sekundarne regulacijske snage na proizvodne jedinice koje sudjeluju u sekundarnoj regulaciji.

Udešenja se mogu izvesti:

- uključenjem/isključenjem snage (brzim upuštanjem plinskih, akumulacijskih i reverzibilnih elektrana, povećanjem ili smanjenjem snage već angažiranih proizvodnih jedinica u pogonu EES-a;
- preraspodjelom snage proizvodnih jedinica koje sudjeluju u sekundarnoj regulaciji;
- uključenjem/isključenjem značajnijih pumpi;
- upravljanjem potrošnjom (npr. centraliziranim daljinskim upravljanjem);
- promjenom programa razmjene između regulacijskih područja.

### 6.1. Minutna rezerva (zahtijevana tercijarna regulacijska rezerva)

Tercijarna regulacijska rezerva je snaga koja se može automatski ili ručno angažirati u okviru tercijarne regulacije kako bi se osigurala zahtijevana sekundarna regulacijska rezerva. Ona se povremeno angažira poradi bolje učinkovitosti sekundarne regulacije.

Minutna rezerva ili zahtijevana tercijarna regulacijska rezerva osigurava zahtijevanu sekundarnu regulacijsku rezervu u svakom trenutku čak i kod ispada najveće proizvodne jedinice u promatranom regulacijskom području. Znači ako postojeća zahtijevana sekundarna regulacijska rezerva nije dovoljna, treba raspolagati s minutnom rezervom u iznosu do veličine najveće pro-

izvodne jedinice. Minutna pričuva se ne mora nužno osiguravati iz vlastitog regulacijskog područja.

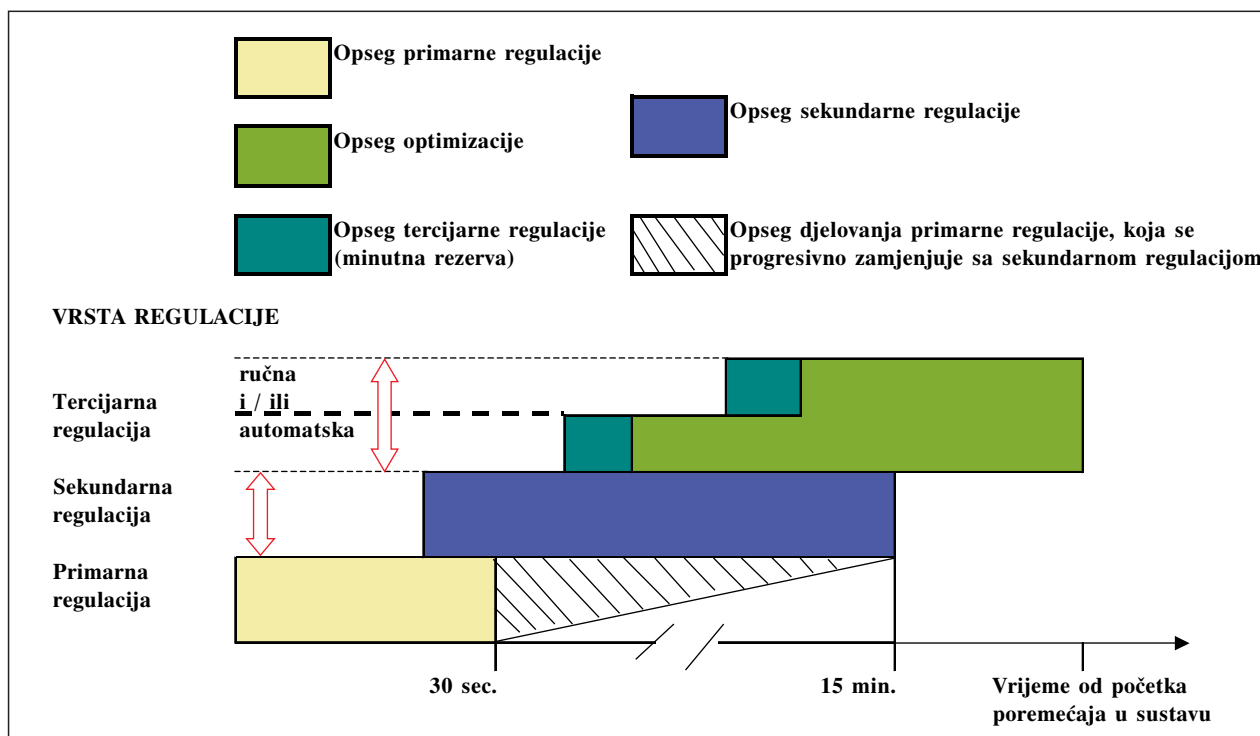
Trajanje dozvoljenog perioda rada sekundarne regulacije može biti najviše 15 minuta nakon 30 sekundnog djelovanja primarne regulacije, dok djelovanje tercijarne regulacije s obzirom na optimizaciju mreže i elektrana još ne mora završiti. Vremenski djelokrug rada primarne, sekundarne i tercijarne regulacije, koji se djelomično preklapaju, zorno je prikazan na slici 8.

Za hrvatski EES minutna rezerva iznosi **300 MW** koliko iznosi snaga na pragu termoelektrane TE Rijeka kao najveće proizvodne jedinice u našem regulacijskom području.

Za osiguravanje potrebne minutne rezerve za naš EES potrebno je voznim redovima u svakom trenutku imati barem 2/3 rotirajuće rezerve u snazi angažiranih proizvodnih jedinica (termo ili hidro elektrane), a preostalu trećinu osiguravati hladnom rezervom s brzo startajućim proizvodnim jedinicama, kao što su plinske jedinice u KTE Jertovcu i PTE Osijek. Isto tako ta se rezerva može imati i u neangažiranim proizvodnim jedinicama, npr. u hidroelektranama HE Gojak i HE Orlovac ili u reverzibilnoj elektrani RHE Velebit.

## 7. SEKUNDARNA REGULACIJA U HRVATSKOM EES-u

Nabavom analognog sustava za automatsku sekundarnu regulaciju frekvencije (Leeds&Northrup made in USA) omogućena je kvalitetna regulacija frekvencije i paralelan rad elektroenergetskog sustava bivše



Slika 8. Vremenski periodi i opsezi djelovanja regulacija frekvencije

države SFRJ s UCPTE-interkonekcijom počev od 16. 9. 1974. uspostavljanjem paralelnog rada s Italijom, a od 23. 4. 1975. i s Austrijom.

Tijekom 1993. godine obavljena je zamjena starog analognog uređaja sekundarne regulacije u nacionalnom dispečerskom centru (NDC) u Zagrebu s novim digitalnim regulatorom EURUS [11] koji koristi iste mjerne i regulacijske puteve kao i bivši analogni regulator i postojeći informacijski sustav OPC/PPC.

Digitalni regulator u sustavu sekundarne regulacije hrvatskog regulacijskog područja ima udešene vrijednosti: za proporcionalni član  $\beta_i = 0,5$  i vremensku konstantu integracije regulatora  $T_{ri} = 25,0$  [s].

Svi postojeći uređaji u regulacijskim elektranama (hidroelektrane HE Senj, HE Vinodol i HE Zakućac) zadržani su u novom rješenju. HE Vinodol ima tri jednake proizvodne jedinice priključene na 110 kV, svaki s opsegom regulacije od minimalne snage od 0 MW do maksimalne snage od 29 MW. HE Senj ima tri jednake proizvodne jedinice s opsegom regulacije od 35 MW do 70 MW, s tom razlikom da je  $G_1$  na pragu elektrane priključen na napon od 220 kV a druga dva bloka  $G_2$  i  $G_3$  su priključeni na 110 kV. HE Zakućac ima 4 proizvodne jedinice od koji su u parovima: stari  $G_1$  i  $G_2$  s istim opsegom regulacije između 45 MW i 108 MW na pragu elektrane priključena na napon od 110 kV odnosno 220 kV i nove proizvodne jedinice  $G_3$  i  $G_4$  s opsegom regulacije od 80 MW do 135 MW, priključena na napon 220 kV, odnosno 110 kV.

Očigledno je da u svakom momentu može biti zadovoljen kriterij u pogledu zahtijevane sekundarne regulacijske rezerve. Zbog kvalitetnijeg rada sekundarne regulacije potrebno je u pogonu istovremeno držati što više proizvodnih jedinica u regulaciji. Također, treba pomoću tercijarne regulacije u svakom trenutku omogućavati rad sekundarne regulacije unutar postojećeg opsega regulacije.

Osim postojećih regulacijskih elektrana u razmatranju su i osposobljavanje za rad u sekundarnoj regulaciji i dravskih hidroelektrana i hidroelektrana HE Orlovac, kao i termoelektrane TE Rijeka.

Trenutno postojeća digitalna regulacija regulira frekvenciju i snagu razmjene na interkonekcijskim vodovima prema Sloveniji i Mađarskoj.

Unatoč tome što postojeća digitalna regulacija zadovoljava svojom kvalitetom, ona je ipak privremeno rješenje, tj. potrebno je koncipirati novo konačno rješenje zasnovano na centralnom osnovnom upravljanju, s decentraliziranim detaljnim upravljanjem i kontrolom [12]. Novim idejnim projektom se obuhvaća zahvat u NDC-u, regulacijskim elektranama i u podsustavu komunikacija vezanog za sekundarnu regulaciju.

Komunikacijski podsustav ima zadatak prikupljanja signala mjerenja (iznosa frekvencije, snaga regulacijskih elektrana i snaga razmjene interkonekcijskih vodova, kao i slanja upravljačkih signala prema regula-

cijskim elektranama), što ima presudnu ulogu za kvalitetan rad sustava sekundarne regulacije.

U projektu nove cjelovite sekundarne regulacije se predviđa i tzv. grupna regulacija djelatne i jalove snage u elektranama. Naime regulacijske elektrane koje nisu uključene u sekundarnu regulaciju iz energetskih ili drugog razloga mogu raditi automatski prema voznim redovima (za radnu i jalovu snagu) putem grupne regulacije, pomoću istih uređaja za sekundarnu regulaciju. Isto tako to se može ostvariti i kod drugih elektrana koje nisu predviđene za rad u sekundarnoj regulaciji.

Prema procjeni [12] ukupna regulacijska energija za naše regulacijsko područje (zajedno s dijelom EES-a BIH-a koji pripada sinkronoj "zoni 1"-UCTE-interkonekcije) iznosila je za 1995. godinu  $\lambda_i = 450$  [MWs].

### 7.1. Procjena kvalitete frekvencije u NDC-u u Zagrebu

Snimanje ponašanja frekvencije u NDC-u Zagreb ostvareno je 14. 9. 2001. oko 12 sati. Povod je bio nalog Koordinacijskog centra iz Laufenbourg-a za deblokiranje svih turbinskih regulatora proizvodnih jedinica koje nisu uključene u algoritam sekundarne regulacije zbog najavljene minute šutnje u cijeloj Europi u čast palih žrtava terorističkog napada na Svjetski trgovački centar (WTO) u New York-u koji se dogodio dana 11. 9. 2001. godine.

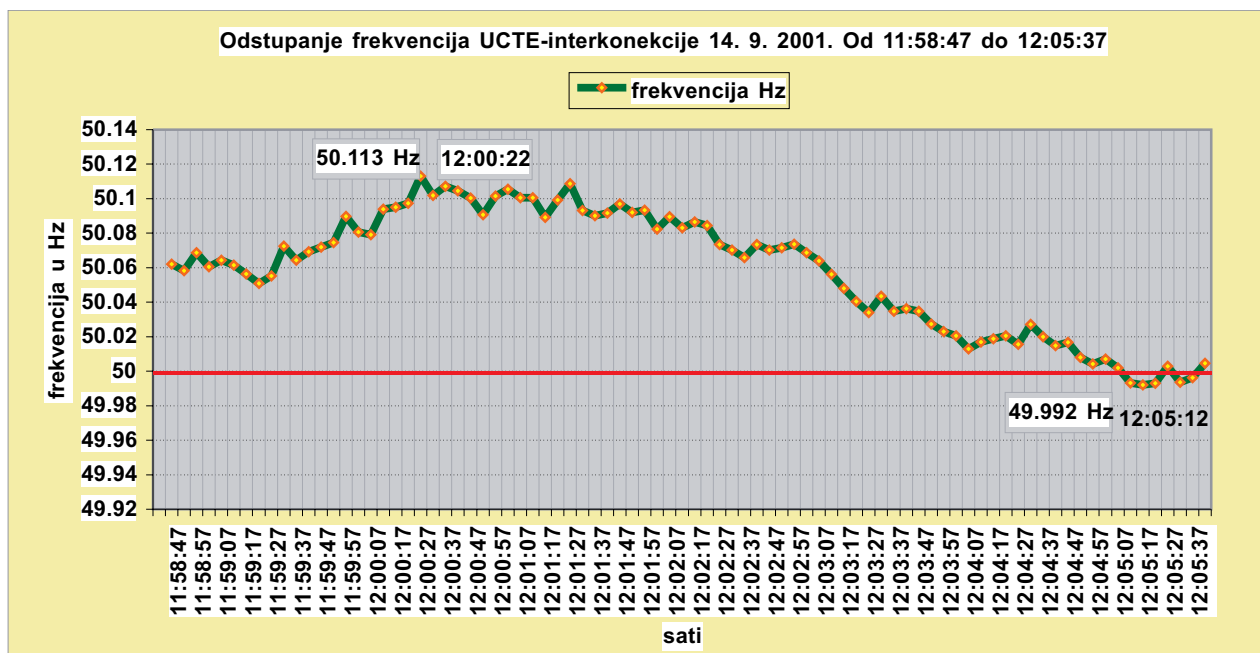
S monitora digitalnog regulatora EURUS skinuta je slika promjene frekvencije mjerene u transformacijskoj stanici u Mraclinu za period od 11 sati i 26 minuta do 12 sati i 26 minuta slika 9 te iz snimljenih vrijednosti svakih 5 sekundi dobiven dijagram na slici 10 na kojem se može uočiti da je najviše odstupanje frekvencije iznosilo + 113 mHz u 12:00:22 sati na dan 14. 9. 2001. Sa slike 9 i 10 se jasno vidi da je nakon nalog iz Koordinacijskog centra zaustavljena tendencija porasta odstupanja frekvencije (od postavne  $f_0 = 50$  Hz), a nakon maksimalnog odstupanja od 113 mHz javlja se gotovo linearni pad frekvencije do čak ispod 50 Hz nakon 12 sati i 05 minuta. To je očiti znak da je u UCTE-interkonekciji deblokirana većina turbinskih regulatora.

Također, je moguće isto to zaključiti iz slike 11 koja predočava srednje satna odstupanja frekvencije u UCTE-interkonekciji na dan 14. 9. 2001. [14]. Na slici se može jasno uočiti odstupanje frekvencije u skladu s promjenama tarifnih stavova. Da nije bilo zahtjeva iz Koordinacijskog centra vjerojatno bi srednjosatno odstupanje frekvencije imalo tendenciju značajnijeg porasta i u 12-om satu.

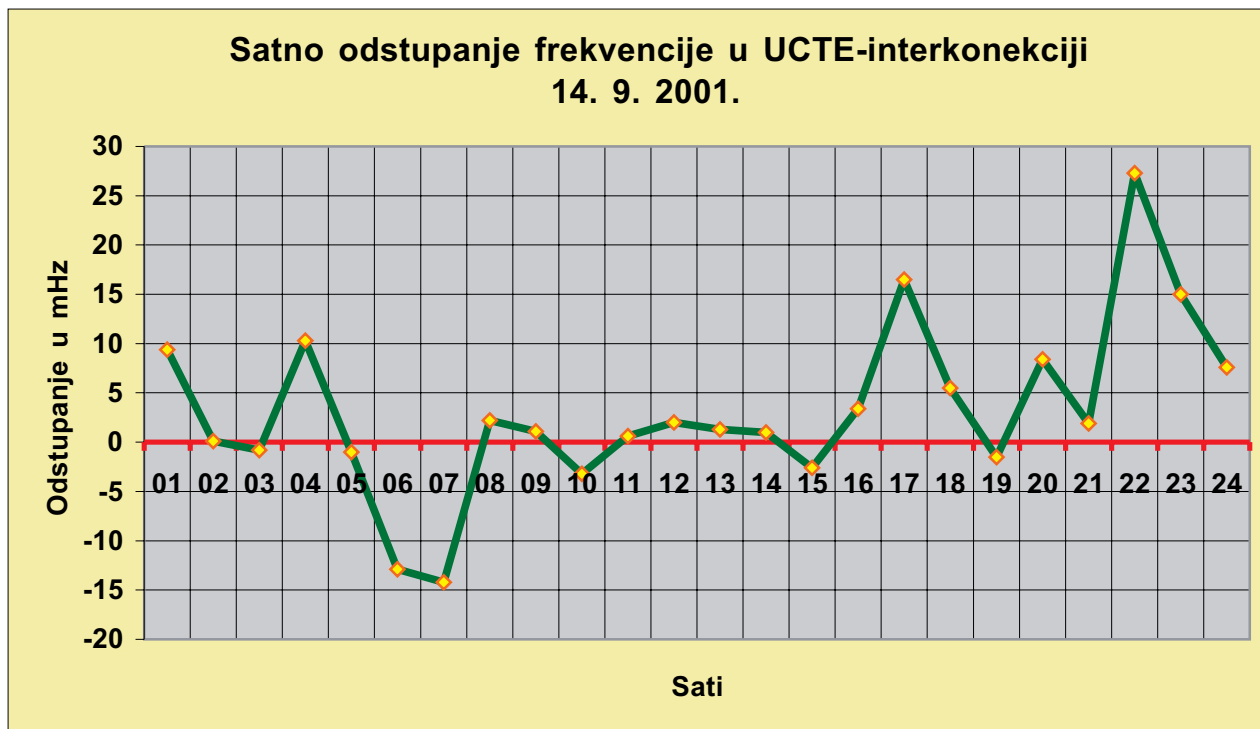
Drugi slučaj snimanja promjene frekvencije u NDC-u je za dan 19.08.2001. u 13-om satu kada je zbog nevremena na riječkom području poradi udara groma došlo do ispada obje proizvodne jedinice u TE Plomin u 12:29 sati. Stara proizvodna jedinica u TE Plomin 1 priključena na napon 110 kV je proizvodila u trenutku



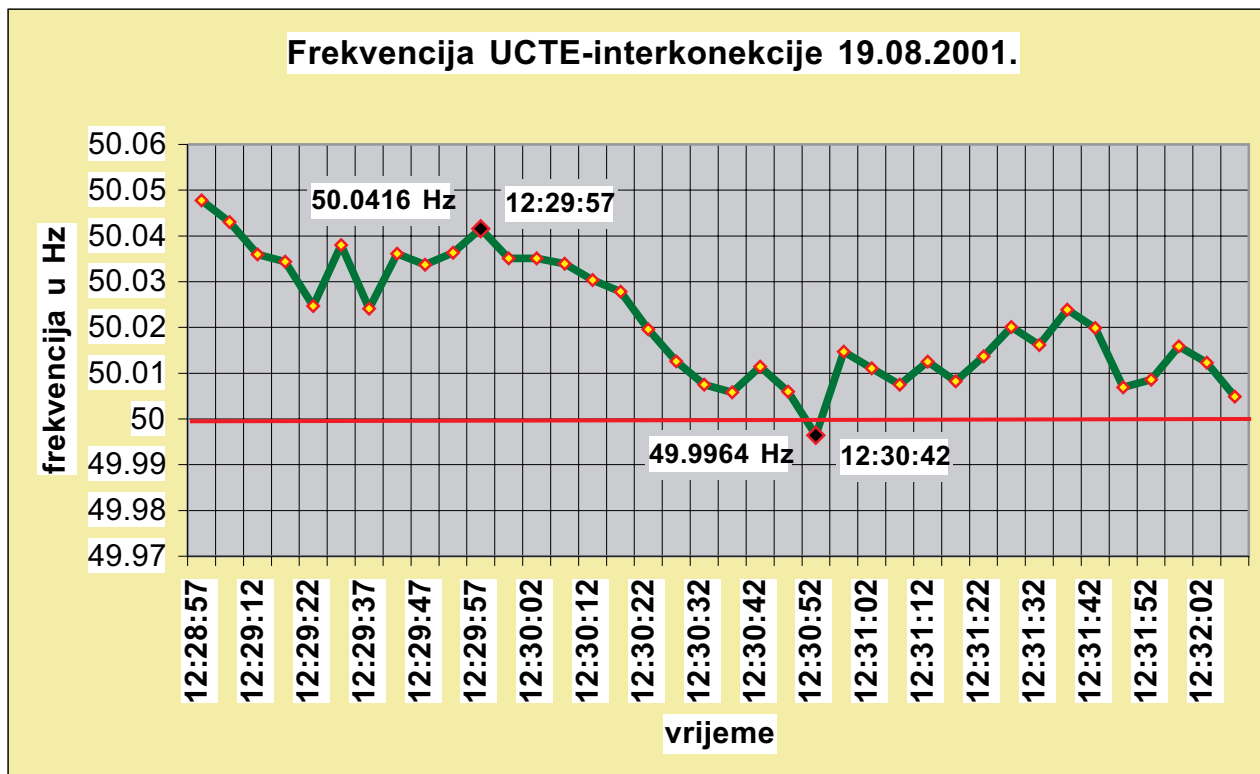
Slika 9. Monitor digitalne sekundarne regulacije u NDC-u u Zagrebu



Slika 10. Promjena frekvencije na dan 14. 9. 2001. za period od 11:58:47 – 12:05:37 sati u TS Mraclin



Slika 11. Satno odstupanje frekvencije UCTE-interkonekciji na dan 14. 9. 2001. godine



Slika 12. Ponašanje frekvencije nakon ispada TE Plomin 1 i 2 19. 8. 2001. u 12:29 sati

udara groma 85 MW/7 MVar, a nova u TE Plomin 2 priključena na 220 kV je proizvodila 144 MW/-12 MVar. Na slici 12 se jasno vidi da je taj ispad prouzročio pad frekvencije od oko 50 mHz (sa 50.048 Hz na 49.996 Hz).

Stvarna provjera kvalitete regulacije frekvencije za hrvatski EES bi se jedino mogla obaviti snimanjem promjene frekvencije pri takvom ispadi u izoliranom radu i onda umetanjem u trubastu krivulju za naš sustav frekvencija bi se trebala nalaziti unutar iste, a

nakon 15 minutnog djelovanja sekundarne regulacije trebala bi se naći u području 20 mHz koliko iznosi mrtva zona regulatora.

## 8. ZAKLJUČAK

Na otvorenom tržištu električne energije zaoštava se pitanje regulacije frekvencije i osiguravanja dovoljne rezerve snage kako bi u svakom momentu frekvencija bila zadovoljavajuće kvalitete. Ključnu ulogu u tome ima operator sustava koji regulacijom frekvencije ispunjava jednu od glavnih usluga elektroenergetskog sustava.

Elektrane koje sa svojim proizvodnim jedinicama sudjeluju u regulaciji frekvencije i rezervi snage kao korisnici mreže-prirodnog monopola, pružaju tzv. pomoćne (dodatne) usluge EES-a. Uspostavljanjem mjerenja svake usluge omogućuje se njihovo vrednovanje.

Za očekivati je pojavu tržišta usluge EES-a osim tržišta električne energije koje prvenstveno služi za pokrivanje potrošnje električne energije. Razumljivo da rezerve snage mogu biti angažirane samo u slučaju poremećaja koji ih inicira.

Neprekidni monitoring kvalitete frekvencije i zahvati na njenom poboljšanju, kao i odgovarajuća udešenja regulatora frekvencije koja prate rast sustava su nužna.

Premda postojeća sekundarna regulacija s digitalnim regulatorom u NDC-u trenutno zadovoljava, nužno je složenije rješenje zasnovano na centralnom osnovnom upravljanju s decentraliziranim detaljnim upravljanjem i kontrolom s potpunom novom opremom u NDC-u, regulacijskim elektranama uz uspostavu novog komunikacijskog podsustava vezanog za sustav sekundarne regulacije frekvencije.

## LITERATURA

- [1] Direktiva 96/92 EC Europskog parlamenta i Vijeća, od 19. prosinca 1996. vezano uz zajednička pravila za interno tržište električne energije, prijevod u HEP-ovom Vijesniku, svibanj 1999.
- [2] Direktiva 98/30 EC Europskog parlamenta i Vijeća, od 10. kolovoza 1998. vezano uz zajednička pravila za interno tržište plina, <http://www.europa.eu.int/>.
- [3] Zakon o energiji, Narodne novine br. 68/2001, Zagreb, 27 srpnja 2001.
- [4] Zakon o regulaciji energetske djelatnosti, Narodne novine br. 68/2001, Zagreb, 27. srpnja 2001.
- [5] Zakon o tržištu električne energije, Narodne novine br. 68/2001, Zagreb, 27 srpnja 2001.
- [6] Zakon o tržištu plina, Narodne novine br. 68/2001, Zagreb, 27 srpnja 2001.
- [7] Zakon o tržištu nafte i naftnih derivata, Narodne novine br. 68/2001, Zagreb, 27 srpnja 2001.
- [8] M. BLAŽIČKO, V. DOKMANOVIĆ, V. GRUJIĆ, Z. KOMERIČKI, Ž. KOŠČAK, D. POLJAK i I.

TOLJAN: "Definiranje koncepcije i priprema aktivnosti za izradu mrežne norme hrvatskog elektroenergetskog sustava (Pravila rada hrvatskog EES-a)", EKONERG HOLDING, d.o.o., Zagreb, ožujak 2000.

- [9] "HRVATSKA NORMA: HRN IEC 196 i HRN IEC 242", Državni zavod za normizaciju i mjeriteljstvo, Prvo izdanje, svibanj 1998.
- [10] GROUND RULES, concerning primary and secondary control of frequency and active power within the UCPT, UCPT – Secretariat, Wien, 1. 6. 1998.
- [11] V. ZADRAVEC, "Tehnički opis digitalnog regulatora za sekundarnu regulaciju frekvencije i snaga razmjene u EES HEP", Dokument br. 101 u sklopu Projektne dokumentacije EURUS, Zagreb, studeni 1993.
- [12] M. ŠODAN i dr., "Sekundarna regulacija frekvencija – snaga za cjelokupni energetski sustav Hrvatske elektroprivrede", Idejno rješenje, FER / ZVNE, Zagreb, siječanj 1995.
- [13] I. KUZLE, S. TEŠNJAK, T. TOMIŠA, "Rotirajuća pričuva u uvjetima tržišta električnom energijom", Peto savjetovanje HK-CIGRE, Ref. 39 – 12, Cavtat, 4. 11. – 8. 11. 2001.
- [14] ETRANS, Koordinacijski centar, Laufenbourg, <http://www.vulcanus.org/main.asp>
- [15] V. GRUJIĆ, "Technical means to increase interconnection capability and flexibility while maintaining system security", AEI-CIGRE, Padova, Italy, 4-5 october 2001.

## FREQUENCY REGULATION IN CIRCUMSTANCES OF OPEN ELECTRIC ENERGY MARKET

In this paper the aspects of frequency regulation in circumstances of open electric energy market are described. Liberalisation of electric power sector turns down the monopoly structure of electric power utilities and the price of electric energy is determined based on offer and demand in competitive surroundings in order to increase the sector efficiency. The system operator has a key role in electric power system control. Frequency regulation is one of the main services of the electric power system realised by the system operator using primary, secondary and tertiary frequency regulation. Frequency quality can be realised by continuous energy reserve necessary for regulation. Special attention goes to the criteria of tertiary regulation reserve (minute reserve) that can be rotating or cold, handy or automatic. In that sense continuous monitoring of frequency quality is needed, assurance of the necessary reserve and follow up of consumption increase in the system with corresponding arrangement of rotating speed regulation in the plants.

## FREQUENZREGELUNG IN DEN BEDINGUNGEN DES OFFENEN MARKTES DER ELEKTRISCHEN ENERGIE

Dargestellt im Artikel ist der Fragenbereich der Frequenzregelung in den Bedingungen eines offenen Marktes der elektrischen Energie. Durch die Freistellung des Strommarktes bricht die monopolistische Struktur von Elektrizitätswirtschaftlichen Unternehmen zusammen, und die Strompreise werden auf Grund von konkurrenzgeprägtem Angebot und Nachfrage gestaltet, mit dem Ziel die Leis-