

Marina Čavlović  
HEP ODS d.o.o.  
[marina.cavlovic@hep.hr](mailto:marina.cavlovic@hep.hr)

Ante Marušić  
Fakultet elektrotehnike i računarstva Zagreb  
[ante.marusic@fer.hr](mailto:ante.marusic@fer.hr)

## NAPREDNO PODFREKVENCIJSKO RASTEREĆENJE U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI S DISTRIBUIRANIM IZVORIMA

### SAŽETAK

Podfrekvencijsko rasterećenje je propisani mehanizam stabilizacije frekvencije u cilju sprječavanja raspada elektroenergetskog sustava zbog deficita radne snage u sustavu. Pri tome dolazi do automatskog isključenja tereta prema planu podfrekvencijskog rasterećenja (PPR) koji izrađuje HOPS u suradnji s HEP ODS-om. PPR koji se odnosi na distribucijsku mrežu podrazumijeva isključenje ili pojedinih SN izvoda i/ili transformatora u TS na sučelju prijenosa i distribucije, kako bi se isključenjem ciljanog dijela tereta kontrolirano rasteretio sustav. Međutim, s porastom udjela distribuirane proizvodnje u distribucijskoj mreži u sve se većem broju SN izvoda u TS VN/SN pojavljuje dominacija proizvodnje nad potrošnjom, zbog čega se ovi izvodi ponašaju kao izvor, a ne kao teret u mreži, te je njihovo isključenje radi rasterećenja kontraproduktivno. Najjednostavnija mjera za sanaciju ovog stanja je alociranje isklopa na izvod/transformator bez distribuiranih izvora (DI). Međutim, u jednom će trenutku ponestati izvoda bez DI. Tada će biti nužno razviti nove mjere. U radu je opisano osam stupnjeva automatizacije provedbe podfrekvencijskog rasterećenja u mreži s DI. Rad daje i minimalne tehničke zahtjeve na opremu nužnu za provedbu podfrekvencijskog rasterećenja za svaki od opisanih osam stupnjeva automatizacije.

**Ključne riječi:** podfrekvencijsko rasterećenje, plan podfrekvencijskog rasterećenja, napredno podfrekvencijsko rasterećenje, distribucijska mreža, distribuirani izvori

## SMART UNDER-FREQUENCY LOAD SHEDDING IN DISTRIBUTION NETWORK WITH DISTRIBUTED GENERATION

### SUMMARY

Under-frequency load shedding is a prescribed frequency stabilization mechanism to prevent disruption of the power system due to the active power deficit in the power system. The automatic load shedding is implemented according to the plan of the under-frequency load shedding (UFLS) produced by TSO in cooperation with DSO. UFLS that relate to the distribution network imply the exclusion of individual MV feeders and/or transformers in the TS on the transmission and distribution interface in order to unload the system by controlled exclusion of the targeted part of the load. However, with the increase of distributed generation (DG) influence in the distribution network, many MV feeders in HV/MV substations become production dominated, acting as a source rather than a load in the network. The simplest solution is to disconnect the feeder / transformer without DG. In this paper, eight levels of control mechanism of UFLS will be described. Paper gives the minimum technical requirements for equipment needed for the implementation of UFLS for each elaborated level of control mechanism.

**Key words:** under-frequency load shedding, plan of the under-frequency load shedding, smart under- frequency load shedding, distribution network, distributed generation

## 1. UVOD

Neravnoteža između proizvodnje i potrošnje djelatne snage u elektroenergetskom sustavu (EES) uzrokuje odstupanje frekvencije od nazivne vrijednosti, koje može dovesti, ako se ne provedu odgovarajuće mjere, do raspada elektroenergetskog sustava. Raspad sustava podrazumijeva kaskadno urušavanje sustava tijekom kojeg dolazi do sukcesivnog sigurnosnog isključivanja dijelova mreže, sve dok se sustav ne razgradi, a tokovi snaga u sustavu budu prekinuti, što dovodi do prekida opskrbe kupaca i nemogućnosti preuzimanja energije od proizvođača. Ponovna uspostava sustava nakon raspada složen je i dugotrajan postupak, kojim se postupno ponovno opterećuje sustav i ponovno uspostavljaju tokovi snaga unutar sustava, uz imperativ održavanja ravnoteže između raspoložive djelatne snage i potrošnje tijekom čitavog postupka, radi očuvanja stabilnost sustava. Mjera, koja može spriječiti prijeteci raspad elektroenergetskog sustava, je brzo rasterećenje sustava.

Zadaća podfrekvencijskog rasterećenja je smanjenje potrebne djelatne snage do razine trenutno raspoložive djelatne snage u cilju uravnoteženja djelatne snage kada veliki poremećaj prouzroči značajan pad frekvencije u elektroenergetskom sustavu. Aktivacija podfrekvencijskog rasterećenja posljednja je automatizirana mjera povezana s padom frekvencije čija je zadaća ponovno uravnoteženje sustava.

Budući da količina preopterećenja nije poznata u trenutku nastanka poremećaja, teret se isključuje u stupnjevima dok se frekvencija ne stabilizira. Glavna značajka podfrekvencijskog rasterećenja je brzina izvođenja, s ciljem da se pad frekvencije zaustavi prije nego što nastupi opasno stanje koje može dovesti do raspada elektroenergetskog sustava. Plan podfrekvencijskog rasterećenja (PPR) trebao bi imati sljedeće značajke [1], [2]:

- treba izbjegavati nepotrebna isključenja,
- sustav zaštite mora biti pouzdan jer bi njegov neispravan rad mogao dovesti do raspada cijelog elektroenergetskog sustava,
- količina tereta koju treba isključiti uvijek mora biti najmanja moguća, ali u svakom slučaju dovoljna za vraćanje stabilnosti mreže i izbjegavanje dostizanja minimalne dopuštene frekvencije.

U dosadašnjoj svjetskoj praksi primjenjuju se različite tehnike podfrekvencijskog rasterećenja. Tri glavne kategorije planova rasterećenja su: tradicionalno, polu-prilagodljivo i prilagodljivo (adaptivno).

Tradicionalno rasterećenje je najčešće jer je jednostavno i ne zahtijeva sofisticirane releje, kao što su releji koji detektiraju brzinu promjene frekvencije. U sklopu takvog plana isključuje se određena količina tereta kada frekvencija sustava padne ispod određenog praga. Ovo prvo djelovanje može biti nedovoljno, pa se u tom slučaju, ako frekvencija zadrži trend sniženja, aktiviraju daljnji stupnjevi rasterećenja. Vrijednosti frekvencijskih pragova i relativnih količina tereta koje će se isključiti određuju se unaprijed, na temelju iskustva i simulacija.

Polu-prilagodljivi plan rasterećenja predstavlja unapređenje, jer koristi stopu smanjenja frekvencije kao mjeru manjka proizvodnje. Aktivacija ovog plana ovisi o brzini promjene frekvencije (ROCOF) kada promjena frekvencije sustava dosegne određeni prag. Prema ovoj vrijednosti isključuje se određeni dio tereta. To znači da se u okviru ovog plana provjerava brzina pada frekvencije pri kojoj je prag prekoračen: što je veća brzina, veći dio tereta se isključuje.

Sljedeće poboljšanje u podfrekvencijskom rasterećenju je takozvana prilagodljiva metoda koja koristi derivaciju frekvencije, a pragovi su promjenjivi i temelje se na dinamičkom modelu frekvencijskog odziva sustava.

Ponekad se raspad sustava može spriječiti kontroliranim razdvajanjem sustava na više otoka zajedno s aktiviranjem dodatne proizvodnje sa ili bez aktiviranja podfrekvencijskog rasterećenja.

Primjena odgovarajućeg plana podfrekvencijskog rasterećenja zahtijeva dobro poznavanje svojstava elektroenergetskog sustava, kao što su dinamičke značajke proizvodnje i potrošnje, najčešća uklopna stanja sustava te udio distribuiranih proizvodnih jedinica u distribucijskoj mreži.

## 2. MEĐUZAVISNOST FREKVENCIJE I DJELATNE SNAGE

Najveći nedostatak električne energije je da se ne može uskladištiti u količinama koje bi bile dovoljne za energetske potrebe korisnika. Zbog stalne vremenske promjenljivosti potrošnje električne energije i zbog nepredvidljivih događaja, potrebno je stalno održavati stabilnost EES-a regulacijom proizvodnje tako da ona bude jednaka potrošnji. Posljedica neravnoteže između snage potrošnje i

produkcije je odstupanje frekvencije od njene nazivne vrijednosti. Veliki broj trošila je osjetljiv na promjene frekvencije, posebno na njene uzastopne brze promjene, pa je zbog toga potrebno frekvenciju održavati konstantnom, uz određene tolerancije za prijelazne i trajnije poremećaje [5], [8].

Brzina promjene i stupanj sniženja frekvencije ovise o iznosu nastalog manjka snage u sustavu, konstanti tromosti EES-a, raspoloživoj rotirajućoj rezervi i sumarnoj regulacijskoj energiji sustava. Za učinkovitu primjenu podfrekvencijskog rasterećenja neophodno je istražiti brzinu pada frekvencije za različite vrijednosti pomanjkanja djelatne snage.

Smanjenje frekvencije u ovisnosti o iznosu preopterećenja  $P_U$ , za različite regulacijske energije  $K_p$  (MW/Hz), te različite konstante tromosti  $H$  (MWs/MVA) izračunava se prema sljedećem izrazu, gdje je  $f_0$  nazivna frekvencija sustava:

$$f_u = f_0 \cdot \left( \frac{1 + \frac{K_p - 1}{K_p} \cdot P_U}{1 + P_U} \right) \quad (1)$$

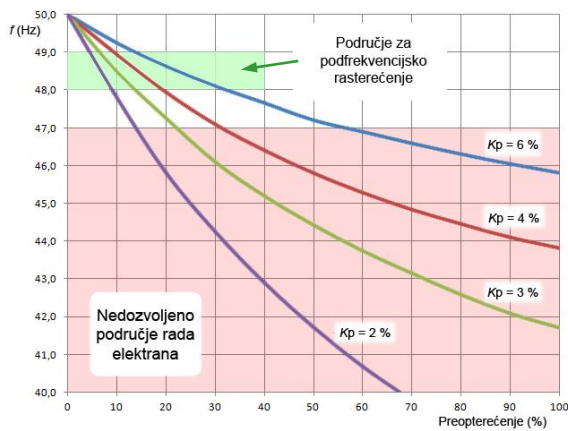
U svakom podsustavu potrebno je odrediti maksimalno preopterećenje u slučaju kojeg se taj podsustav može spasiti od sloma frekvencije pomoću rasterećenja. Potrebno rasterećenje  $P_D$  može se, za minimalno dozvoljenu frekvenciju  $f$  izračunati iz sljedećeg izraza prikazanog u p.u. vrijednostima:

$$P_D = \frac{\frac{P_U}{1 + P_U} - K_p \cdot \left(1 - \frac{f}{f_0}\right)}{1 - K_p \cdot \left(1 - \frac{f}{f_0}\right)} \quad (2)$$

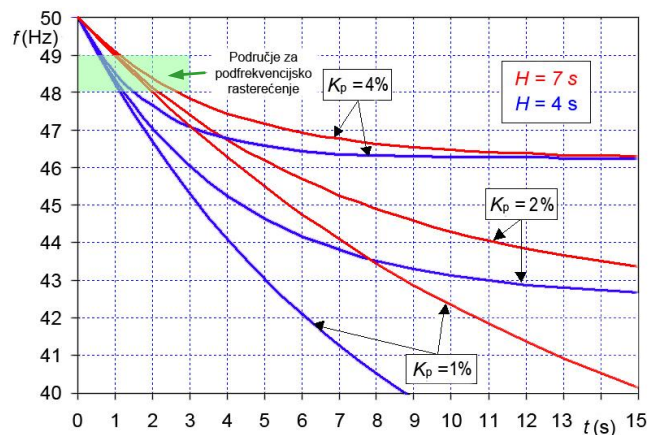
Vremenska promjena frekvencije računa se prema pojednostavljenom izrazu u kojem nije uzeto u obzir postojanje rotirajuće rezerve u sustavu:

$$\Delta f = \frac{\Delta p}{K_p} \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_p}}\right), \quad T_p = \frac{2H}{K_p} \quad (3)$$

u kojem su manjak djelatne snage u sustavu  $\Delta p$  i regulacijska energija  $K_p$  zadani u p.u. vrijednostima. Promjene frekvencije EES za različite vrijednosti preopterećenja, različite regulacijske energije te različite vremenske konstante sustava predočene su na slikama 1 i 2. Iz njih je vidljivo da se pri nižim vrijednostima preopterećenja i većim vremenskim konstantama sustava u kratkom vremenskom intervalu frekvencija zadržava iznad 48 Hz, što omogućava stabilizaciju sustava kada se primijeni podfrekvencijsko rasterećenje.



Slika 1. Promjena frekvencije EES za različita preopterećenja



Slika 2. Vremenska promjena frekvencije EES za preopterećenje od 30 %

### **3. MEHANIZMI REGULACIJE FREKVENCIJE U ELEKTROENERGETSKOM SUSTAVU**

Odstupanje frekvencije od nazivne vrijednosti je pokazatelj nestabilnosti sustava, tj. neravnoteže između raspoložive i potrebne djelatne snage. U slučaju manjka raspoložive snage u sustavu frekvencija pada (preveliki teret koči sustav i on usporava), dok u slučaju viška raspoložive snage (dakle, manjka tereta) frekvencija raste (uz nedostatan teret sustav ubrzava). Održavanje stabilnosti sustava svodi se na održavanje frekvencije na nazivnoj vrijednosti (50 Hz). Mehanizmi održavanja frekvencije su primarna, sekundarna i tercijarna regulacija.

Primarna regulacija provodi se automatskim regulacijskim djelovanjem na razini EES-a sa sekundnim odzivom djelatne snage, a obuhvaća djelovanje turbinskih regulatora brzine vrtnje, odnosno regulatora frekvencije, nakon odstupanja frekvencije od nazivne ili zadane vrijednosti, zbog neravnoteže između proizvodnje i potrošnje u sinkrono povezanoj mreži ili u otočnom pogonu. Sve elektrane priključene na prienosnu mrežu sudjeluju u primarnoj regulaciji.

Sekundarna regulacija frekvencije i snage razmjene je regulacija frekvencije na razini EES-a s minutnim odzivom radi održavanja željene snage razmjene i frekvencije u interkonekciji, odnosno održavanja frekvencije u izoliranom pogonu regulacijskog područja ili dijela EES-a, a ostvaruje se posredstvom regulatora regulacijskog područja ili EES-a koji djeluje preko sustava regulacije brzine vrtnje generatora i grupnih regulatora djelatne snage elektrane, ako su instalirani u elektranama s više generatora. Sekundarna regulacija (pomoćna usluga elektrana) mora preuzeti djelovanje od primarne regulacije najkasnije 30 sekundi nakon pojave odstupanja između proizvodnje i potrošnje, odnosno kada se završi aktiviranje primarne regulacije, čak i u najtežim uvjetima koji se pretpostavljaju za predmetni poremećaj.

Tercijarna regulacija frekvencije i snage razmjene je regulacija djelatne snage na razini elektroenergetskog sustava kojom se automatski ili ručno korigira planirani rad elektrana tako da se osigura potrebna rezerva sekundarne regulacije. Tercijarna rezerva mora biti aktivirana u punom opsegu u roku od 15 minuta od naloga operatora prienosnog sustava.

Kada opisani mehanizmi regulacije frekvencije nisu dovoljni i unatoč njima frekvencija i dalje pada zaključuje se da raspoložive djelatne snage (iz domaće proizvodnje ili iz interkonekcije) nema dovoljno da bi se mogla opskrbiti sva potrošnja i tako uspostaviti ravnoteža u sustavu. U tom trenutku stabilnost sustava je već toliko ugrožena da počinje sigurnosno razdvajanje cjelovitog EES-a (interkonekcije) na manje cjeline, kako bi te manje cjeline lokalno poduzimale daljnje mjere s ciljem sprječavanja raspada sustava. Ako se ne može dovoljno povećati raspoloživa djelatna snaga da pokrije trenutnu potrošnju, jedini preostali mehanizam uravnoteženja sustava je smanjiti potrošnju do razine raspoložive djelatne snage i tako stabilizirati sustav, a time i stabilizirati frekvenciju. Ova mjera naziva se podfrekvencijsko rasterećenje. Budući da se ovom mjerom prekida isporuka energije nekim kupcima, ona se primjenjuje isključivo nakon što su iscrpljeni svi drugi mehanizmi. Isključeni kupci pritom jesu izvjesne kolateralne žrtve očuvanja stabilnosti sustava, ali alternativa je čak i njima znatno lošija. Primjenom ove mjere prekid opskrbe kojem su izloženi isključeni kupci znatno je kraćeg trajanja od prekida koji bi nastupio zbog raspada sustava koji je neizbježan u slučaju neprovođenja podfrekvencijskog rasterećenja.

Podfrekvencijsko rasterećenje je propisani mehanizam stabilizacije frekvencije, kao posljednja mjera u cilju sprječavanja raspada elektroenergetskog sustava. Podfrekvencijskim rasterećenjem namjerno se isključuje kupce, da bi se smanjilo opterećenje sustava i uspostavila ravnoteža. U RH [3] podfrekvencijsko rasterećenje se primjenjuje tek u izoliranom pogonu (nakon što se interkonekcija podijelila na više odvojenih mreža), kada je podfrekvencijsko rasterećenje nedvojbeno jedina preostala mjera za sprječavanje raspada sustava.

### **4. PLAN PODFREKVENCIJSKOG RASTEREĆENJA**

#### **4.1. Propisi**

Plan podfrekvencijskog rasterećenja propisan je u Mrežnim pravilima prienosnog sustava [3], koja su usklađena s europskom regulativom i pravilima ENTSO-E [10]. Oba akta su donesena u drugoj polovini 2017. godine.

Prilikom pada frekvencije na 49,20 Hz nastupa stanje poremećenog pogona mreže. Pri daljnjem padu frekvencije sustav se može podijeliti na više odvojenih mreža koje daljnji raspad sprječavaju podfrekvencijskim rasterećivanjem. Pri tome, bez prethodne obavijesti, dolazi do automatskog isključenja

tereta prema planu podfrekvencijskog rasterećenja (PPR) [3]. Ovim planom se sprječava potpuni ili djelomični raspad EES-a dok je u izoliranom pogonu. Mrežna pravila [3] propisuju da se potpuni ili djelomični raspad hrvatskog elektroenergetskog sustava u izoliranom pogonu sprječava planom podfrekvencijskog rasterećenja u šest stupnjeva (tablica 1).

Tablica 1. Plan podfrekvencijskog rasterećenja

Stupanj	Proradna frekvencija (Hz)	Rasterećenje (%)	Ukupno rasterećenje (%)
0	49,20		Isključivanje reverzibilnih elektrana koje preuzimaju energiju iz mreže
I.	49,00	5	5
II.	48,80	10	15
III.	48,60	10	25
IV.	48,40	10	35
V.	48,20	10	45
VI.	48,00	5	50
VII.	47,50		Odvajanje elektrana od mreže i prijelaz u otočni pogon, prijelaz na vlastitu potrošnju ili u prazni hod

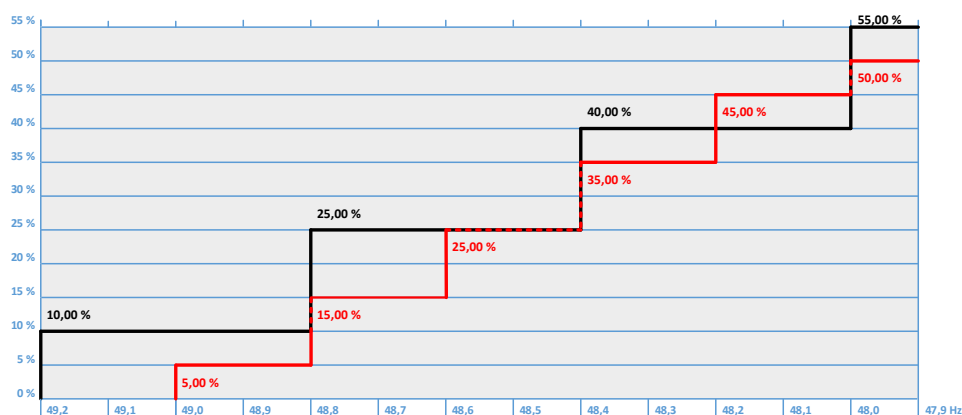
Dakle, propisano je da, ovisno o padu frekvencije, sustav bude sukcesivno rasterećivan od 5% do najviše 50%, a da u pojedinom koraku rasterećenje ne prelazi 10%.

#### 4.2. Oblikovanje plana podfrekvencijskog rasterećenja

Aktualni PPR u odnosu na dosadašnji, propisan „starim“ Mrežnim pravilima elektroenergetskog sustava [9] uvodi više stupnjeva (6 umjesto 4), s ciljem osjetljivijeg odziva podfrekvencijskog rasterećenja (slika 3).

Ovakav iskorak posljedica je brojnih provedenih analiza, od analiza izvješća o raspadima sustava (posljednji veliki raspad europskog EES-a dogodio se 2006. godine) do analiza djelotvornosti različitih scenarija podfrekvencijskog rasterećenja [4].

Podfrekvencijsko rasterećenje provodi samo u rasponu od 49 do 48 Hz. Dakle, prvi stupanj aktivira se na 49 Hz, a posljednji na 48 Hz. Raspon od 50 do 49 Hz, dakle, od nazivne frekvencije do prorade podfrekvencijskog rasterećenja, ostavljen je da bi se iz primarnih rezervi (primarnom regulacijom) pokušalo pokriti deficit djelatne snage i tako stabiliziralo frekvenciju. Nadalje, ovaj se raspon (od 50 do 49 Hz) može smatrati i izvjesnom zonom neosjetljivosti podfrekvencijskog rasterećenja, kojom se ostavlja manevarski prostor operatoru prijenosnog sustava da sam sanira eventualna odstupanja frekvencije zbog dodatne neravnoteže koja se može pojaviti u sustavu [4].



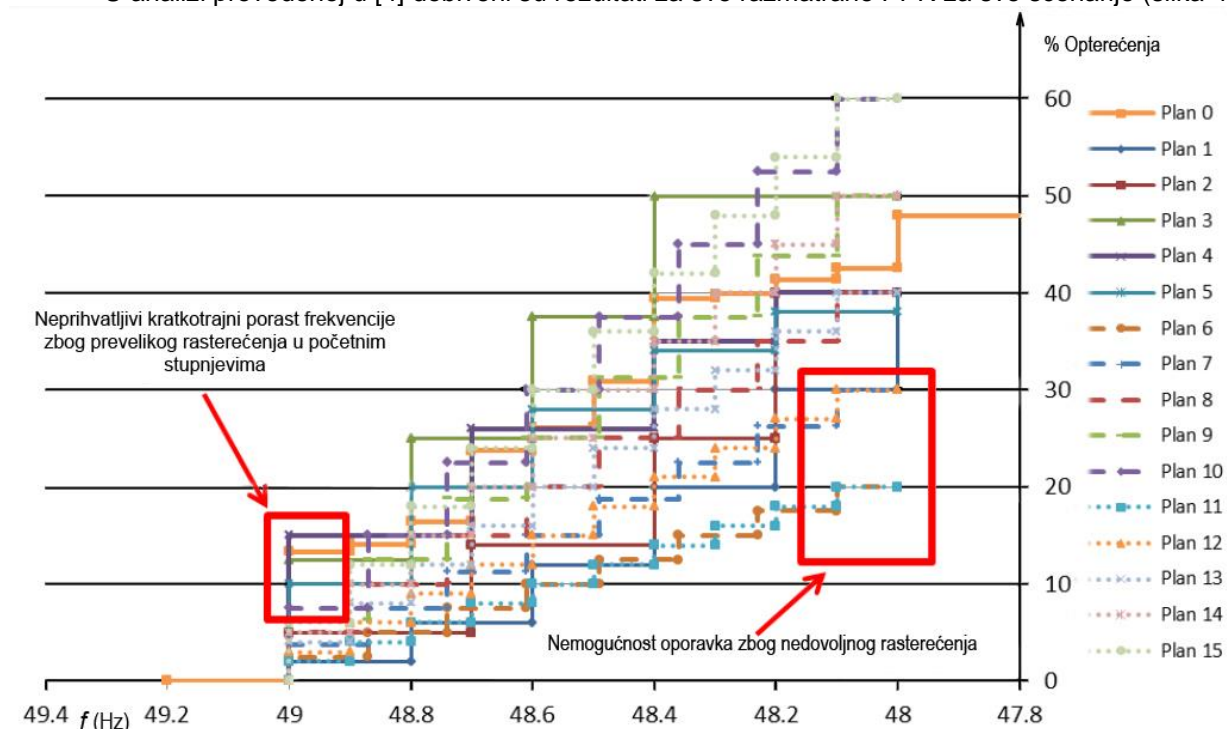
Slika 3. Stupnjevi podfrekvencijskog rasterećenja po starim (crno) i aktualnim (crveno) mrežnim pravilima

Odabirom aktivacije posljednjeg stupnja na 48 Hz stvara se prozor od 1 Hz (između 49 i 48 Hz) za istraživanje prijelazne pojave i za stabiliziranje frekvencije nakon djelovanja podfrekvencijskog rasterećenja. Ispod 48 Hz postoji još izvjesna margina od oko 0.5 Hz unutar koje proizvodne jedinice još mogu raditi i gdje još postoji nada da bi se mogle oporaviti bez ispada iz pogona [4].

S ciljem utvrđivanja optimalnog PPR u [4] provedena je složena analiza 15 različitih PPR, uz analizu nultog PPR (postojeće stanje). Analiziran je odziv frekvencije sustava na različite razine neravnoteže raspoložive i potrebne djelatne snage u sustavu, u koju svrhu je simuliran gubitak raspoložive djelatne snage od 1 do 60%, a svaki PPR je promatran u 4 karakteristična scenarija:

1. visoka potrošnja bez proizvodnje iz distribuiranih izvora (DI),
2. visoka potrošnja s visokom proizvodnjom iz DI,
3. niska potrošnja bez DI te
4. niska potrošnja s visokom proizvodnjom iz DI.

U analizi provedenoj u [4] dobiveni su rezultati za sve razmatrane PPR za sve scenarije (slika 4).



Slika 4. Prikaz analiziranih PPR

Slika 4 ukazuje na područja u kojima ukupno rasterećenje predviđeno PPR-om, ima negativan utjecaj na stabilnost sustava. PPR koji se temelji na značajnom rasterećenju (ukupno preko 50%) dovodi pri relativno malom deficitu snage (u prvom stupnju podfrekvencijskog rasterećenja) do prenatlog rasterećenja i time može prouzročiti porast frekvencije iznad 50,2 Hz te na taj način dovesti sustav u nestabilno stanje u području nadfrekvencije. Nasuprot tomu, PPR koji se temelji na blagom rasterećenju (ukupno ispod 40%) u slučaju značajnog deficita snage (pri frekvenciji bliskoj 48 Hz), imat će nedostatan iznos rasterećenja, pa će frekvencija ostati preniska i neće doći do oporavka sustava. Stoga se zaključuje da je prihvatljivi raspon ukupnog rasterećenja između 40% i 50% ukupnog opterećenja sustava. Analizom je potvrđeno da je prihvatljivo rasterećenje u pojedinom stupnju maksimalno 10%.

Dobiveni rezultati su vrednovani po kriterijima prikazanim u tablici 2. Pritom se konačnom frekvencijom smatra frekvencija izmjerena u  $t=40$  s. Primjer rezultata za svaku vrstu ocjene dat je na slikama 5, 6 i 7 [4].

Tablica 2. Kriteriji za vrednovanje PPR

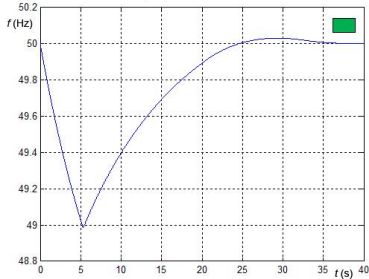
Ocjena	Konačna frekvencija (raspon) (Hz)	Max. kratkotrajni porast frekvencije (Hz)
<span style="color: green;">■</span> prihvatljivo	49.9 - 50.1	< 50,2
<span style="color: yellow;">■</span> kritično	49,2 - 49,9 ili 50,1 - 50,2	≥ 50,2
<span style="color: red;">■</span> neprihvatljivo	< 49,2 ili >50,2	> 50,2

Prihvatljiva ocjena daje se za idealno podfrekvencijsko rasterećenje. Kritičnim se smatra odziv prihvatljiv u nuždi, iako on ne jamči uvijek potpuni oporavak i stoga traži dodatne aktivnosti radi



rasterećenja ili povećanje proizvodnje. Neprihvatljivim se smatra PPR koji ne dovodi do oporavka frekvencije ili koji uzrokuje neprihvatljivo visok kratkotrajni porast frekvencije zbog prevelikog rasterećenja.

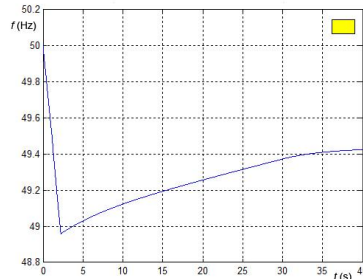
Teret 440 GW, nedostaje 5% (22 GW),  
PPR do 40% u 4 stupnja



Rasterećenje 22 GW u 1 stupnju

Slika 5. Ispravan odziv, u skladu s očekivanjima

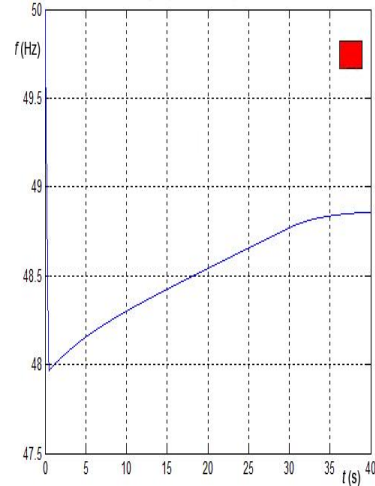
Teret 440 GW, nedostaje 5% (22 GW),  
PPR do 40% u 4 stupnja



Rasterećenje 22 GW u 1 stupnju

Slika 6. Niska konačna frekvencija

Teret 220 GW, nedostaje 40% (88 GW),  
PPR do 40% u 4 stupnja



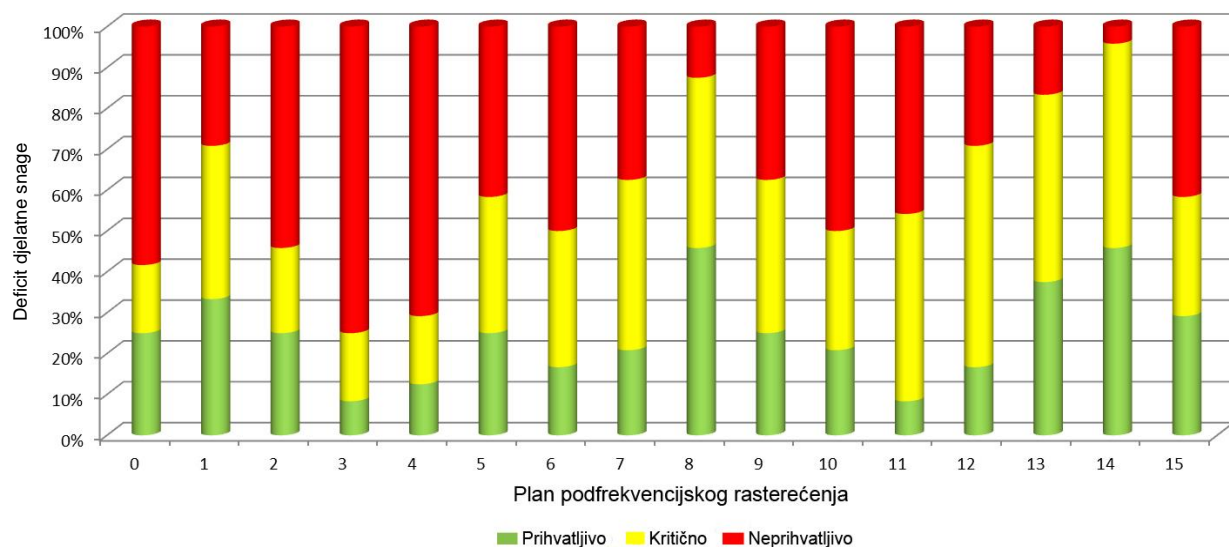
Rasterećenje 88 GW u 4 stupnja

Slika 7. Preniska konačna frekvencija

Vrednovanje rezultata svih simuliranih PPR-ova (slika 8) ukazuje da je najdjelotvorniji PPR broj 14 jer ima najuži opseg neprihvatljivog odziva, dok je prvi slijedeći PPR broj 8. Oba predviđaju maksimalno rasterećenje između 40% i 45%.

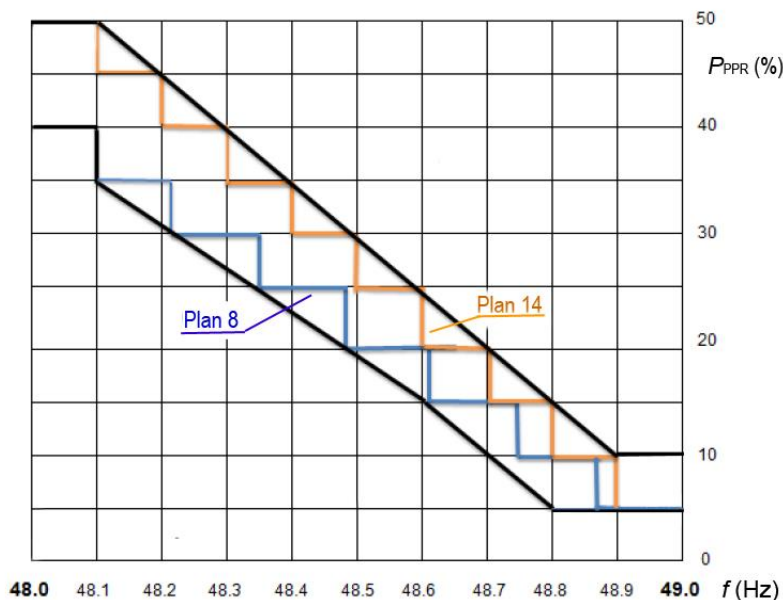
Temeljem provedenih analiza utvrđuje se u [4] da je maksimalni iznos rasterećenja po pojedinom operatoru prijenosnog sustava 50% referentnog opterećenja sustava, dok je minimalni iznos 40%.

Slika 9 prikazuje „dopušteno područje“ unutar kojeg se očekuje odziv sustava pri podfrekvencijskom rasterećenju. Crnom krivuljom označena je granica maksimalnog rasterećenja, uvažavajući da pojedini korak rasterećenja mora biti od 5 do 10%.



Slika 8. Vrednovanje rezultata 16 simuliranih planova podfrekvencijskih rasterećenja

Broj stupnjeva i iznos ukupnog rasterećenja odabran je s ciljem izbjegavanja prevelikog rasterećenja ili stagnacije frekvencije na malim vrijednostima. Ciljana idealna frekvencija sustava nakon provedbe podfrekvencijskog rasterećenja trebala bi biti unutar pojasa  $\pm 200$  mHz oko 50 Hz, ali to nije moguće niti ostvarivo u svim analiziranim slučajevima. Daljnjom analizom utvrđeno je da ne smije biti više od 6 stupnjeva rasterećenja po pojedinom operatoru prijenosnog sustava. Dakle, ako je premašen maksimalni dopušteni iznos pojedinog stupnja, operator mora povećati broj stupnjeva kako bi PPR uskladio s pravilima.



Slika 9. Praktične granice podfrekvencijskog rasterećenja

#### 4.3. Operativna provedba plana podfrekvencijskog rasterećenja

Za stabilnost sustava, pa stoga i za održanje frekvencije unutar propisanih granica, odgovoran je operator prijenosnog sustava. Međutim, HOPS nema dovoljno svojih korisnika mreže da bi mogao provesti plan podfrekvencijskog rasterećenja. Stoga se rasterećenje provodi i isključenjem tereta u distribucijskoj mreži. Zato PPR utvrđuje HOPS u suradnji s HEP ODS-om.

PPR koji se odnosi na distribucijsku mrežu predviđa isključenje pojedinih SN izvoda i/ili transformatora u TS na sučelju prijenosa i distribucije (TS VN/SN), kako bi se isključenjem ciljanog dijela tereta kontrolirano rasteretio sustav. PPR određuje način rasterećenja, tj. za svaki stupanj rasterećenja definira strujne krugove koji moraju biti isključeni da bi se postigao ciljani postotak rasterećenja. PPR se realizira automatski. Podfrekventna zaštita u TS VN/SN automatski aktivira rasterećenje trenutnim isklupom pojedinih vodnih ili transformatorskih polja ili grupe polja u skladu s PPR.

PPR je jedan od prvih iskoraka u automatsko upravljanje u EES-u i u uspješnoj primjeni je već desetljećima. Međutim, s porastom udjela distribuirane proizvodnje u distribucijskoj mreži u sve se većem broju SN izvoda u TS VN/SN pojavljuje dominacija proizvodnje nad potrošnjom, zbog čega se ovi izvodi ponašaju kao izvor, a ne kao teret u mreži. Ako su oni obuhvaćeni PPR-om, njihov isklup bit će kontraproduktivan, jer će umjesto rasterećenja prouzročiti gubitak raspoložive djelatne snage. U novije vrijeme proizvodnja DI premašuje potrošnju trafopodručja, pa postoje i transformatori VN/SN u kojima se u normalnom pogonu okreće smjer toka snage, te se pojne TS VN/SN sada ponašaju kao izvor prema prijenosnoj mreži. Isključenje takvih „izvora“ po naslijeđenim PPR-ovima dodatno pogoršava okolnosti u mreži koja je već u poremećenom pogonu i suočava se s rizikom raspada sustava.

### 5. STUPNJEVI AUTOMATIZACIJE PODFREKVENCIJSKOG RASTEREĆENJA

Trenutno se primjenjuje PPR koji je donesen prije pojave DI. Nije sustavno riješen mehanizam alociranja isklopa na izvode/transformatore s nedominantnom proizvodnjom. Prilikom isklopa ne prati se niti smjer snage u isključivanom vodu, niti u nadređenom transformatoru (slika 10).



Najjednostavnija mjera za sanaciju ovog stanja je propisivanje mehanizma kojim bi se nakon prvog priključenja DI na vod x provjeravalo je li vod x obuhvaćen PPR, te, ako jest, trajno alocirati nalog za isklon na vod u kojem nema priključenih DI. Međutim, to rješenje je primjenjivo samo u početnoj fazi integracije DI, dok još postoji dovoljno izvoda bez DI. Ova početna faza u pojedinim dijelovima distribucijske mreže u RH je na izmaku, te je nužno razraditi novi pristup podfrekvencijskom rasterećenju.

U sljedećoj fazi bit će neizbježno PPR obuhvatiti i vodove s DI. Tada će biti nužno prije podfrekvencijskog rasterećenja provjeriti smjer toka snage, te u slučaju uzlaznog smjera snage u vodnom polju (VP) blokirati isklon (slika 11), jer bi isklon u tom slučaju bio kontraproduktivan (vod se ponaša kao izvor, a isklon izvora dodatno bi srušio frekvenciju).

Kada se dodatno poveća udio vodova s DI u PPR bit će nužno pratiti učestalost blokada isklopa, kako bi se identificirao trenutak u kojem se mora povećati broj vodova u PPR-u kako bi se postigla tražena razina rasterećenja. Tada će biti potrebno uvesti u kronološki regulator događaja (KRD) podatak o aktiviranju blokade isklopa podfrekvencijskog rasterećenja (slika 12).

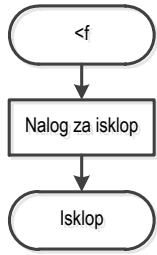
S dodatnim povećanjem udjela DI u mreži dolazit će do okretanja smjera toka snage u nadređenom energetsom transformatoru (u TS 110/x kV). Pri analizi mogućnosti priključenja DI provjerava se opterećenost transformatora za uzlazni smjer snage pri maksimalnoj proizvodnji i istodobnom minimalnom konzumu u normalnom pogonu. Međutim, ne provjerava se dolazi li do preopterećenja transformatora za slučaj dodatnog smanjenja konzuma zbog podfrekvencijskog rasterećenja. U takvom slučaju (zbog preopterećenja u uzlaznom smjeru) zaštita od preopterećenja isključila bi transformator koji se tada ponaša kao značajni izvor, što je kontraproduktivno. Stoga je u takvom stupnju dominacije DI nužno blokirati isklon voda i u slučaju prijetjećeg preopterećenja nadređenog energetsog transformatora (slika 13).

Daljnijim povećanjem udjela DI u distribucijskoj mreži doći će trenutak u kojem će podfrekvencijsko rasterećenje postati nedjelotvorno zbog brojnih blokada isklopa. Pritom treba uvažiti da bi bez blokada dolazilo do isklopa proizvodnje umjesto potrošnje, što bi stvorilo još teže posljedice (dodatni pad frekvencije). U tom je slučaju moguća daljnja mjera: u slučaju blokade isklopa zbog uzlaznog smjera snage u jednom vodu, proslijediti nalog za isklon drugom vodu u istoj TS, te po identičnom principu, u slučaju blokade isklopa drugog voda zbog uzlaznog smjera snage, proslijediti nalog trećem, sve dok ne se ne naiđe na vod koji nema uzlazni smjer snage (slika 14). U tu svrhu potrebno je kreirati listu prioriteta vodova po kojoj će blokada isklopa biti alocirana kao nalog za isklon slijedećem vodu na listi prioriteta. Ako se iscrpe svi vodovi s liste prioriteta ili se blokira isklon zbog uzlaznog smjera snage u nadređenom transformatoru, registrira se neuspješno rasterećenje.

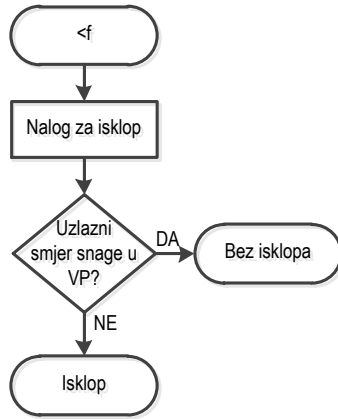
Međutim, takvim alociranjem isklopa na drugi (ili neki daljnji) strujni krug (vod) nepoznatog opterećenja čak i u slučaju uspješnog isklopa još uvijek nije sigurno da je ostvareno traženo rasterećenje predmetne TS. Budući da je u poglavlju 4.2. objašnjeno da preveliko rasterećenje, kao i premalo, vode u daljnu nestabilnost sustava, nužno je ostvariti traženo rasterećenje TS, te se zadano rasterećenje TS uvodi kao funkcija cilja. Stoga se postupak isklopa vodova unutar TS provodi sve dok se ne dostigne ciljano rasterećenje TS (slika 15).

Daljnje unaprjeđenje moguće je postići ako se uvaži da je ciljano rasterećenje TS izraženo kao udio o zadanom ciljanom rasterećenju sustava uglavnom nije konstanta jer ovisi o trenutnom opterećenju sustava. Stoga je moguće izračunati ciljano rasterećenje TS koje se treba računati za svaki stupanj PPR za svaku TS (slika 16). Izračunom se treba uvažiti korelacija između trenutnog opterećenja sustava prije poremećaja i referentnog opterećenja sustava, uvažavajući udio konkretne TS u rasterećenju u pojedinom stupnju. U ovom koraku je nužno povezivanje TS u sustavu podfrekvencijskog rasterećenja s Nacionalnim dispečerskim centrom (NDC), jer je u NDC-u raspoloživa informacija o trenutnom opterećenju sustava, koja je nužna za provedbu PPR na ovom stupnju automatizacije.

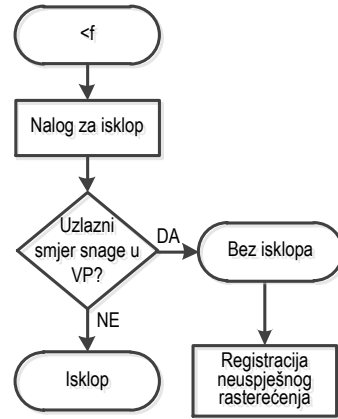
Realna je opcija da ciljano rasterećenje ne bude uvijek ostvareno. Tada se nalog za isklon može alocirati u drugu TS, koja je određena kao pričuvna predmetnoj TS, kako bi se njenim rasterećenjem postiglo ciljano rasterećenje. Analogno, neuspješno rasterećenje druge TS može alocirati nalog za rasterećenje u treću TS, sve dok se ne postigne ciljano rasterećenje (slika 17). Dakako, u ovoj se fazi već postavlja i pitanje adekvatne brzine odziva, jer je nužna komunikacija među transformatorskim stanicama, što predstavlja dodatni izazov.



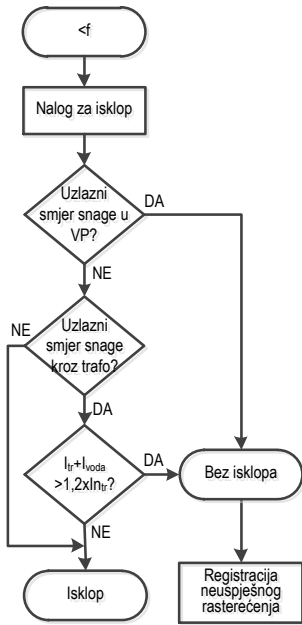
Slika 10. Sadašnje stanje



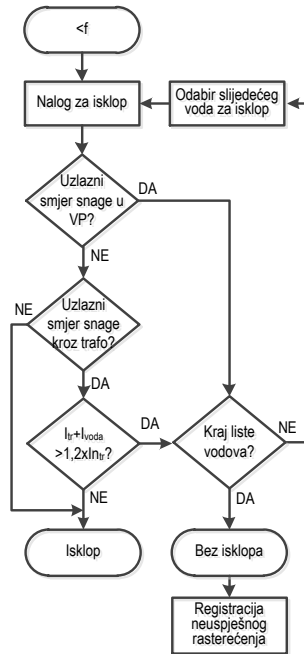
Slika 11. Blokada isklpa u slučaju uzlaznog toka snage



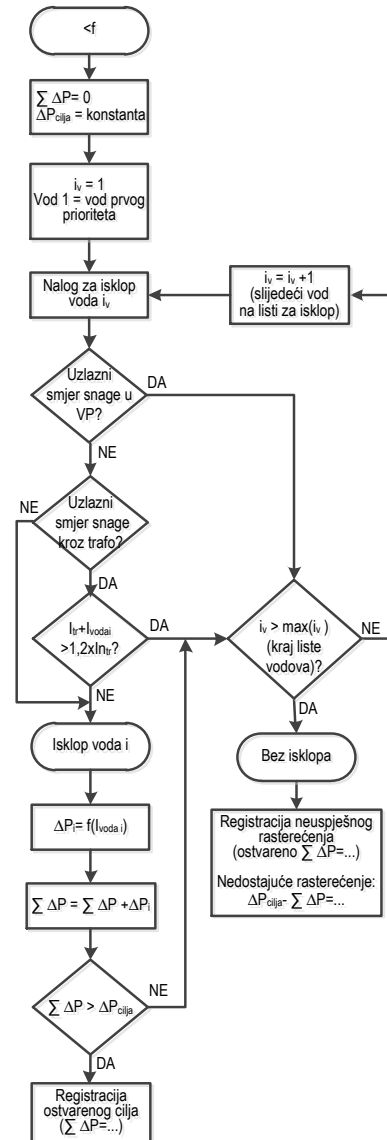
Slika 12. Uvođenje blokade isklpa u kronološki registrator događaja



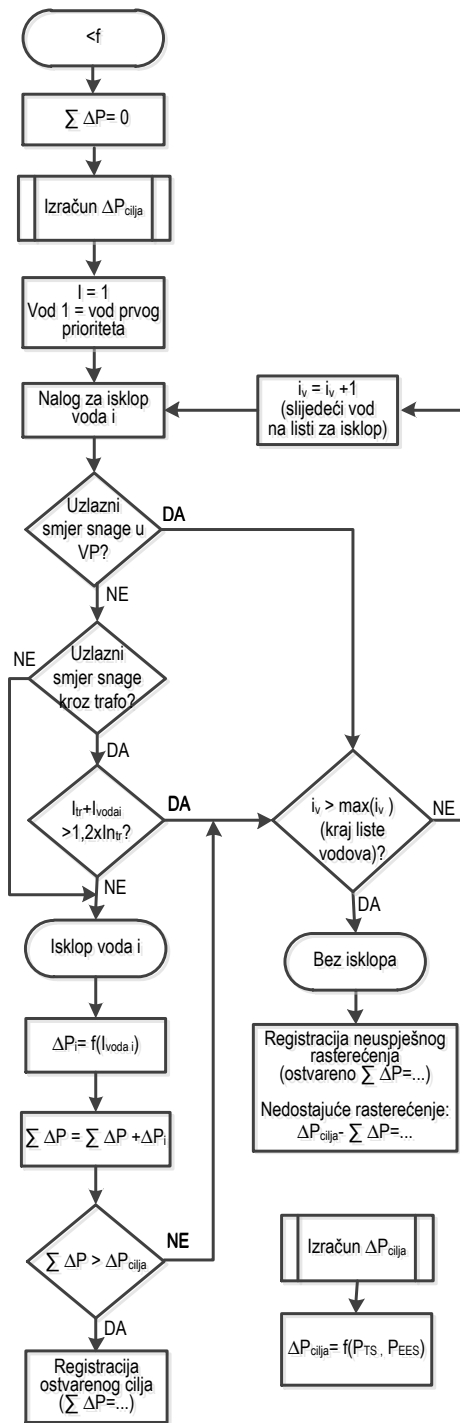
Slika 13. Dogradnja blokade isklpa zbog preopterećenja nadređenog transformatora



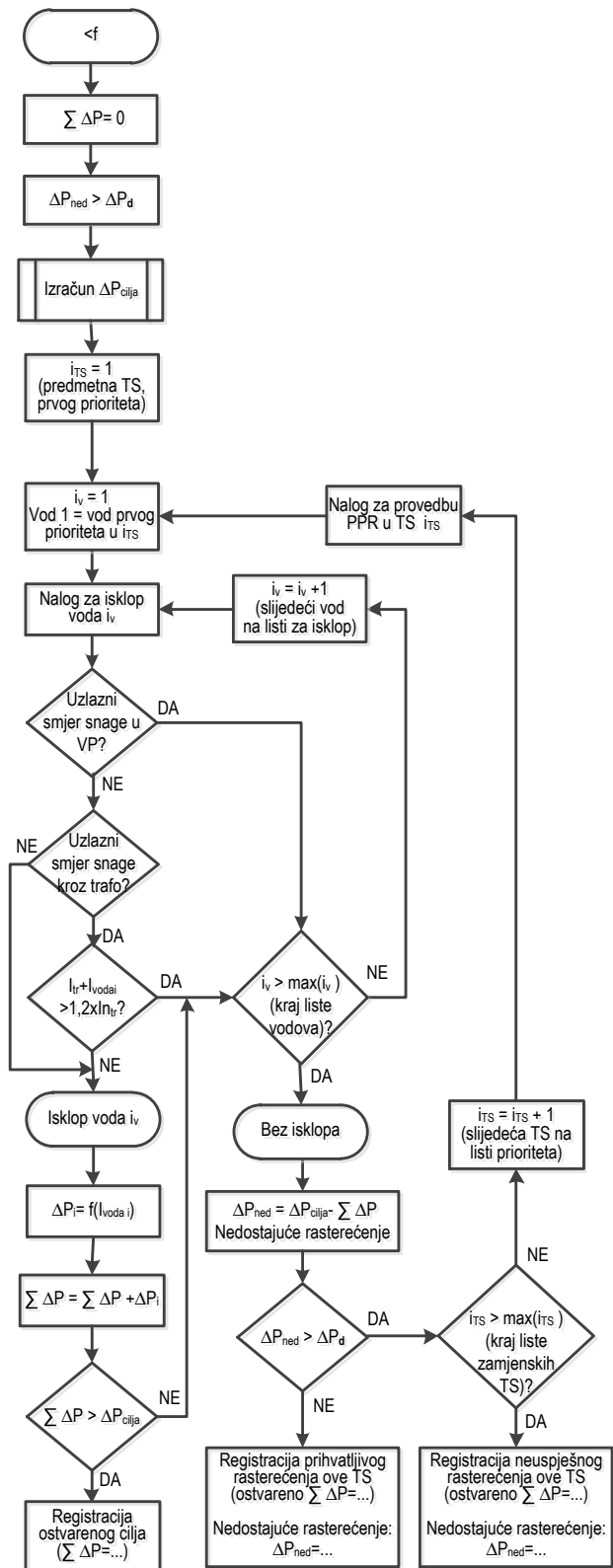
Slika 15. Dogradnja transfera naloga isklpa na slijedeći vod (u slučaju blokade)



Slika 15. Dogradnja isklpa vodova u TS do postizanja ciljanog rasterećenja TS



Slika 16. Dogradnja izračuna ciljanog rasterećenja TS ovisno o zatečenom opterećenju sustava prije poremećaja



Slika 17. Dogradnja iskljopa vodova u pričuvnim TS

Kada se zbog prevelikog udjela DI ni opisanim mjerama ne uspije postići adekvatno rasterećenje, jedino što preostaje je isključenje pojedinih kupaca (slika 18).

Međutim, iskljopom pojedinih kupaca u vodovima s uzlaznim smjerom snage moguće je prouzročiti preopterećenje voda, te će tada zaštita isključiti vod koji se ponaša kao izvor, što je kontraproduktivno. Zbog toga u mreži bogatoj DI isključenju kupaca mora prethoditi kontrola



Tablica 3. Tehnički zahtjevi na opremu u transformatorskim stanicama za različite stupnjeve automatizacije podfrekvencijskog rasterećenja

Stupnjevi automatizacije podfrekvencijskog rasterećenja		Tehnički zahtjevi
0	Sadašnje stanje	Ukupno vrijeme djelovanja PPR $\leq 150$ ms
1	S blokadom isklopa u slučaju uzlaznog smjera snage	Detekcija smjera snage na vodu Ukupno vrijeme djelovanja PPR $\leq 150$ ms
2	S dogradnjom registracija odrade blokade	Detekcija smjera snage na vodu Registracija blokade Vodno polje je u SDV-u
3	S dogradnjom blokade zbog preopterećenja nadređenog energetskog transformatora	Detekcija smjera snage na vodu Detekcija smjera i iznosa snage kroz pripadajući transformator Registracija blokade Komunikacija među terminalima polja unutar iste TS po IEC61850
4	S dogradnjom transfera naloga isklopa na slijedeći vod (u slučaju blokade)	Detekcija smjera snage na vodu Detekcija smjera i iznosa snage kroz pripadajući transformator Registracija blokade Komunikacija među terminalima polja unutar iste TS po IEC61850
5	S dogradnjom isklopa vodova u TS do postizanja ciljanog rasterećenja TS	Detekcija smjera snage na vodu Detekcija smjera i iznosa snage kroz pripadajući transformator Registracija blokade Detekcija $\Sigma\Delta P$ na staničnom PC Komunikacija među terminalima polja unutar iste TS po IEC61850
6	S dogradnjom izračuna ciljanog rasterećenja TS ovisno o trenutnom opterećenju sustava prije poremećaja	Detekcija smjera snage na vodu Detekcija smjera i iznosa snage kroz pripadajući transformator Registracija blokade On-line proračun $\Delta P_{cilja}$ i $\Sigma\Delta P$ na staničnom PC Komunikacija među terminalima polja unutar iste TS po IEC61850 Komunikacija NDC – TS u realnom vremenu
7	S dogradnjom isklopa vodova u pričuvnim TS	Detekcija smjera snage na vodu Detekcija smjera i iznosa snage kroz pripadajući transformator Registracija blokade On-line proračun $\Delta P_{cilja}$ i $\Sigma\Delta P$ na staničnom PC Komunikacija među terminalima polja unutar iste TS po IEC61850 Komunikacija NDC - TS Komunikacija između više TS po IEC61850
8	S dogradnjom isklopa kupaca koji su u PPR	Detekcija smjera snage na vodu Detekcija smjera i iznosa snage kroz pripadajući transformator Registracija blokade On-line proračun $\Delta P_{cilja}$ i $\Sigma\Delta P$ na staničnom PC Komunikacija među terminalima polja unutar iste TS po IEC61850 Komunikacija NDC - TS Komunikacija između više TS po IEC61850 Komunikacija TS – susretna postrojenja (na sučelju s kupcem)

Terminali polja vodova i terminali za zaštitu transformatora trebaju imati mogućnost detekcije smjera struje i mjerenje snage.

Od prvog do četvrtog stupnja automatizacije podfrekvencijskog rasterećenja nisu potrebni proračuni djelatnih snaga, jer se logika djelovanja temelji na određivanju smjera i iznosa snage u vodnim i transformatorskim poljima. Predviđeni algoritmi logičkog zaključivanja provode se ili u programabilnom logičkom kontroleru (PLC) ili u staničnom računalu, ovisno o raspoloživosti postojeće opreme u TS.

Od petog do osmog stupnja automatizacije podfrekvencijskog rasterećenja neophodni su proračuni djelatnih snaga ( $\Delta P_{\text{cijija}}$  i  $\Sigma \Delta P$ ), koji se centralizirano izvode na staničnom PC u TS. Ukoliko se u određenoj TS ne postigne potrebno isključenje djelatne snage, tada se nalog za isključenje, koji sadrži ili informaciju koliku snagu treba isključiti, prenosi u slijedeću, unaprijed definiranu, TS u kojoj se nastavlja rasterećenje sustava (stupnjevi 7 i 8), što zahtijeva brzu i pouzdanu komunikaciju između staničnih računala u pojedinim transformatorskim stanicama.

Zaštitni uređaji za podfrekvencijsko rasterećenje, terminali polja vodova i terminali za zaštitu transformatora trebaju imati mogućnost komunikacije u skladu s normom IEC61850. Stanično računalo također treba imati mogućnost komunikacije u skladu s normom IEC61850 unutar TS, te između dvije ili više TS. Norma IEC 61850 međunarodni je standard za komunikaciju zasnovanu na Ethernetu u TS. Norma definira standardizirane objektne modele, njihove nazive, parametre i značenja koji su potrebni za sve funkcije potrebne u transformatorskim stanicama. Temeljem toga, mogu se značajno smanjiti troškovi projektiranja, instaliranja, puštanja u pogon i općenito vođenja elektroenergetskog sustava, što je omogućeno razmjenom GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*) poruka između uređaja povezanih LAN-om (*Local Area Network*). Preporučena je Ethernet mreža, odnosno LAN kao komunikacijska sabirnica i veza između numeričkih uređaja upravljanja i zaštite unutar TS s jedne strane, te primarnih aparata (mjerni transformatori, prekidači) s druge strane, spojenih preko procesne sabirnice. Unutar TS, te između njih treba biti ostvarena komunikacija pomoću optičkih vodova, čime se postiže pouzdana i brza razmjena informacija između svih sudionika uključenih u sustav za podfrekvencijsko rasterećenje.

## 6. ZAKLJUČAK

Podfrekvencijsko rasterećenje je propisani mehanizam stabilizacije frekvencije kao posljednja mjera u cilju sprječavanja raspada elektroenergetskog sustava zbog deficita djelatne snage u sustavu. U osnovi zamišljen kao jednostavan mehanizam isklopa pojedinih strujnih krugova i pripadajuće potrošnje u distribucijskoj mreži, s pojavom DI u distribucijskoj mreži mehanizam podfrekvencijskog rasterećenja postaje vrlo složen. Uspješnost realizacije propisanog PPR postaje upitna, jer planirani isklup tereta u mreži, ovisno o trenutnom relativnom odnosu proizvodnje i potrošnje u dubini distribucijske mreže, može prerasti u isklup izvora u mreži, što je suprotno od ciljanog rasterećenja. Ako postoji uzlazni smjer snage moguće je daljnjim rasterećenjem preopteretiti vod ili nadređeni transformator.

U referatu su analizirani mogući alternativni mehanizmi kojima bi se održala ili čak i povećala učinkovitost podfrekvencijskog rasterećenja za različite stupnjeve integracije distribuirane proizvodnje s naglaskom na iskorištenje opcija koje nudi postojeća oprema u mreži. U radu je opisano postupno uvođenje automatizacije u podfrekvencijsko rasterećenje u distribucijskoj mreži s DI. Razrađeno je, u ovisnosti o relativnom utjecaju DI, osam stupnjeva automatizacije, od najjednostavnijeg (lokalna blokada), do najsloženijeg koji zahtijeva napredno upravljanje u realnom vremenu uz imperativ iznimno kratkog vremena odziva, kako bi se spriječio raspad sustava. Za svaki stupanj automatizacije postavljeni su minimalni tehnički zahtjevi na primarnu, sekundarnu i komunikacijsku opremu u cilju osiguravanja djelotvorne provedbe podfrekvencijskog rasterećenja.

Sve opisane mjere primjenjive su samo do određenog stupnja integracije (čitati: dominacije) DI u distribucijskoj mreži. U određenom trenutku doseći će se razina u kojoj će se zbog podfrekvencijskog rasterećenja morati isključiti većina kupaca. Tada će biti neizbježno pitanje čemu održavati stabilnost sustava kada većina korisnika i tako ne može koristiti sustav. Istodobno će se kupci (prvo veći, a kasnije i oni manji) već početi opreмати vlastitim elektranama, kako bi u izoliranom pogonu napajali svoja trošila iz svog izvora i tako kompenzirali nedostatak opskrbe u slučaju neraspoloživosti mreže zbog podfrekvencijskog rasterećenja. U jednom trenutku će neki kupac imati veću proizvodnju od svojih potreba i tada će se udružiti sa susjednim kupcima kako bi se u slučaju podfrekvencije svi zajedno odvojili od sustava i osigurali si lokano napajanje. I tako će se početi formirati mikromreže. Nakon nekog vremena većina će korisnika u distribucijskoj mreži biti udružena u mikromreže, koje će se sigurnosno odvajati od sustava u slučaju podfrekvencije da bi si osigurale neometanu opskrbu i u slučaju (prijetećeg)



raspada sustava. A tada treba postaviti pitanje: ako većina (a jednom, u budućnosti, većina može prerasti u: svi) korisnika mreže nastavlja normalni pogon i u slučaju (prijetećeg) raspada sustava – je li sustav uistinu ugrožen?

Dakako, ovo je još daleka budućnost, ali izvjesna, te je treba uvažiti, jer, ma koliko daleka bila – jednom će postati naša sadašnjost. Stoga, u osmišljavanju podfrekvencijskog rasterećenja treba uvažiti i opciju u kojoj se u budućnosti distribucijski sustav sigurnosno odvaja od prijenosnog, i razdvaja na stabilne mikromreže, osiguravajući neprekinuto korištenje mreže svojim krajnjim korisnicima, dok čeka da se poremećaj u prijenosnoj mreži sanira, da bi se mikromreže postupno resinkronizirale na prijenosnu mrežu nakon uspostave normalnih okolnosti u prijenosnom sustavu.

Cilj ovog rada je ukazati na složenost podfrekvencijskog rasterećenja u novonastalim okolnostima te na brojna moguća rješenja bazirana na tehnologiji naprednih mreža. Kontinuirani rast utjecaja DI na tokove snaga u distribucijskoj mreži snažan je poticaj da se problemu održavanja djelotvornosti podfrekvencijskog rasterećenja i u novonastalim okolnostima pristupi s velikom ozbiljnošću, budući da za sada ne postoji alternativa podfrekvencijskom rasterećenju kao posljednjoj mjeri obrane od raspada elektroenergetskog sustava zbog deficita djelatne snage u sustavu.

## 7. LITERATURA

- [1] B. Delfino et al.: Implementation and comparison of different under frequency load-shedding schemes, Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 1, 2001.
- [2] M. Lu et al.: Under-Frequency Load Shedding Schemes – A Survey, International Journal of Applied Engineering Research, Vol. 11, No. 1, 2016, pp 456-472
- [3] Mrežna pravila prijenosnog sustava, NN 67/2017.
- [4] ENTSO-E: Technical background for the low frequency demand disconnection requirements, 2014.
- [5] D. Novosel: Podfrekvencijsko rasterećenje elektroenergetskog sistema, magistarski rad, Elektrotehnički fakultet, Zagreb, 1987.
- [6] S. N. Ramavathu et al.: Islanding Scheme and Auto Load Shedding to Protect Power System, International Journal of Computer Science and Electronics Engineering, Vol. 1, Issue 4, 2013.
- [7] N. M. Sapari et al.: Application of load shedding schemes for distribution network connected with distributed generation: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 82, Part 1, 2018, pp 858-867
- [8] I. Kuzle: Dinamički model podfrekvencijskog rasterećenja elektroenergetskog sustava, magistarski rad, Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb, 1997.
- [9] Mrežna pravila elektroenergetskog sustava, NN 36/2006.
- [10] ENTSO-E: Regional Group Continental Europe, Policy 5 v 3.1, 2017.
- [11] Implementation of under-frequency load shedding (UFLS) in Finland, Fingrid Oyj, 2019.
- [12] C. Li, Y. Sun, Y. Yu: An Under-frequency Load Shedding Scheme with Continuous Load Control Proportional to Frequency Deviation, 2<sup>nd</sup> Asia Conference on Power and Electrical Engineering, Shanghai, 2017.