

SVEUČILIŠTE JOSIPA JURJA STROSSMAYERA U OSIJEKU
FAKULTETE ELEKTROTEHNIKE, RAČUNARSTVA I INFORMACIJSKIH
TEHNOLOGIJA OSIJEK

Mario Primorac

KOSIMULACIJSKI MODEL ODREĐIVANJA OPTIMALNIH
POSTAVKI AKTIVNIH FILTERA SNAGE U NISKONAPONSKOJ
MREŽI

Doktorski rad

Osijek, 2024.

Doktorski rad je izrađen na:

Zavodu za elektroenergetiku, Fakulteta elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija
Osijek,

Sveučilišta Josipa Jurja Strossmayera u Osijeku.

Mentor: prof. dr. sc. Zvonimir Klaić

Disertacija ima 143 stranice

Disertacija broj 91.

Sadržaj:

Sadržaj:	1
1. UVOD	1
1.1. Organizacija i struktura doktorske disertacije.....	3
2. VIŠI HARMONICI.....	4
2.1. Vrste viših harmonika	7
2.2. Harmonijska rotacija faze	8
2.3. Harmonici višekratnici broja 3.....	10
2.4. Ostale vrste viših harmonika.....	12
2.5. Pokazatelji harmonijskog izobličenja	12
2.5.1. Faktor oblika (FF)	13
2.5.2. Faktor valovitosti (RF).....	13
2.5.3. Vršni faktor (CF).....	14
2.5.4. Pojedinačno harmonijsko izobličenje (<i>IHD</i>) ili harmonijski faktor (<i>HF_h</i>)	14
2.5.5. Ukupno harmonijsko izobličenje (<i>THD</i>)	14
2.5.6. Ukupno harmonijsko izobličenje u odnosu na ukupno opterećenje (<i>TDD</i>).....	15
2.6. Posljedice viših harmonika	15
2.7. Norme i smjernice koje se odnose na kvalitetu električne energije.....	20
2.7.1. Europska i hrvatska norma HRN EN 50160.....	21
2.7.2. IEC 61000 serija standarda za kvalitetu električne energije.....	22
2.7.3. Norma IEEE 519.....	24
3. ISTRAŽIVANJA U PODRUČJU PRIMJENE METODA ZA REDUCIRANJE VIŠIH HARMONIKA.....	25
3.1. Aktivni filteri	27
3.1.1. Paralelni aktivni filteri	28

3.1.2. Serijski aktivni filteri	29
3.1.3. Hibridni aktivni filteri	29
3.1.4. Višenamjenski obnovljivi izvori energije	30
3.2. Modeliranje paralelnog aktivnog filtera.....	30
3.3. Optimizacijske metode u području alokacije APF-a	32
3.3.1. Metaheurističke metode u dimenzioniranju i postavljanju aktivnih filtera	33
3.3.2. Primijenjene optimizacijske funkcije cilja s ograničenjima pri alokaciji aktivnih filtera	35
3.3.3. Testni sustavi i vrste opterećenja	37
4. STRATEGIJA ISTRAŽIVANJA I OPTIMIZACIJSKI PROBLEM U ODREĐIVANJU OPTIMALNIH POSTAVKI AKTIVNIH FILTERA	40
4.1. Strategija istraživanja.....	40
4.2. Funkcija cilja, varijable i ograničenja optimizacijskog problema	42
4.3. Primijenjena optimizacijska metoda unutar optimizacijskog problema	47
4.4. Optimizacijska metoda PSO – optimizacija rojem čestica	49
4.5. Programski paket <i>DIgSILENT PowerFactory</i>	51
4.6. Mjerni proces prikupljanja podataka	51
4.7. Modeli ispitnog sustava	53
4.7.1. Model mreže	53
4.7.2. Model transformatora.....	54
4.7.3. Modeli trošila	55
4.7.4. Model fotonaponskog sustava.....	60
4.7.5. Model aktivnog filtera.....	61
4.7.6. Raspodjela opterećenja u ispitnom sustavu	63
4.8. Algoritam za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera u niskonaponskoj mreži	64
5. VREDNOVANJE KRITERIJA ADEKVATNOSTI PRIMJENE I OBUHVATA DJELOVANJA AKTIVNOG FILTERA U KOSIMULACIJSKOM MODELU	71

5.1. Opis ispitne mreže upotrijebljene u simulacijskom modelu	71
5.2. Optimalni razmještaj aktivnih filtera u ispitnoj mreži	75
5.3. Period odabira lokacije integracije.....	77
a) Period niže tarife.....	78
b) Period više tarife	80
5.4. Vrednovanje optimizacijske metode za određivanje parametara i optimalnih postavki APF-a u ispitnoj mreži	82
5.5. Određivanje obuhvata djelovanja aktivnog filtera	105
6. Zaključak.....	112
Literatura.....	115
Popis slika	128
Popis tablica	131
Popis kratica.....	132
Prilozi.....	133
Sažetak	141
Abstract	142
Životopis	143

1. UVOD

Tehnološki napredak kao i razvoj društva usko su vezani uz energiju. Električna energija, kao ključni element u tom procesu, neophodna je u gotovo svim aspektima suvremenog života i društva. Posljednjih godina globalna energetska kriza potaknula je značajne promjene u načinu opskrbe električnom energijom stavljajući naglasak na energetske sigurnost, širenje vlastite proizvodnje kao i proizvodnju iz sustava obnovljivih izvora energija na samom mjestu potrošnje. Tijekom 2022. godine cijena električne energije u Europi porasla je do najviših razina od 2008. godine, dok je ukupna potrošnja električne energije u periodu 2010. – 2022. godine porasla za 16 % [1]. Kombinirani udio energije vjetra i sunca u globalnoj proizvodnji električne energije bio je 12 %, nastavljajući stalan porast od 2015. godine. Navedene trendove prati i povećana elektrifikacija cestovnog prometa te se 2022. godina smatra rekordnom godinom, na globalnoj razini, za ulaganja u potrošnju na električna vozila kao i povezanu infrastrukturu za punjenje [2]. Većina navedenih postrojenja integrira se u distribucijsku elektroenergetsku mrežu što donosi značajne promjene u načinu na koji se električna energija proizvodi, distribuira i konzumira. Na taj način distribucijska elektroenergetska mreža iz koncepta pasivnosti prelazi u koncept aktivnosti što donosi nove izazove.

Aktualni trendovi upotrebe spremnika energije, električne mobilnosti kao i integracija velikog broja distribuiranih izvora na distribucijskoj razini imaju pozitivne učinke smanjenja opterećenja kao i gubitaka u mreži. Pretjerana i nekontrolirana razina integracija navedenih trendova dovodi do različitih problema koja se vežu uz dinamičku stabilnost sustava, teškoća kod regulacije djelatne i jalove snage, kao i problema povezanih s kvalitetom električne energije.

Kvaliteta električne energije (engl. *Power Quality* - PQ) općenito može se definirati kao stupanj odklona parametara električne energije od nazivnih vrijednosti. Najznačajniji su parametri naponski propadi i prekidi, naponska kolebanja, prijelazni prenaponi, harmonici i međuharmonici, naponska nesimetrija i ostali. Odstupanja od nazivnih vrijednosti povezana su s uobičajenom uporabom trošila s nelinearnim strujno-naponskim karakteristikama, od kojih su najznačajniji uređaji energetske elektronike [3]. Izobličenja valnog oblika napona i struje, uzrokovano nelinearnim opterećenjima gdje naglasak leži u pulsno-širinskoj moduaciji (eng. *Puls-With Modulation*), očituje se kroz više harmonike te se može klasificirati kao jedan od najvažnijih parametara kvalitete električne energije [4]. Eliminacija viših harmonika na taj način postaje primarni cilj za poboljšanje kvalitete električne energije na distribucijskoj razini.

Postavljenje uređaja za reduciranje viših harmonika u mreži, u smislu poboljšanja kvalitete električne energije, jedan je od bitnih elemenata gledano kako s tehničke tako i s ekonomske strane te može biti rješenje za ove izazove [5]. Uređaji koji se upotrebljavaju za reduciranje harmonika u distribucijskoj mreži općenito se dijele na pasivne filtere, aktivne filtere i hibridne filtere. Pasivni filteri, kao jednostavniji i isplativiji, imaju nedostatak robusnosti kao i mogućih problema rezonancije s impedancijom radijalnog distribucijskog sustava (RDS) [6]. Aktivni filteri (APF) prevladavaju probleme koji se javljaju kod pasivnih filtera, također, uz ublažavanje harmonijskih poremećaja napona i struje, ali uz znatno višu cijenu. Njihova prednost očituje se u kontinuiranom praćenju struja koje stvaraju nelinearna trošila te generiranju struja koje su jednake iznosu strujama nelinearnog trošila, ali suprotnog predznaka [7]. Na taj način aktivni filter poništava sve harmonijske komponente koje se nalaze „ispred” njega. Osiguravanje određene razine kvalitete električne energije pomoću aktivnog filtera s tehničke strane može zadovoljiti sve zahtjeve normi i standarda, kao i održavanje sustava na zadovoljavajućoj razini. Hibridni filteri proizlaze iz kombinacije pasivnih i aktivnih filtera. Upotreba pasivnih filtera zajedno s aktivnim filterima predstavljaju moguće rješenje za harmonijsku kompenzaciju kao i regulaciju napona, ali svakako treba uzeti u obzir i ekonomsku isplativost ovakvih uređaja.

U radijalnoj distribucijskoj mreži s više pretvarača kao i značajnim brojem uređaja energetske elektronike trivijalno i ekonomski neprihvatljivo je rješenje postavljanje filtera na svaku sabirnicu elektroenergetskog sustava. Stoga je potrebno razviti metode za rješavanje problema određivanja položaja i veličine filtera kao i broja sabirnica na koje se takvi uređaji mogu instalirati. Kako bi se obuhvatio cijeli promatrani sustav, fizikalna svojstva trošila i izvora, zatim tehničke mogućnosti same mreže i ekonomska opravdanost, potreban je optimizacijski pristup. Optimizacija ima značajnu ulogu u problemima poboljšanja kvalitete električne energije povezanih s neželjenim komponentama u valnim oblicima struje i napona [3]. Položaj, veličina i cijena filtera u postojećoj literaturi pronalazi se s pomoću optimizacijskih algoritama. Prema tome algoritam optimizacije preuzima cijeli teret pronalaženja sabirnica za smještaj kao i veličine filtera [8].

Primjenom optimizacijskih tehnika uz računalne sustave visokih performansi omogućuje se razvijanje realnijih modela primjene filtera. Istraživanja u ovom doktorskom radu usmjerena su prema razvoju sustava određivanja optimalnih postavki aktivnih filtera u niskonaponskoj mreži primjenom optimizacijskog okvira što je detaljnije definirano područjem i strategijom

istraživanja u poglavlju 4. Navedeno poglavlje temeljeno je na pregledu znanstvene literature koje je obrađeno u poglavlju 3.

1.1. Organizacija i struktura doktorske disertacije

Doktorski rad podijeljen je u 6 poglavlja.

I. poglavlje daje uvod u adekvatnost primjene uređaja za smanjenje viših harmonika u mreži, s naglaskom na aktivni filter snage kao jedan od mogućih rješenja koja se mogu primjeniti.

II. poglavlje opisuje harmonike te posljedice koje njihova prisutnost može prouzročiti. Poglavlje kroz pokazatelje i zakonsku regulativu definira dozvoljene granice harmonika u elektroenergetskom sustavu.

III. poglavlje daje uvod u razloge primjene filtera za reduciranje viših harmonika u mreži, u smislu poboljšanja kvalitete električne energije. Poglavlje se temelji na pregledu znanstvene literature koja svoja istraživanja baziraju na primjeni aktivnih filtera snage

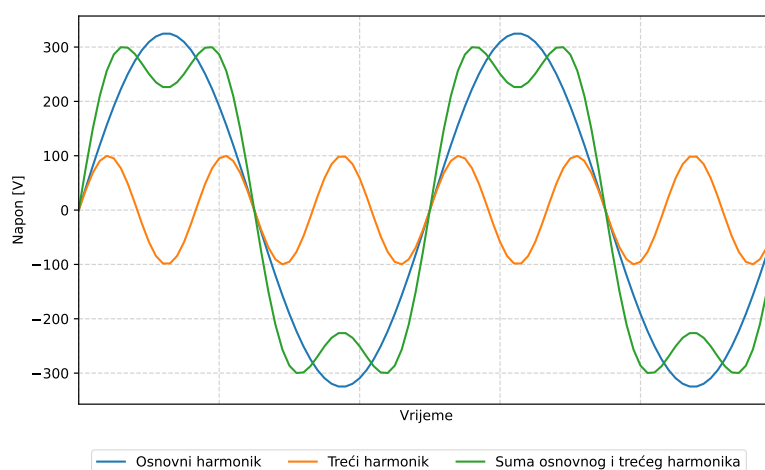
IV. poglavlje opisuje područje i strategiju istraživanja dokorskog rada, upotrebljeni optimizacijski okvir i optimizacijsku metodu primijenjenu u optimizacijskom procesu. Poglavlje uz opis svih kreiranih modela, načina raporeda modela u ispitnoj mreži definira algoritam za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera snage u niskonaponskoj mreži kao i sva pripadajuća stanja mreže.

V. poglavlje, uz *IV. poglavlje*, predstavlja središnji dio dokorskog rada u kojemu se definiraju sva promatrana stanja mreže te se vrednuju kriteriji adekvatnosti primjene kao i obuhvat djelovanja paralelnog aktivnog filtera u niskonaponskoj mreži.

VI. poglavlje donosi zaključak dokorskog rada u kojemu su opisane spoznaje do kojih se došlo nakon provedenog istraživanja.

2. VIŠI HARMONICI

Dosadašnji distribucijski sustavi uspješno su se suočavali sa zahtjevima kupaca oko kvalitete električne energije. Novi moderni distribucijski sustavi sve veću pozornost posvećuju praćenju kvalitete električne energije gdje osim dostupnosti električne energije, regulacije napona i frekvencije svoju pozornost treba usmjeriti prema harmonijskim izobličenjima, nesimetričnosti napona, prekidima, tranzijentima i treperenju napona [9]. Harmonici, treperenje napona i neuravnoteženost napona problemi su u dugotrajnog stanja, dok su ostali problemi prolaznog karaktera [10]. Harmonijsko izobličenje valnog oblika napona i struje podrazumijevala bi, prema definiciji, bilo koja periodička odstupanja signala od idealnih sinusoidalnih signala nazivne frekvencija 50Hz [11]. Strujni harmonici, koje u distribucijsku mrežu unose nelinearna opterećenja, iskrivljuju valni oblik struje i generiraju naponske harmonike u sustav koji ometaju rad opreme u distribucijskoj mreži [5]. Učinci harmonijskih izobličenja su značajni i vrlo ih je teško ekonomski iskazati. Njihova prisutnost utječe na neispravan rad kontrolnih uređaja, smetnje u komunikaciji, dodatne gubitke na vodovima (na osnovnoj i harmonijskoj frekvenciji), smanjen životni vijek te povećane gubitke u komunalnoj opremi i korisničkim uređajima. Kod komunalne opreme naglasak je na transformatorima, rotirajućim strojevima i kondenzatorskim baterijama. Izobličenja valnih oblika napona i struja iskazuje se harmonijskim frekvencijama koje su cjelobrojni višekratnici osnovne frekvencije elektroenergetskog sustava. Prikaz negativnog učinka trećeg harmonika na osnovni sinusni valni oblik vidljiv je na Slika 2.1.



Slika 2.1. Osnovni valni oblik struje i izoblićeni oblik trećeg harmonika

Periodički nesinusoidalni valni oblici mogu se definirati s pomoću Fourierovog reda, u kojem svaki član predstavlja harmonijsku komponentu izobličenja valnog oblika. Rezultat Fourierove analize nekog vremenskog signala je amplituda i faza više harmonijske komponente [11]. Prema svemu navedenom nesinusoidalni valni oblik napona može se definirati kao:

$$\begin{aligned} v(t) &= V_{DC} + \sum_{h=1}^n V_{RMS}^{(h)} \cos(h\omega_0 t + \alpha_h) \\ &= V_{DC} + v^{(1)}(t) + v^{(2)}(t) + v^{(3)}(t) + \dots \end{aligned} \quad (2-1)$$

Nesinusoidalni valni oblik struje također se definira s pomoću Fourierovog niza, odnosno:

$$\begin{aligned} i(t) &= I_{DC} + \sum_{h=1}^n I_{RMS}^{(h)} \cos(h\omega_0 t + \beta_h) \\ &= I_{DC} + i^{(1)}(t) + i^{(2)}(t) + i^{(3)}(t) + \dots \end{aligned} \quad (2-2)$$

Gdje su ω_0 – osnovna frekvencija, h – harmonijski red, $V_{RMS}^{(h)}$, $I_{RMS}^{(h)}$ – efektivne vrijednosti amplitude napona i struje α_h, β_h – fazni pomaci napona i struje za h -ti harmonik [12].

Imajući u vidu osobine ortogonalnosti trigonometrijskih funkcija izraza (2-1) i (2-2), izrazi za vrijednosti napona i struja, preko efektivnih vrijednosti pojedinih harmonika bili bi: [11]

$$I_{RMS} = \sqrt{I_0^2 + I_{ef,1}^2 + I_{ef,2}^2 + \dots} = \sqrt{\sum_{m=0}^{\infty} I_{RMS,m}^2}; \quad m = 0, 1, 2, \dots, N \quad (2-3)$$

$$V_{RMS} = \sqrt{V_0^2 + V_{ef,1}^2 + V_{ef,2}^2 + \dots} = \sqrt{\sum_{n=0}^{\infty} V_{RMS,n}^2}; \quad n = 0, 1, 2, \dots, N \quad (2-4)$$

Ukoliko valni oblici veličina $v(t)$ i $i(t)$ sadrže samo komponente osnovne frekvencije, u sinusoidnim uvjetima, poznate su standardne veličine povezane sa snagom. Prividna snaga, u tom slučaju takvim složenim elektroenergetskim sustavima s izobličenim valnim oblicima, iznosila bi:

$$S = V_{RMS} \cdot I_{RMS} = \sqrt{\sum_{n=0}^{\infty} V_{RMS,n}^2} \cdot \sqrt{\sum_{m=0}^{\infty} I_{RMS,m}^2}; \quad m, n = 0, 1, 2, \dots, N \quad (2-5)$$

Odnosno, prividna, djelatna i jalova snaga može se izraziti kao:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + \sum_{\substack{m=0, n=0, \\ m \neq n}}^{\infty} V_{RMS,n}^2 \cdot I_{RMS,m}^2}; \quad m, n = 0, 1, 2, \dots, N \quad (2-6)$$

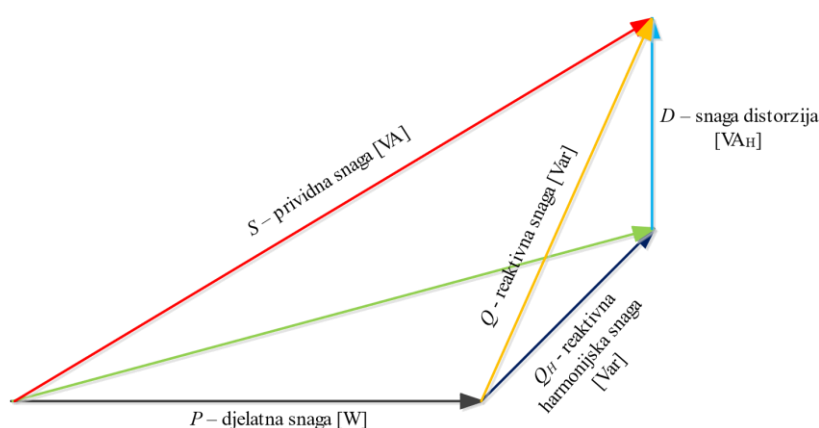
Prividna snaga, u jednadžbi (2-6), sastoji se od dva dijela. Prvi dio odgovara prividnoj snazi pojedinačnih harmonika, dok druga predstavlja prividnu snagu međusobnih produkata m -tog i n -tog harmonika, koja se po definiciji naziva snaga distorzije ili izobličenja.

$$D = \sqrt{\sum_{\substack{m=0, n=0, \\ m \neq n}}^{\infty} V_{RMS,n}^2 \cdot I_{RMS,m}^2}; \quad m, n = 0, 1, 2, \dots, N \quad (2-7)$$

Povezivanjem relacija (2-6) i (2-7) prividna snaga može se izraziti preko izraza:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (2-8)$$

Grafička ilustracija snaga prikazana je na Slika 2.2.



Slika 2.2. Snaga distorzije prikazana u ravnini pomoću vektora [13]

Prema definiciji faktor snage omjer je aktivne i prividne snage, te ukoliko se uzme pretpostavka da je napon idealna sinusoida, faktor snage iznosio bi:

$$\begin{aligned}
\cos\varphi &= \frac{P}{S} = \frac{\sum_{n=1}^{\infty} V_{RMS,n} \cdot I_{RMS,n} \cdot \cos\varphi}{\sqrt{\sum_{n=0}^{\infty} V_{RMS,n}^2} \cdot \sqrt{\sum_{m=0}^{\infty} I_{RMS,m}^2}} = \\
&= \frac{I_{RMS,1}}{\sqrt{\sum_{m=0}^{\infty} I_{RMS,m}^2}} \cdot \cos\varphi_1 = \frac{I_{RMS,1}}{\sqrt{I_{RMS,1}^2 + \sum_{m=0, m \neq 1}^{\infty} I_{RMS,m}^2}} \cdot \cos\varphi_1 = \\
&= \mu \cdot \cos\varphi_1
\end{aligned} \tag{2-9}$$

Gdje je μ faktor izobličenja (distorzija), može se definirati kao odnos efektivne vrijednosti ostatka (dobivenog odbijanjem nesinusne veličine od osnovnog harmonika) i efektivne vrijednosti nesinusne veličine ili :

$$\mu = \frac{I_{RMS,1}}{\sqrt{I_{RMS,1}^2 + \sum_{m=0, m \neq 1}^{\infty} I_{RMS,m}^2}} \leq 1 \tag{2-10}$$

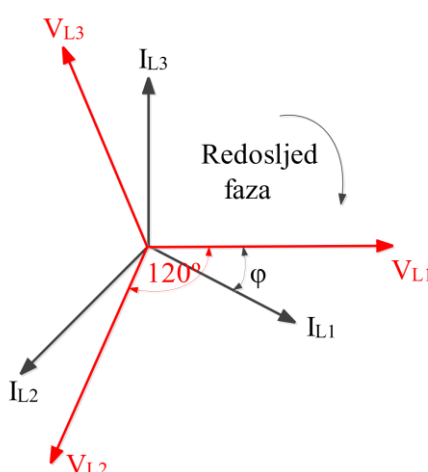
Vrijednost μ faktora izobličenja (distorzije) treba biti manji ili jednak 1. Ukoliko je $\mu = 1$, tada su faktor snage $\cos\varphi$ i faktor izobličenja μ jednaki te u strujnom signalu nema izobličenja.

2.1. Vrste viših harmonika

Harmonijski broj (h) označava pojedinačne frekvencijske elemente koji čine kompozitni valni oblik. Harmonijski red 1 predstavlja osnovnu frekvencijsku komponentu periodičnog vala. Harmonijski red 0 predstavlja istosmjernu komponentu valnog oblika koja je nepoželjna jer stvara neželjene učinke kod transformatora zbog pojave zasićenja jezgre [14]. Parni i neparni harmonici, kao nesinusoidne funkcije, odgovaraju parnim i neparnim komponentama Fourierovog reda. Kada pozitivna i negativna poluperioda valnog oblika ima identične oblike, odnosno kada je signal simetričan u odnosu na vremenska os, Fourierov red sadrži samo neparne harmonike. To predstavlja najčešće i najuobičajenije slučajeve u elektroenergetskim sustavima. Prisutnost parnih harmonika, kada pozitivna i negativna poluperioda valnog oblika nema identične oblike, često signalizira određene nepravilnosti. Pri tome one mogu biti vezane uz elektroničkih sklopki, opremom za opterećenje kao i pretvaračima za mjerenje [12].

2.2. Harmonijska rotacija faze

Dosadašnja promatranja viših harmonika svoj naglasak usmjerila je na harmonike kao pojedinačne samostalne subjekte. Takav pristup ispravan je ukoliko se promatraju jednofazni sustavi. Kod trofaznog sustava, harmonici jedne faze ovisni su o drugim fazama kako rotacijski tako i po faznom kutu. Kod opisivanja harmonika u trofaznom sustavu upotrebljava se metoda simetričnih komponenti [14]. Uravnoteženi trofazni sustavi imaju jednostavan odnos između harmonijskog reda i odgovarajućeg slijeda faza. Naponi kao i struje međusobno su pomaknuti za 120° (Slika 2.3.). Normalna fazna rotacija ili sekvenca je L1–L2–L3, u smjeru kazaljke na satu i označava se kao pozitivni smjer faza [15]. Kod harmonijskih analiza primjenjuje se ovakav odnos te se nazivna frekvencija napona i struje uzima kao referentna. Svi ostali harmonici koriste se nazivnom frekvencijom kao referencom. Nazivna frekvencija u tom slučaju ima pozitivan redoslijed faza. Kut između referentnog napona i referentne struje je kut faktora snage.



Slika 2.3. Uravnoteženi trofazni sustav [14]

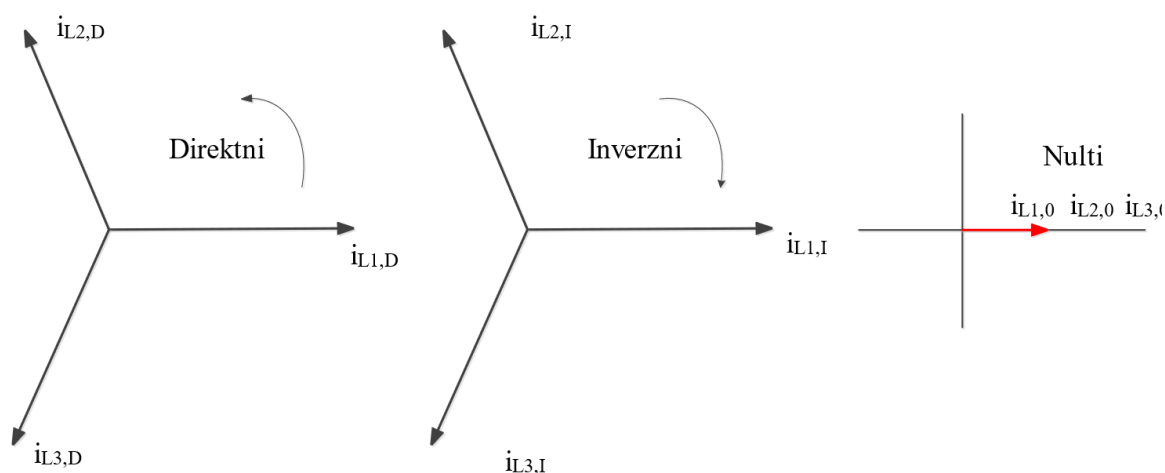
Promatranje trenutnih harmonijskih fazora potrebno je kako bi se razumjelo na koji se način harmonici uklapaju u prostorno vremensku sliku. Ukoliko se promatranje pojednostavi ograničavanjem promatranja samo na neparne harmonike, koji su pod normalnim i uravnoteženim uvjetima najrasprostranjeniji, slika se može pojednostaviti. Odnosi koji vrijede za komponente struje u trofaznom elektroenergetskom sustavu su:

$$i_{L1} = I_{L1} \sin \omega t \quad (2-11)$$

$$i_{L2} = I_{L2} \sin(\omega t - 120^\circ) \quad (2-12)$$

$$i_{L3} = I_{L3} \sin(\omega t - 240^\circ) \quad (2-13)$$

Primijenjena matematička transformacija originalnog sustava (napona i struja) u neki drugi sustav komponenti odvija se prema utvrđenim pravilima transformacije. Na taj način uz nove jednadžbe provodi se proračun u sustavu simetričnih komponentata. Transformacija nesimetričnog sustava na direktni, inverzni i nulti sustav prikazan je na Slika 2.4.



Slika 2.4. Transformacija nesimetričnog sustava na direktni, inverzni i nulti sustav

Prema tome harmonici različitog reda imaju različiti slijed faza, npr. harmonici petog reda u danim fazama pomaknuti su za 120° , a njihov slijed bi bio $L1 \rightarrow L3 \rightarrow L2$. [15]. Slijed faza je red rotacije faznih vektora u odnosu na referentnu frekvenciju.

Općenito se razlikuju harmonici direktnog, inverznog i nultog redoslijeda kao što je vidljivo u Tablica 2.1. koja prikazuje redove harmonika te njihov pripadajući slijed faza.

Tablica 2.1. Veza simetričnih komponenti i harmonijskog reda $m=1,2,3 \dots N$

simetrične komponente	direktni	inverzni	nulti
harmonijski red	1	2	3
	4	5	6
	7	8	9
	10	11	12
	...	...	...
	$3k+1$	$3k+2$	$3k+3$ za $k=0,1,2,3$

Primjer izraza za treći strujni harmonik je:

$$i_{L1,3} = I_{L1,3} \sin 3\omega t \quad (2-14)$$

$$i_{L2,3} = I_{L2,3} \sin 3(\omega t - 120^\circ) = I_{L2,3} \sin(3\omega t - 360^\circ) = I_{L2,3} \sin 3\omega t \quad (2-15)$$

$$i_{L3,3} = I_{L3,3} \sin 3(\omega t - 240^\circ) = I_{L3,3} \sin(3\omega t - 720^\circ) = I_{L3,3} \sin 3\omega t \quad (2-16)$$

Može se uočiti da navedeni izrazi za treći harmonik prikazuju da su međusobno u fazi te da je pomak između njih nula, odnosno da treći harmonik pripada nultom slijedu.

Harmonici direktnog slijeda ($h = 1., 4., 7., \dots$) imaju rotaciju u smjeru u kojem se okreće referentni harmonik. Navedeni harmonici svojom rotacijom pridonose stvaranju okretnog momenta motora, odnosno oni stvaraju okretno polje istog smjera u kojem se okreće motor.

Harmonici inverznog slijeda ($h = 2., 5., 8., \dots$) imaju rotaciju u suprotnom smjeru u odnosu na referentnu frekvenciju. Pozitivni smjer rotacije faza, može se uzeti kao $L1 \rightarrow L2 \rightarrow L3$, prema tome, negativni slijed bi rotirao harmonike u smjeru $L1 \rightarrow L3 \rightarrow L2$. Harmonici inverznog slijeda stvaraju moment koji je suprotan od momenta motora. Na taj način harmonici smanjuju okretni moment motora te pokušavaju motor „gurnuti” u suprotnom smjeru. Zakretni moment, u ovom slučaju, povlači veće struje iz mreže što u konačnici uzrokuje zagrijavanje i vibracije motora [15].

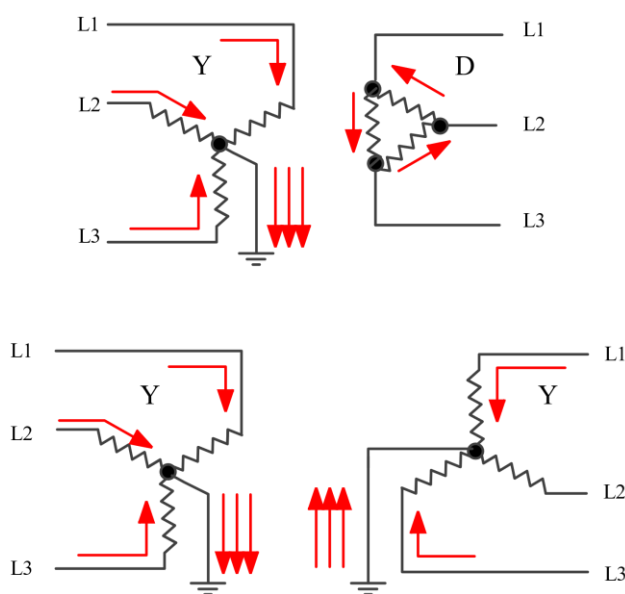
Harmonici nultog slijeda ($h = 3., 6., 9., \dots$) u literaturi mogu se naći još kao harmonici 3. reda ili harmonici redova višekratnika broja 3. Navedeni harmonici imaju rotaciju između faze i nule ili uzemljenja. Harmonici nultog slijeda su nepomični i ne stvaraju okretno polje, odnosno ne poništavaju se kao harmonici direktnog i inverznog slijeda, nego se zbrajaju u neutralnom vodiču trofaznih sustava. Njihova se harmonijska energija na taj način rasipa kao toplina i uzrokuje dodatno zagrijavanje komponenti. [12], [16].

2.3. Harmonici višekratnici broja 3

Neparni višekratnici trećeg harmonika (eng. *Triplen Harmonics*) su harmonici koje je neophodno promatrati u sustavima s uzemljenim zvjezdištem. Navedeni harmonici zahtijevaju posebno razmatranje jer je odziv sustava često znatno drugačiji za harmonike koji su višekratnici broja tri nego za ostale harmonike.

Kod uravnoteženih trofaznih nesinusoidnih opterećenja osnovne komponente struje su u fazi, dok su neutralne struje trećeg harmonika tri puta veće od faznih struja trećeg harmonika jer se prirodno podudaraju u fazi i vremenu.

Spojevi namota transformatora znatno utječu na protok struja harmonika višekratnika broja 3 uzrokovanih trofaznim nelinearnim opterećenjima. Kod uzemljenih transformatora koji su u spoju zvijezda-trokut, struje harmonika višekratnika broja 3 ulaze u zvijezdište te kako su u fazi, zbrajaju se u neutralnom vodiču. Spoj namota u trokut osigurava ravnotežu struje kao i broja zavoja tako da harmonici višekratnika broja 3 mogu teći kroz trokut spoj, ali ostaju zarobljeni u spoju. Grupa spoja transformatora zvijezda-trokut (Dy) s trokutastim namotom spojenim na prijenosni dovod je najčešći tip transformatorskog spoja koji se upotrebljava na distribucijskoj razini. Ukoliko se upotrebljavaju transformatori koji imaju uzemljene namote na primarnoj i sekundarnoj strani transformatora, takav spoj omogućuje nesmetan protok uravnoteženih harmonika višekratnika broja 3 iz niskonaponskog sustava u visokonaponski sustav. Točnije, harmonici višekratnika broja 3 bit će prisutni u jednakom omjeru s obje strane transformatora [13]. Slika 2.5. je prikaz struja trećeg harmonika u različitim grupama spoja transformatora.



Slika 2.5. Smjer struja trećeg harmonika u trofaznom transformatoru [17]

Autori u radu [18] napominju da je kod sustava koji pokazuju nedostatak simetrije bitno spoznati razliku između trostrukih harmonika i harmonika nultoga reda. Također, naglašavaju da su doprinosi harmonika višekratnika broja 3, koji se pojavljuju u trofaznim sustavima s

neutralim vodičima, značajani, ali se ne smiju zanemarivati prisutnosti drugih harmonijskih redova kod procjena distribucijskog sustava.

2.4. Ostale vrste viših harmonika

Jedan od glavnih izvora viših harmonika u elektroenergetskom sustavu su statički pretvarači snage. Za idealne radne uvjete dominantni harmonici, koji se stvaraju u opremi poluvodičkih pretvarača u stacionarnom stanju, karakteristični su harmonici (engl. *characteristic harmonics*). Svako odstupanje od navedene hipoteze uvest će nekarakteristične harmonike (engl. *uncharacteristic harmonics*), i eventualno istosmjernu komponentu. Karakteristični harmonici su harmonici direktnog reda i definiraju se kao $12 \cdot k + 1$, dok su nekarakteristični harmonici, harmonici inverznog reda i definiraju se kao $12 \cdot k - 1$, gdje je $k \in \mathbb{N}$. Najčešća je pojava nekarakterističnih harmonika u slabim nesimetričnim sustavima. Amplitude navedenih karakterističnih i nekarakterističnih harmonika su obrnuto proporcionalne harmonijskom redu [13].

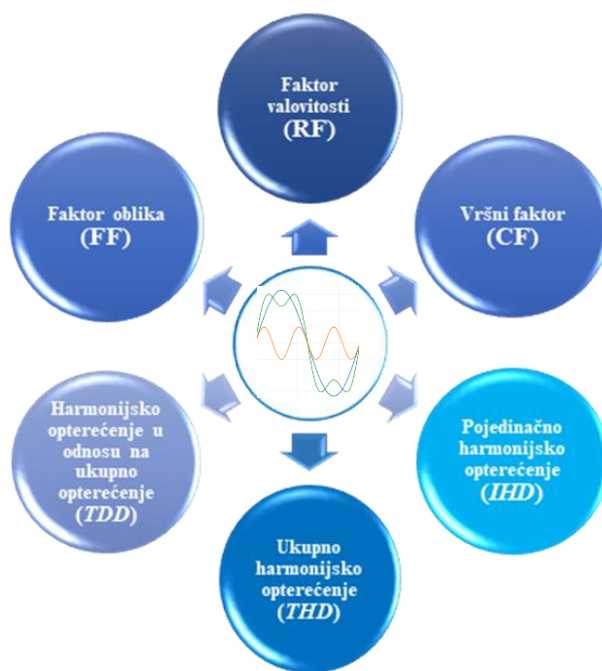
Vremenski harmonici definiraju se kao harmonici koji se javljaju u valnim oblicima struje i napona elektroenergetskih sustava zbog prisutnosti nelinearnih opterećenja, zasićenja magnetske jezgre, neuravnoteženosti sustava i sl. [13]

Nesimetrična fizička struktura magnetskih krugova statora i rotora glavni su uzrok pojave prostornih harmonika. Takvi prostorni harmonici prema [13] mogu se definirati kao harmonici koji se odnose na veze toka rotirajućih uređaja (npr. asinkroni i sinkroni strojevi). Prostorni harmonici inducirat će napone vremenskih harmonika, u krugovima statora i rotora a koji opet generiraju vremenske harmonijske struje.

2.5. Pokazatelji harmonijskog izobličenja

Veličine koje opisuju harmonijska izobličenja mogu se definirati u vremenskoj domeni, frekvencijskoj domeni te hibridnoj metodologiji vremenske i frekvencijske domene [19]. Kod opisivanja u vremenskoj domeni naglasak je na pronalaženju razlika između stvarnih, izobličenih i referentnih vrijednosti sinusoidnog valnog oblika. Međutim, zbog poteškoća koje nastaju pri određivanju navedenih razlika, navedena metoda se rijetko upotrebljava [15]. Veličine koje opisuju harmonijska izobličenja u frekvencijskoj domeni za informaciju uzimaju

skupove brojeva koji određuju redove kao i efektivne vrijednosti amplituda i faze pojedinačnih harmonika. Slika 2.6 prikazuje temelje veličine koje opisuju harmonijska izobličenja u pogledu normiranja kvalitete električne energije u frekvencijskoj domeni. Vrijednosti navedenih veličina najčešće se postotno izražavaju i uspoređuju se s graničnim vrijednostima navedenim u normama, standardima i definiranim propisima [15].



Slika 2.6 Pokazatelji harmonijskog izobličenja

2.5.1. Faktor oblika (FF)

Faktor oblika (engl. *Form factor*) predstavlja mjeru valnog oblika te se definira kao omjer efektivne vrijednosti i srednje vrijednost nesinusoidnog valnog oblika. Kako svi viši harmonici imaju sinusoidalni valni oblik, prosječna vrijednost nesinusoidalne funkcije jednaka je njezinoj istosmjernoj komponenti (vrijednosti) [13].

$$FF = \frac{V_{ef}}{V_{avg}} \quad (2-17)$$

2.5.2. Faktor valovitosti (RF)

Faktor valovitosti (engl. *Ripple factor*) definira se kao mjera sadržaja valovitosti valnog oblika i opisuje se izrazom:

$$FF = \frac{\sqrt{(V_{ef})^2 - (V_{DC})^2}}{V_{DC}} = \sqrt{FF^2 - 1} \quad (2-18)$$

2.5.3. Vršni faktor (CF)

Vršni faktor (engl. *Crest Factor*) definira se kao omjer vršne vrijednosti valnog oblika i njegove efektivne vrijednosti [20] .

$$CF = \frac{V_{max}}{V_{ef}} \quad (2-19)$$

2.5.4. Pojedinačno harmonijsko izobličenje (IHD) ili harmonijski faktor (HF_h)

Pojedinačno harmonijsko izobličenje (engl. *Individual Harmonic Distortion*) u literaturi se također može naći pod nazivom harmonijski faktor (engl. *Harmonic Factor*), predstavlja mjeru doprinosa pojedinačnog harmonika. Definira se kao omjer efektivne vrijednosti promatranog harmonika i efektivne vrijednosti osnovnog harmonika izobličenog valnog oblika napona ili struje [13], [21].

$$HF_h = IHD = \frac{V_{ef}^{(h)}}{V_{ef}^{(1)}} \quad (2-20)$$

2.5.5. Ukupno harmonijsko izobličenje (THD)

Ukupno harmonijsko izobličenje (engl. *Total Harmonic Distortion*) za napon THD_V i struju THD_I najčešće su mjere koje se upotrebljavaju za označavanje harmonijskog sadržaja izobličenog valnog oblika. Prema izrazu (2-21) definira se kao omjer srednjeg kvadrata harmonijskog sadržaja svih harmonijskih komponenti prisutnih u signalu i efektivne vrijednosti osnovnog harmonika u postotku osnovne vrijednosti [17].

THD je izraz koji se upotrebljava za opisivanje neto odstupanja nelinearnog valnog oblika od idealnih karakteristika sinusnog valnog oblika [22]. Granica vrijednosti od 5 % THD -a često se predstavlja kao linija razdvajanja između visoke i niske razine izobličenja. Porastom ukupnog harmonijskog izobličenja mogu se javiti određeni problemi uređajima potrošača kao i komponentama u mreži. Ukoliko je THD između 5 % i 7 %, pojava problema u mreži je učestalija, za razliku ukoliko je THD manji od 5 % [23].

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^H V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% ; h = 2,3,4, \dots H \quad (2-21)$$

Lak izračun kao i brzo mjerenje izobličenja predstavljaju prednosti *THD-a*, dok nedostaci, prema [13] leže u činjenici da *THD* ne daje dosta informacija o amplitudi i spektru.

2.5.6. Ukupno harmonijsko izobličenje u odnosu na ukupno opterećenje (*TDD*)

Zbog spomenutih nedostataka *THD-a* pokazatelj koji na bolji način prikazuje odstupanja je harmonijsko opterećenje u odnosu na ukupno opterećenje (engl. *Total Demand Distortion*). Navedeni je izraz sličan *THD-u* osim što se izobličenje izražava kao postotak maksimalne ili vršne vrijednosti, a ne kao postotak nazivne vrijednosti:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^H I_h^2}}{I_L} \cdot 100\% ; h = 2,3,4, \dots H \quad (2-22)$$

gdje I_L predstavlja struju maksimalnog (vršnog) opterećenja pri nazivnoj frekvenciji.

Ukupno gledano *TDD* strujni je *THD* normaliziran na maksimalnu struju opterećenja i jednaki su samo u uvjetima maksimalnog opterećenja. Važnost promatranje *TDD* javlja se zbog izbjegavanje dvosmislenosti, odnosno zbog mogućnosti pojave visoke vrijednosti *THD-a* kada je opterećenje malo, budući da je amplituda harmonijske struje niska, relativno izobličenje u odnosu na nazivnu frekvenciju može biti značajno [24].

2.6. Posljedice viših harmonika

Loša kvaliteta električne energije pojava je kod koje se njezini učinci često ne znaju sve dok ne nastupi kvar i ta pojava pogađa kako uređaje elektroenergetskog sustava, tako i krajnje korisnike [13]. U uvjetima liberalizacije elektroenergetskog sektora praćenje i održavanje odgovarajuće razine kvalitete električne energije postaje osnovni zahtjev elektroenergetskih sustava. Naglasak svakako leži na operatorima distribucijskog sustava, koji su dužni i odgovorni osigurati odgovarajuće razine kvalitete električne energije prema krajnjim potrošačima [25].

Opterećenje mrežne infrastrukture uređajima energetske elektronike posljednjeg desetljeća konstantno raste, a s njima i pojava izobličenja valnog oblika napona i struje.

Navedeni uređaji, kako bi radili pouzdano i učinkovito, napravljeni su za rad s gotovo sinusoidnim naponom i strujom, međutim, takvi uređaji su osjetljivi na harmonijska izobličenja koje i sami proizvode. Prema tome važno je znati koje vrste učinaka uzrokuju harmonici i kakve posljedice imaju. Posljedice štetnih učinaka viših harmonika općenito možemo podijeliti na kratkotrajne i dugotrajne. Kratkotrajni učinci nastaju zbog utjecaja visokih harmonijskih izobličenja koje izazivaju kvarove ili neispravan rad opreme. Najčešće su to nepotrebne prorade zaštitnih uređaja, oštećenja kondenzatora te smetnje koje utječu na telekomunikacijske sustave. Dugotrajni učinci harmonika klasificiraju se kao učinci toplinske prirode. Harmonijska izobličenja uzrokuju porast temperature u električnoj mreži i opremi. Više temperature uzrokuju na uređajima, kabelima, strojevima i transformatorima osim većih gubitaka i značajno kraći životni vijek [15], [24]. Prema svemu navedenom te prema [23] s porastom ukupnog harmonijskog izobličenja napona (THD_V) javljaju se problemi kod raznih uređaja i komponenta mreže:

THD_V do 5 %.....mali i rijetki problemi

THD_V između 5 % i 7 %.....problemi se javljaju sve češće

THD_V između 7 % i 10 %.....povećana vjerojatnost pojave problema

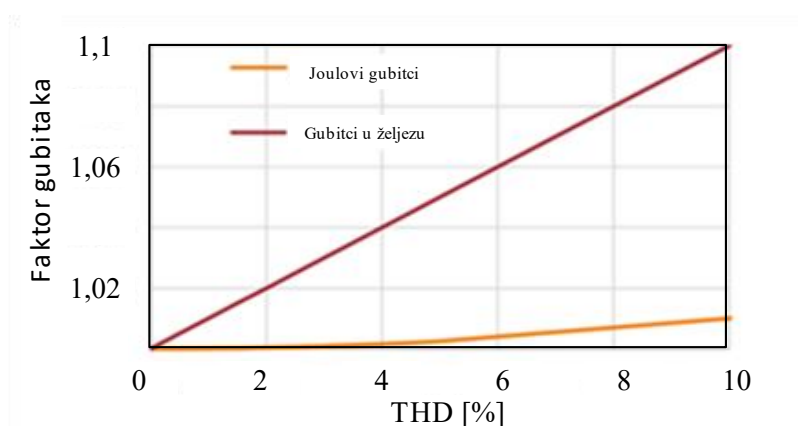
THD_V veći od 10 %.....visoka vjerojatnost pojave problema.

U nastavku će biti opisane najčešće negativne posljedice viših harmonika koje se mogu pojaviti na različitim komponentama sustava:

a) Transformatori

Glavni utjecaj viših harmonika kod transformatora izražen je zagrijavanjem koje nastaje zbog povećanih gubitaka u željezu i bakru. Kako su viši harmonici direktno proporcionalni frekvenciji, ukupni gubici rastu s redom harmonika. Gubici u željezu, kao posljedica naponskih harmonika, stvaraju dodatne gubitke u jezgri transformatora jer tvore petlju histereze koja se preklapa s osnovnom petljom. Svaka petlja predstavlja veću potrebu za magnetiziranjem odnosno stvara veće gubitke u jezgri. Zbog nelinearne ovisnosti gustoće magnetskog toka i magnetskog polja transformatora gubici petlje histereze rastu s kvadratom magnetskog toka te frekvencijom. Vrtložne struje, koje također stvaraju gubitke u željezu, povećavaju se s kvadratom frekvencije i stvaraju dodatne Joulove gubitke. Ova dodatna toplina može imati značajan utjecaj na smanjenje radnog vijeka te izolacije transformatora [24], [26]. Ozbiljniji učinak harmonika nastaje zbog strujnih harmonika koji povećavaju efektivnu

vrijednost struje koja teče kroz namote transformatora. Strujni harmonici povećavaju ukupnu efektivnu vrijednost struje, a time i gubitke u bakru ($I^2 R$), što osim zagrijavanje transformatora uzrokuje i naprezanje izolacije namota posebno ako su prisutne brze promjene napona (dv/dt), [27]. Utjecaj ukupnog harmonijskog izobličenja napona (THD_V) na gubitke u željezu prikazan je na Slika 2.7. gdje je vidljivo da povećanje gubitaka u željezu ima gotovo linearnu ovisnost o povećanju THD -a. Prema [28] maksimalna razina THD na distribucijskim transformatorima ne bi trebala viša od 5 %, odnosno potrebno je održavati vrijednost THD_V u sustavu ispod navedene razine.



Slika 2.7. Utjecaj THD -a na Jouleov gubitke i gubitke u željezu [28]

U distribucijskim mrežama opterećenje transformatora višim harmonicima definirano je faktorom K . Faktor smanjenja ili faktor K određuje sposobnost distribucijskih transformatora za rad unutar specificiranih toplinskih granica u harmoničnim okruženjima. Točnije, na temelju K -faktora izračunava se smanjenje raspoložive snage transformatora zbog dodatnih gubitaka, a pri dizajniranju novih transformatora na osnovu navedenog faktora može se izračunati povećanje snage istog da bi transformator zadovoljio 100 % opterećenje [26].

Faktor smanjenja temelji se na postotku harmonijskih struja pri opterećenju i nazivnim gubiticima koji nastaju zbog vrtložnih struja u namotima transformatora. Izračun faktora smanjenja ili faktora K definira se prema formuli:

$$K = \sum_{h=1}^N \left(\frac{I_h}{I_{ef}} \right)^2 \cdot h^2 ; h = 2,3,4, \dots H \quad (2-23)$$

gdje h predstavlja red višeg harmonika, a struja I_h efektivnu vrijednost struje višeg harmonika, dok je I_{ef} efektivna vrijednost struje opterećenja.

b) Rotirajući strojevi

Slično kao kod transformatora rotirajući strojevi izloženi su toplinskim učincima harmonika. Kako efektivna vrijednost otpora vodiča raste s porastom frekvencije, strujni valni oblik koji sadrži više harmonike, može uzrokovati veće zagrijavanje na namotanim vodičima nego sinusni valni oblik iste efektivne vrijednosti [27]. Osim navedenog, zbog pojave viših harmonika javljaju se i torzijske oscilacije. Elektromotorna sila (engl. *magnetomotive force*) inducirana direktnim i inverznim slijedom viših harmonika međusobno djeluje s referentnom frekvencijom stvarajući komponente zakretnog momenta različitih frekvencija. Sve navedeno može dovesti do problema na osovini rotirajućih strojeva koji su podložni utjecaju harmonijskih torzijskih parova uključujući zamor materijala, povećane vibracije i buku te istrošenosti ležajeva [26]. Harmonijske struje u rotorajućim strojevima, s naglaskom na generatorima, pojavljuju se u parovima te imaju direktni ili inverzni slijed rotacije. Peti harmonik ili harmonik inverznog slijeda zbog svoje rotacije inducira u rotoru negativno rotirajući 6. harmonik. Sedmi harmonik ili harmonik direktnog slijeda na sličan način inducira pozitivno rotirajući 6. harmonik u rotoru. Ovakva dva šesta suprotno rotirajuća harmonika rezultiraju strujama koje u namotu rotora imaju efekt prigušenja jer su stacionarne u odnosu na rotor te uzrokuju dodatne gubitke i zagrijavanje. Slično tome, 11. i 13. harmonik inducirat će i negativno i pozitivno rotirajući 12. harmonik u rotoru [27].

c) Kabeli

Utjecaj viših harmonika kod kabela definirani su zagrijavanjem kabela odnosno rasipanjem topline. Strujni valni oblik koji sadrži više harmonike, prolaskom kroz kabel stvara gubitke koji su definirani Joulovim gubiticima, otporom kabela (koji je određen istosmjernom komponentom) te skin efektom i efektom blizine [27]. Kod referentne frekvencije na distribucijskoj razini, zbog malog presjeka kabela, skin efekt i efekt blizine većinom su zanemarivi. Međutim, oba navedena učinka ovise o veličini vodiča, frekvenciji, otporu i propusnosti materijala vodiča te su izraženiji s pojavom viših harmonika.

Kod niskonaponskih sustava jednofazna opterećenja su sve ozbiljniji problem jer se neparni višekratnici trećeg harmonika aritmetički zbrajaju u neutralnom vodiču. Slično vrijedi i za trofazne nelinearne sustave, kao i za napajanja jednofaznih opterećenja u trofaznom

elektroenergetskom sustavu gdje je struja u neutralnom vodiču rezultat vektorskog zbroja odnosno različita je od nule [14], [15], [27].

d) Pojava paralelne i serijske rezonancije

Induktivitet u elektroenergetskim sustavima predstavlja dominantan parametar transformatora, prigušnica, kabela i vodova te generatora i motora, dok kapacitet dolazi od kondenzatorskih baterija, kabela, nadzemnih vodova, ulaznog kapaciteta transformatora, potrošača i dr. Pojava lokalne rezonancije, zbog prisutnosti kapaciteta i induktiviteta u mreži, rezultira povećanim iznosima struje i napona u mreži koji negativno utječu na ispravan rad spojne opreme. Kako su električni parametri uglavnom konstantne vrijednosti, do rezonantnih uvjeta dolazi zbog pojave viših harmonika napona odnosno struje u sustavu. Paralelna rezonancija, kao češća pojava u praksi, uzrokuje povećanje ekvivalentne impedancije sustava odnosno dovodi do povećanih vrijednosti napona u električnoj mreži. Teoretski, paralelna rezonancija javlja se zbog postojanja izvora viših harmonika, kapacitivnosti baterija kao i induktivnosti potrošača. Serijska rezonancija, kao rjeđa pojava, također nastaje zbog emitiranja viših harmonika koji dolaze od nelinearnih trošila. Pojava serijske rezonancije može uzrokovati smanjenje ekvivalentne impedancije sustava, odnosno dovesti do pojave iznimno velikih struja, [11].

e) Kondenzatori

Visoke razine harmonika kroz porast efektivnih vrijednosti napona i struja stvaraju dodatna zagrijavanja kao i dodatne gubitke dielektrika, djelomična pražnjenja u izolaciji kao i kratke spojeve što u konačnici dovodi do kvarova, odnosno do prestanka rada. Kako je reaktancija kondenzatora obrnuto proporcionalna frekvenciji, pojava serijske i paralelne rezonancije također stvara značajan utjecaj, odnosno kondenzatori djeluju kao odvodnici struja viših harmonika jer ih apsorbiraju [15], [27].

f) Utjecaj na mjernu opremu

Kalibriranje mjernih instrumenata većinom je izvedeno za sinusne veličine pa uporaba takvih mjernih instrumenata u uvjetima izobličenih valnih oblika može dovesti do pogrešaka. Vrijednosti pogreške mjernog rezultata ovise o vrsti mjerenja, vrsti mjernog instrumenta kao i njegovoj izvedbi, redoslijedu veličina i faza danog harmonika itd. [29] Ukoliko se upotrebljavaju mjerni instrumenti koji očitavaju srednju vrijednost mjerenog signala, mjerna pogreška mjerenog signala u tom slučaju može biti značajna. Viši harmonici u sustavu mogu

utjecati na nenormalan rad ili čak kvar mjerne opreme. Najznačajniji učinci su šumovi, povećanje maksimalne vrijednosti napona napajanja, pogrešna interpretacija digitalnog signala, neispravan i/ili nikakav rad IT opreme, uključujući gubitke memorije i isključivanja [15]. Prema tome u svim sustavima gdje postoji značajan broj nelinearnih opterećenja bitna je upotreba uređaja koji mjere stvarnu efektivnu vrijednost, [11], [15].

g) Zaštitna oprema

Harmonijska izobličenja struje i napona utječu na ispravan i pravovremeni rad zaštitnih uređaja. Ovisno o dizajnu elektromehanički relej može raditi brže ili sporije od vremena koje ima na referentnoj frekvenciji. Nadalje, osigurači kao i uređaji za zaštitu motora od toplinskog preopterećenja skloni su nepravilnom radu jer su zbog povećane efektivne vrijednosti struje podvrgnute učinku zagrijavanja [15].

2.7. Norme i smjernice koje se odnose na kvalitetu električne energije

Električna energija, kao roba s određenom cijenom na tržištu električne energije, treba sadržavati i određenu kvalitetu. Postoje različiti dokumenti koji kontroliraju razinu kvalitete električne energije. Navedeni dokumenti dolaze u tri razine primjenjivosti i valjanosti, a to su smjernice, preporuke i norme (standardi). Smjernice se odnose na primjere postupaka koji sadrže tipične parametre i rješenja za probleme s koji se pojavljuju. Preporuke, koje su uobičajeno nadogradnja smjernica, prepoznaju da postoje mnoga rješenja i preporučuju neka moguća rješenja, dok su norme kvalitete električne energije formalni sporazumi o ispravnom postupku za proizvodnju, testiranje, mjerenje i potrošnju električne energije [13]. Primarni cilj navedenih dokumenata, u elektroenergetskim sustavima s nesinusoidalnim naponima ili strujama, osiguravanje je zajedničke osnove za sve uključene strane (proizvođače, distributere i krajnje potrošače). Zajednička osnova podrazumijeva održavanje smetnji unutar dopuštenih granica, pružanje jedinstvene terminologije, jedinstvenih postupaka ispitivanja kao i pružanje zajedničke osnove za referenciranje [17]. Tablica 2.1. prikazuje neke od najčešće upotrebljivanih normi o pitanjima kvalitete električne energije. Ovaj odjeljak svoj naglasak stavlja na norme koje reguliraju granice vezane uz više harmonike uključujući HRN EN 50160 kao Europski standard te standard Sjedinjenih Američkih Država, IEEE 519-2022 kao i sve njegove nadopune. Također će se promatrati i IEC (Međunarodna elektrotehnička komisija) standardi koji su vezani uz više harmonike.

Tablica 2.2. Standardi kvalitete električne energije s ograničenjima vezanim uz više harmonike

PREDMET	NORMA / STANDARD
karakteristike napona iz javnih distribucijskih mreža.	EN 50160
preporučene prakse za kontrolu kvalitete električne energije	IEEE 1159
standardne definicije za eksperimentalnu uporabu za mjerenje električne energije	IEEE 1459
preporučene prakse i zahtjevi za harmonijsko upravljanje	IEEE 519
općenito	IEC 61000-1-4
okoliš emisije (opis i klasifikacija)	IEC 61000-2-1, 61000-2-2, 61000-2-3, 61000-2-4, 61000-2-6, 61000-2-12
ograničenja (ograničenja emisije i imuniteta)	IEC 61000-3-2, 61000-3-4, 61000-3-9, 61000-3-6, 61000-3-10, 61000-3-12
ispitivanja i mjerenja	IEC 61000-4-7, 61000-4-13, 61000-4-30, 61000-4-31

2.7.1. Europska i hrvatska norma HRN EN 50160

Organizacija CENELEC (engl. *European Committee for Electrotechnical Standardization*) 1995. godine izradila je normu EN 50160 a kao hrvatska norma prihvaćena je pod nazivnom HRN EN 50160:2023 „Naponske karakteristike električne energije iz javnih distribucijskih mreža (EN 50160:2022)”. Navedena norma definira i opisuje bitne karakteristike opskrbnog napona na mjestu predaje električne energije korisniku mreže u javnim niskonaponskim, srednjenaponskim i visokonaponskim mrežama pri normalnim pogonskim uvjetima [30]. Norma svoja ograničenja usmjerava na naponske karakteristike u zajedničkoj priključnoj točki (engl. *Point of Common Coupling* – PCC) te ne specificira zahtjeve za kvalitetu električne energije unutar opskrbnog sustava ili unutar korisničkih objekata. Granice harmonijskog napona dane su u postotcima osnovnog napona i odnose na sustave koji se napajaju na niskonaponskoj (NN) i srednjenaponskoj (SN) razini. Pri normalnim pogonskim uvjetima, tijekom razdoblja od jednog tjedna 95 % 10 minutnih usrednjenih efektivnih vrijednosti napona ne smiju prekoračiti vrijednosti koje su prikazane u Tablica 2.3. Ukupno harmonijsko izobličenje napona napajanja (THD_v) uključujući sve harmonike do 40. reda ne bi trebalo

prelaziti 8 %. Vrijednosti za harmonike višeg reda nisu navedene jer su premale da bi se koristile kao praktična mjera za uspostavljanje značajne referentne vrijednosti, [23].

Tablica 2.3. Vrijednosti pojedinih viših harmonika napona na mjestu predaje, u % U_n , [31].

NEPARNI HARMONICI				PARNI HARMONICI	
koji nisu višekratnici trećeg harmonika		harmonici višekratnici trećeg harmonika			
harmonijski red h	U_h u % U_n	harmonijski red h	U_h u % U_n	harmonijski red h	U_h u % U_n
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,5	6-24	0,5
13	3,0	21	0,5		
17	2,0				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				

2.7.2. IEC 61000 serija standarda za kvalitetu električne energije

Norma IEC 61000, u Europi prihvaćena pod nazivom EN 61000, sastoji se od šest dijelova i jedna je od najčešće upotrebljivanih normi za kvalitetu električne energije [13]. U Tablica 2.4. dan je kratak opis pojedinih dijelova Norme.

Tablica 2.4. Norma IEC 61000

IEC	klasifikacija	područja usmjerenosti
61000 - 1	Općenito	Sastoji se od dva odjeljka koji se odnose na primjenu i tumačenja elektromagnetske kompatibilnosti (EMC)
61000 - 2	Okoliš	Norma kroz 12 odjeljaka klasificira EMC okruženja i razine kompatibilnosti za različita okruženja

		Dijelovi norme koje uključuju razine harmonijske kompatibilnosti su: • IEC 61000-2-2 Razine kompatibilnosti za niskofrekvencijske vođene smetnje i dojavu u javnim niskonaponskim energetske sustavima • IEC 61000-2-4 Razine kompatibilnosti u industrijskim postrojenjima za niskofrekvencijske vođene smetnje • IEC 61000-2-12 Razine kompatibilnosti za niskofrekvencijske vođene smetnje i dojavu javnim srednjenaponskim energetske sustavima
61000 - 3	Ograničenja	Kroz 11 odjeljaka pokrivaju se ograničenja harmonijskih emisija i drugih smetnji. Dijelovi norme koji uključuju ograničenja harmonijskih emisija za struju: • IEC 61000-3-2 granice za harmonijske strujne emisije (za ulazne struje uređaja ≤ 16 A po fazi) • IEC 61000-3-3 Ograničenje promjena napona, kolebanja napona i treperenja u javnim niskonaponskim sustavima napajanja za opremu s nazivnom strujom ≤ 16 A po fazi i koja nije predmet uvjetovanog priključka • IEC 61000-3-4 granice za harmonijske strujne emisije u javnim niskonaponskim sustavima za opremu s nazivnom strujom > 16 A po fazi • IEC 61000-3-6 procjena ograničenja emisija za distorzivna opterećenja u srednjenaponskim (SN) i visokonaponskim (VN) energetske sustavima
61000 - 4	Ispitne i mjerne tehnike	Trideset i jedan odjeljak opisuje standardne metode za ispitivanje opreme za emisiju i otpornost na različite smetnje. Dijelovi norme uključuju • IEC 61000-4-7 Opći vodič za mjerenja harmonika i međuharmonika i instrumentaciju za sustave napajanja i opremu i spojnu opremu

		• <i>EN 61000-4-11</i> Ispitivanje otpornosti na naponske propade, kratkotrajne prekide i naponske promjene za uređaje s ulaznom strujom do 16 A po fazi • <i>EN 61000-4-13</i> Ispitivanje otpornosti na harmonike i međuharmonike uključujući mrežnu dojavu na niskofrekvencijskome mrežnom priključku • <i>IEC 61000-4-30</i> Metode mjerenja kvalitete električne energije
61000 - 5	Upute za postavljanje i ublaživanje	Kroz sedam odjeljaka norma pokriva uzemljenje, kabliranje, ublažavanje i stupnjeve zaštite od elektromagnetskih smetnji.
61000 - 6	Norme srodnih područja	Kroz pet odjeljaka pokrivaju se standardi otpornosti i emisija za stambena, komercijalna, industrijska okruženja te okruženja elektrana.

2.7.3. Norma IEEE 519

IEEE-Std 519 predstavlja IEEE preporučenu praksu i zahtjeve za harmonijsku kontrolu u elektroenergetskim sustavima. Norma postavlja ograničenja na izobličenje harmonika napona i struja u točki zajedničkog spoja (PCC), obično na sekundarnoj strani opskrbnog transformatora.

Ukupno harmonijsko izobličenje u točki PCC ovisi o postotku harmonijskog izobličenja iz svakog nelinearnog uređaja u odnosu na ukupni kapacitet transformatora i relativno opterećenje sustava. Postoje dva kriterija za procjenu harmonijskog izobličenja THD_I i THD_V , dok njihov međusobni odnos pokazuje da su harmonijska izobličenja problem sustava, a ne pojedinačnog opterećenja. Stoga, veličina dopuštenog nelinearnog korisničkog opterećenja raste s veličinom sustava, odnosno što je elektroenergetski sustav jači, to je veći postotak harmonijske struje koju korisnik smije injektirati u elektroenergetski sustav. Norma naglašava ukoliko se teži zadovoljavanju vrijednosti kvalitete električne energije, potrebna je suradnja između svih korisnika i operatora sustava kako bi se osiguralo da nijedan korisnik ne pogorša kvalitetu električne energije iznad dozvoljenih granica [13], [32].

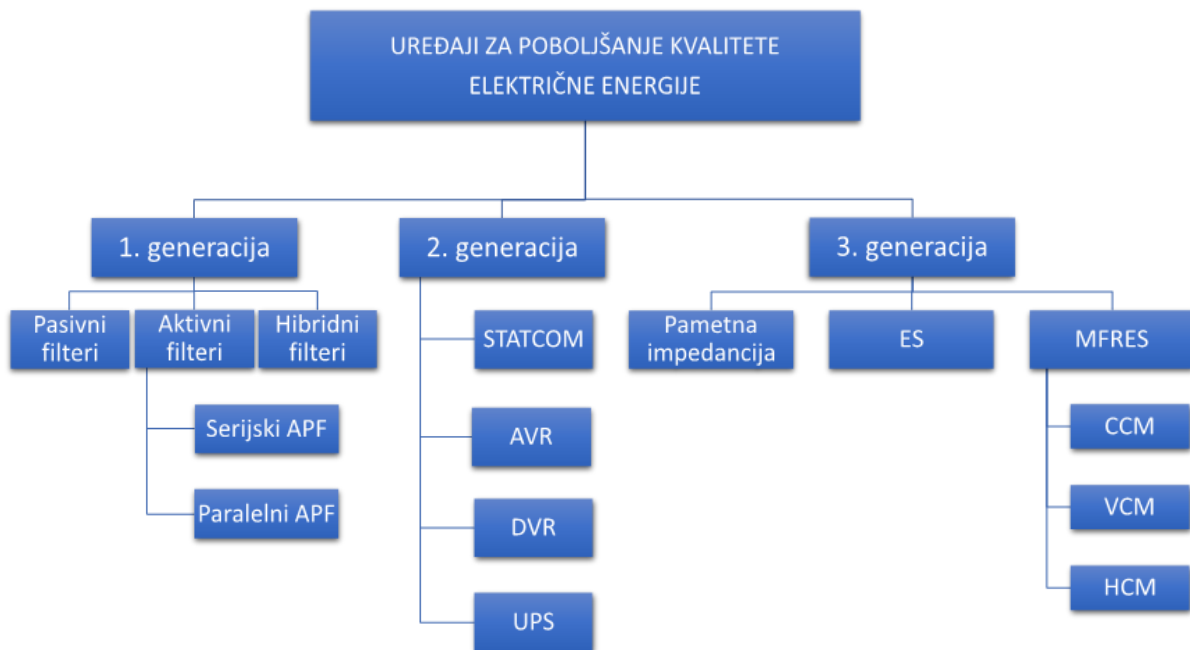
3. ISTRAŽIVANJA U PODRUČJU PRIMJENE METODA ZA REDUCIRANJE VIŠIH HARMONIKA

Povećana integracija distribuiranih izvora (DG) s jedne strane može povećati pouzdanost opskrbe električnom energijom, minimizaciju gubitaka energije, poboljšanje naponskog profila, međutim, s druge strane, u kombinaciji sa stalno rastućim brojem nelinearnih opterećenja može uzrokovati ozbiljne probleme [7]. Fotonaponski sustavi, kao najprihvaćeniji DG na distribucijskoj razini, zbog svoje jednostavnosti instaliranja i održavanja, a i niske cijene, postaju najznačajniji izvori što dovodi do visokih instaliranih kapaciteta. [33], [34] Osim visokih instaliranih kapaciteta, ostali nedostaci vezani su uz redundantno uključivanje, stohastičku proizvodnju te uz modulator širine impulsa (PWM) koji stvara loš harmonijski sastav izlaznog napona, tj. veliku distorziju valnog oblika struje. S obzirom da se cijene ostalih niskougličnih (engl. *Low Carbon* LC) tehnologija, kao što su baterijski spremnici energije i električna mobilnost, također smanjuju, očekuje se da će udio LC tehnologija biti znatno veći nego što je danas. Izobličenja valnog oblika napona i struja uzrokovana navedenim trendovima mogu biti ispod ograničenja propisana normom, ali kada su takvi sustavi povezani u radijalnom distribucijskom izvodu, njihovi kumulativni učinci mogu povećati razinu harmonika iznad željenih vrijednosti, odnosno mogu dovesti do prekoračenja ograničenja standarda EN 50160 i IEEE 519 [4], [35]. Takvi novi moderni distribucijski sustavi, u kojima se preko 70 % proizvedene električne energije transformira s pomoću uređaja energetske elektronike, [36] kao glavni cilj postavljaju reduciranje viših harmonika. Odabir odgovarajuće metode za reduciranje viših harmonika ovisi o mnogim čimbenicima kao što su izvor harmonika, parametri opskrbe mreže te ekonomski čimbenici [21]. U svrhu ublažavanja utjecaja viših harmonika primjenjuju se različite tehnike radi održavanja harmonijskih napona i struja unutar preporučenih razina [13] kao što su:

- dizajn opreme
- namjenski vod ili transformator
- optimalno postavljanje i dimenzioniranje kondenzatorskih baterija
- smanjenje snage uređaja elektroenergetskog sustava
- harmonijski filteri i prilagođeni uređaji.

Posljednjih pedesetak godina razvijali su se različiti uređaji za redukciju viših harmonika (Slika 3.1.) koji se općenito mogu kategorizirati u tri glavne generacije.

Prva generacija su uređaji za reduciranje viših harmonika uglavnom usmjereni na sprječavanje daljnjeg širenja viših harmonika u mreži, pri čemu se kompenziraju harmonici uglavnom na strani potrošača. Ova klasifikacija uključuje pasivne, aktivne te hibridne filtere. Drugu generaciju čine vrsta filtera koji upotrebljavaju ultra kondenzatore ili obnovljive izvore energije kao izvore energije za kontrolu protoka energije u mrežu. Ovu generaciju uređaja čine dinamički regulatori napona (DVR), statički kompenzatori jalove snage (SVC), statički kompenzatori (STATCOM), automatski regulatori napona (AVR) i neprekidna napajanja (UPS). Posljednja, treća generacija opreme, kao trenutna generacija za poboljšanje kvalitete električne energije uglavnom je višenamjenska. Ova generacija uređaja može obavljati više od jednog zadatka u isto vrijeme s istim sučeljem što dovodi do povećane učinkovitosti. Najnaprednija klasa ovih uređaja višenamjenski su DG-ovi koji u posljednje vrijeme dobivaju sve više pozornosti te se predlažu nove metode upravljanja za poboljšanje funkcionalnosti tih uređaja.

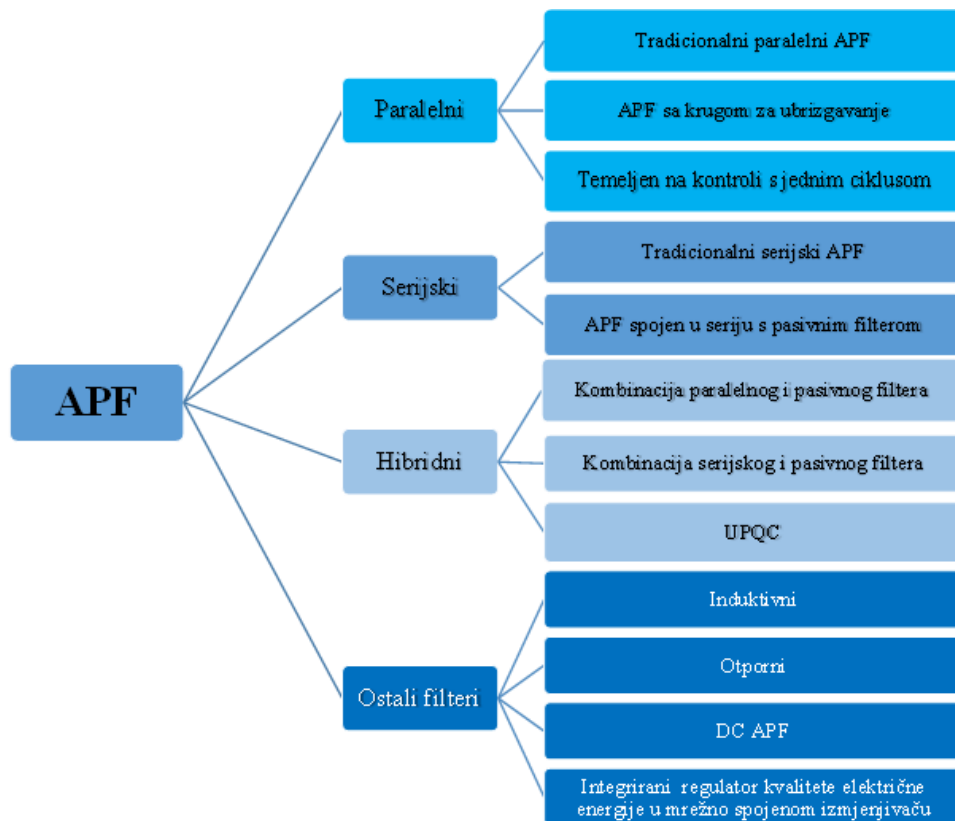


Slika 3.1. Evolucija različitih uređaja za poboljšanje kvalitete električne energije [37]

Povijesno gledano pasivni filteri su zbog svoje relativno niske cijene i jednostavne konstrukcije bili najpopularnija metoda za reduciranje viših harmonika u mrežama. Zbog svoje robusnosti i nedostataka, od kojih su najvažniji: mogućnost paralelne rezonancije s impedancijom mreže, prekomjerna kompenzacija reaktivne snage na nazivnoj frekvenciji kao i slaba fleksibilnost za dinamičku kompenzaciju te zbog sve veće razine i varijabilnosti harmonika dovela su do primjene novijih rješenja. Jedno od najčešćih rješenja primjena je aktivnih filtera [13], [15].

3.1. Aktivni filteri

Aktivni filteri (engl. *Active Power Filter* – APF) razvijeni su kako bi se prevladali nedostaci pasivnih filtera te svoju prvu primjenu imaju 1976. g. i njihov razvoj kroz godine odnosio se na topologiju i upotrebljavane pretvarače s naglaskom na uređaje energetske elektronike i PWM tehnologiju upravljanja. Njihovo djelovanje usmjereno je na smanjenje razina harmonika, kompenzaciju i poboljšanje faktora snage, smanjenje nesimetrije te treperenja napona. Kroz razvoj i implementaciju filtera u literaturi APF se još može pronaći pod nazivom, aktivni uređaj za praćenje napajanje (engl. *Active Power Line Conditioner*, APLC), trenutni kompenzator jalove snage (engl. *Instantaneous Reactive Power Compensator*, IRPC) ili uređaj za aktivno praćenje kvalitete električne energije (engl. *Active Power Quality Conditioner*, APQC) [21]. Prednost aktivnog filtriranja nalazi se u aktivnim elementima za pružanje dinamičke kompenzacije, odnosno u mogućnosti automatskog prilagođavanja promjenama u mreži kao i fluktuacijama opterećenja. Pri tome aktivni filteri mogu kompenzirati nekoliko harmonijskih redova eliminirajući rizik od rezonancije između filtra i impedancije mreže. Aktivni filtri mogu se definirati kao strujni izvori koji kompenziraju nepoželjne harmonijske struje na način da generiraju struje koje poništavaju ubrizgane harmonijske komponente nelinearnih opterećenja. Aktivni filtri, kao tehnologija koja se upotrebljava za kompenzaciju viših harmonika u jednofaznim i trofaznim mrežama s visokim prodorom nelinearnih opterećenja, općenito se prema konfiguraciji, kao što je i vidljivo na Slika 3.2, mogu podijeliti na paralelne, serijske i hibridne filtere. Odabir određene skupine proizlazi iz vrste harmonijskog izvora te utjecaja različitih rješenja filtera na cjelokupnu izvedbu sustava [13], [37], [38].

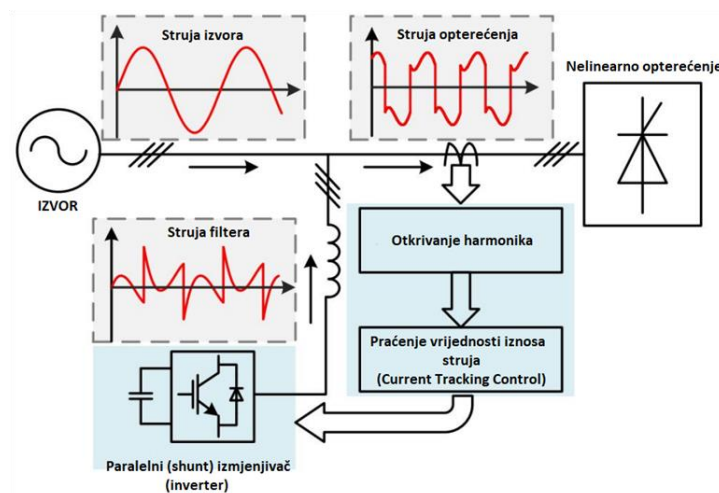


Slika 3.2. Klasifikacija filtara aktivne snage prema konfiguraciji [37]

3.1.1. Paralelni aktivni filteri

Paralelni aktivni filteri (engl. *Shunt active power filter, APF*) kao strujni izvori, kompenziraju strujne harmonike ubrizgavanjem jednake, ali fazno suprotne harmonijske kompenzacijske struje. Kao rezultat toga komponente harmonijskih struja sadržane u struji opterećenja poništavaju se učinkom aktivnog filtera, dok struja izvora ostaje sinusnog valnog oblika i u fazi s naponom. Ovakav princip filtriranja primjenjiv je na bilo koju vrstu opterećenja koja se smatra harmonijskim izvorom. Izdvajanjem harmonijskog signala iz struje opterećenja pretvarač kao naponski izvor (VSI) generira struju kompenzacije za ubrizgavanje u točku zajedničkog spoja kako bi se smanjilo ukupno harmonijsko izobličenje (*THD*). Na taj način distribucijski sustav vidi nelinearno opterećenje i aktivni filter kao idealan otpornik [38]. Konfiguracija paralelnog APF-a, prikazanog na Slika 3.3., za potiskivanje harmonijske struje jednofaznih ili trofaznih nelinearnih opterećenja sastoji se od paralelnog pretvarača kao naponskog izvora (VSI), istosmjernog (DC) kondenzatora i induktiviteta za uklanjanje valovitosti. Prikazana konfiguracija APF-a temeljna je i konvencionalna topologija drugih

hibridnih vrsta APF [37], [38]. Većina APF-ova temelji se na detektiranju harmonika i zahtjeva za jalovu snagu nelinearnih opterećenja. Učinkovita metoda za harmonijska opterećenja je metoda očitavanja struje povezana s pretvaračem naponskog izvora (VSI) za APF koji se temelji na pulsno-širinskoj modulaciji (PWM) [39].



Slika 3.3. Princip rada paralelnog aktivnog filtera [37]

3.1.2. Serijski aktivni filteri

Serijski aktivni filter (engl. *Series active power filter*) kao kontrolirani naponski izvor kompenzira naponske harmonike na način da generira serijske naponske harmonike suprotne faze, [38]. Serijskim aktivnim filtrom moguće je eliminirati izobličenja valnog oblika napona koje stvara opterećenje te regulirati napon na stezaljkama opterećenja bez obzira na pad napona, prenapon, izobličenje ili nesimetriju napona napajanja. Održavanje naponskog valnog oblika provodi se pomoću dinamičkog regulatora napona (DVR). Serijski APF dizajniran je za kompenzaciju naponskih harmonika koje stvara opterećenje, pri čemu on generira odgovarajući valni oblik za neutralizaciju izobličenja napona uzrokovano opterećenjem [40]. Ovakav pristup upotrebe aktivnog filtera može biti ekonomska atraktivna alternativa besprekidnom napajanju (UPS-u) jer nije potrebno skladištenje energije (baterija).

3.1.3. Hibridni aktivni filteri

Hibridni aktivni filteri nastaju spajanjem pasivnih LC filtara s aktivnim filterom. Hibridna topologija značajno poboljšava karakteristike kompenzacije pasivnih filtara, čineći

upotrebu aktivnih filtera dostupnom za velike snage. Karakteristike kompenzacije već instaliranih pasivnih filtera mogu se značajno poboljšati spajanjem serijskog aktivnog filtera. Aktivni filter serijski je spojen s pasivnim filterom preko spojnog transformatora te generira naponski signal koji tjera harmonijsku struju kroz pasivni filter. Na taj način poboljšavaju se karakteristike kompenzacija viših harmonika. Upotreba hibridnih filtera veće snage povećava ukupne troškove i složenost sustava [38], [41].

3.1.4. Višenamjenski obnovljivi izvori energije

Višenamjenski obnovljivi izvori energije (engl. *Multifunctional renewable energy source*, MFRES) kao uređaji posljednje treće generacije obnovljivi su izvori energije (OIE) s višenamjenskom ulogom koji će imati značajnu ulogu u budućim pametnim mrežama. Takvi OIE kontinuirano se razvijaju zbog učinkovitijeg načina njihove upotrebe te im je moguće dodati pomoćne usluge za pretvarače u elektroenergetskim sustavima, kao što je aktivni filter ili izvor pohrane energije. MFRES-ovi se mogu kategorizirati prema domeni učinka ili prema nekim objektima koje treba kontrolirati, odnosno takvi uređaji mogu djelovati lokalno i globalno [37]. Lokalni sustavi djeluju samo na izlaznu struju OIE, dok globalni MFRES može cijelo područje smatrati jedinstvenim područjem i tretirati ga kao linearno opterećenje. Autori u radovima [42], [43], [44], [45] stavljaju naglasak na fotonaponske elektrane (PV) kao MFRES zbog svoje dostupnosti i povećane integracija s ciljem poboljšanja kvalitete električne energije. Aktivni filter u ovom slučaju ima dvostruku ulogu – isporučivanje maksimalne energije iz PV-a u mrežu te poboljšavanje kvalitete električne energije. Osim PV kao MFRES autori u radu [46] nude mogućnost upotrebe mrežno integrirane punionice električnih vozila kao aktivnog filtera te predlažu algoritam koji prvenstveno ima namjenu punjenja električnih vozila, dok istovremeno učinkovito kompenzira izobličenja struje mreže koja proizlaze iz nelinearnog opterećenja stanice za punjenje.

3.2. Modeliranje paralelnog aktivnog filtera

Paralelni aktivni filter (APF) u većini relevantne literature [33], [47], [48], [49], [50], [51] predstavlja se kao strujni izvor. Prema tome on djeluje kao kontrolirani izvor struje koji, kada je spojen paralelno s nelinearnim nesimetričnim opterećenjem, može generirati neželjene komponente struje koje su prisutne u struji opterećenja [52]. APF pri tome predstavlja

kompenzator koji generira struju kompenzacije i_{SAPF} , a koja treba zadovoljiti trenutne Kirchhoffove zakone za struju u PCC točki. Prema Slika 3.3 i izrazima (3-1) i (3-2) struja koja dolazi iz mreže i_S sinusna je struja nazivne frekvencije. Međutim, može se uočiti da će iz mreže poteći sinusna struja nazivne frekvencije samo kada struja APF-a ima isti harmonijski sastav koji je jednak sumi viših harmonijskih članova struje nelinearnog opterećenja i_{NL} . U izrazu (3-2), i_{NL_h1} predstavlja struju osnovnog harmonika, dok je i_{NLh} struja viših harmonika nelinearnog opterećenja.

$$i_S = i_{NL} - i_{APF} \quad (3-1)$$

$$i_{NL} = i_{NL_h1} + \sum_{h=2}^{40} i_{NLh} \quad (3-2)$$

Ukoliko se pretpostavi da je APF, koji je spojen na neki čvor sustava, idealni izvor struje koji ubacuje više harmonike, takav izvor prema [21], [53] može se opisati pomoću Fourierovog niza i prikazan je izrazom (3-3)

$$i_{APF}(t) = \sqrt{2} \operatorname{Re} \left(\sum_{h=2}^H I_{APF}^h e^{jh\omega_0 t} \right) \quad \forall h \in H \quad (3-3)$$

gdje je H broj harmonika koje generira APF, a I_{APF}^h fazor h -tog harmonika struje APF-a. Kod određivanja amplitude i faznog kuta struje APF-a, prema [33], [47], kao i u većini radova, upotrebljava se fazorski model prikazan izrazom (3-4). Prema tome, efektivna se vrijednost struje APF-a izražava izrazom (3-5)

$$I_{APF}^h = |I_{APF}^h| e^{j\varphi_{APF}^h} = I_{APF,Re}^h + j I_{APF,Im}^h; \quad \forall h \in H \quad (3-4)$$

$$I_{APF,n}^h = \sqrt{\sum_{h=2}^H (I_{APF,n,Re}^{2(h)} + I_{APF,n,Im}^{2(h)})}; \quad \forall n \in N, \forall h \in H \quad (3-5)$$

gdje I_{APF}^h predstavlja efektivnu vrijednost struje filtera za h -ti harmonik, a struje $I_{APF,Re}^h$ i $I_{APF,Im}^h$ realni su i imaginarni dio fazora nelinearne struje filtera za h -ti harmonik.

3.3. Optimizacijske metode u području alokacije APF-a

Postavljanje APF-a kao uređaja za reduciranje viših harmonika u elektroenergetske sustave jedan je od ključnih elemenata za uspješno poboljšanje kvalitete električne energije, ne samo s tehničkog već i s ekonomskog gledišta, [21]. U distribucijskoj mreži s povećanom integracijom spremnika energije, električne mobilnosti kao i velikog broja distribuiranih izvora, trivijalno i vrlo skupo rješenje postavljanje je filtera na sve sabirnice nelinearnog opterećenja, stoga je potreban optimizacijski pristup za najprikladniju veličinu i lokaciju, [54]. Proces optimizacije, kao matematičko programiranje, široko se primjenjuje u svim područjima tehnike te ima značajnu ulogu u problemima poboljšanja kvalitete električne energije, povezanih s neželjenim komponentama u valnim oblicima struje i napona. Prema [21], definicija optimizacijskog problema uključuje funkciju cilja i ograničenja te se problem optimizacije može riješiti pomoću mnogih algoritama. Općenito se optimizacijske metode na temelju njihovog pristupa pronalaženju rješenja mogu podijeliti u tri glavne skupine: konvencionalne (klasične), heurističke i metaheurističke [21].

Konvencionalne (klasične), neheurističke metode poznate su još kao tradicionalne ili egzaktna metode. Navedene metode oslanjaju se na matematičke i analitičke tehnike kako bi se pronašlo optimalno rješenje. Konvencionalne metode, kao komplicirane metode, trebaju dugo vrijeme izvođenja optimizacije te one uključuju različite metode kao što su: optimizacija bez ograničenja, linearno, nelinearno dinamičko i programiranje, Newtonova metoda, mješovito cjelobrojno programiranje i dr. [55]

Heurističke metode temelje se na pravilima kao isprobavanje svake kombinacije ili definiranje slijeda rješavanja projektnih jednadžbi prema problemu optimizacije. Heurističke metode rješavanja problema upotrebljavaju se kao praktičan pristup da bi se došlo do rješenja koja su dovoljno dobra ili blizu optimalnih. Njezin cilj je brže rješavanje problema kada su tradicionalne tehnike prespore [56].

Metaheurističke, kao tehnike više razine, temelje se na nekom obliku stohastičke optimizacije i predstavljaju fleksibilne tehnike koje mogu s većom lakoćom pružiti globalno rješenje. Međutim, takve tehnike ne jamče optimalno rješenje, ali su učinkovite za pronalaženje dobrih rješenja u razumnom vremenskom okviru [56]. Ove optimizacijske metode opsežno su se razvijale dugo vremena i uključuju različite pristupe koji su sažeti u Tablica 3.1. uzimajući u obzir algoritme koji se upotrebljavaju u dimenzioniranju i postavljanju aktivnih filtera [21].

3.3.1. Metaheurističke metode u dimenzioniranju i postavljanju aktivnih filtera

Metaheuristička metoda je ili metoda nadređenih pravila i općenito je stohastičkog karaktera. Primjena optimizacijskih metoda za minimiziranje broja aktivnih filtera i njihove veličine dovodi do poboljšanja ekonomskih pokazatelja, harmonijskih izobličenja te smanjenje štetnih posljedica i gubitaka snage uzrokovanih višim harmonicima. Pregledom literature utvrđeno je postojanje velikog broja gledišta prilikom optimizacija parametara i položaja aktivnih filtera u elektroenergetskim sustavima. Predložena rješenja razlikuju se po složenosti, univerzalnosti te po stupnju načina implementacije. Jedan od najjednostavnijih pristupa predložen je u radu [57] gdje se postavljenjem filtera u uzastopne čvorove, jedan po jedan, uspoređuju dobiveni rezultati i na osnovu dobivenih rješenja odabire se najbolje rješenje. Naprednija rješenja upotrebljavaju optimizacijske metode koje se temelje na složenijim optimizacijskim algoritmima. Kronološki gledano od 2010. godine to su Tabu algoritam [58], Fuzzy algoritam [59], algoritmi inspirirani glazbom [60], kolonijom mrava [61], algoritmom valova [62], algoritmom sivog vuka [63], algoritmom traženja bakterijske hrane [64]. Međutim, najpopularnije optimizacijske metode vežu se uz evolucijske algoritme, s naglaskom na genetski algoritam [65], [66] i algoritme koji se temelje na roju, (engl. *Swarm Intelligence* – SI) gdje je najpopularniji algoritam optimizacije roja čestica (engl. *Particle Particle swarm optimization algorithm*, PSO) kao i njegovih modifikacija [33], [67], [68], [69], [70].

Swarm Intelligence (SI) je grana umjetne inteligencije koja je izgrađena na inteligentnom kolektivnom ponašanju društvenih rojeva u prirodi. SI je karakteristika sustava u kojoj agenti (jedinke roja ili kukaca) stupaju u interakciju lokalno sa svojom okolinom tako da njihova kolektivna ponašanja stvaraju pojavu kohezivnih funkcionalnih globalnih obrazaca [71]. PSO [72], kao stohastički algoritam, iskorištava koncepte društvenog ponašanja životinja, gdje se svako potencijalno rješenje zadanog problema promatra kao jedinka (čestica) koja određenom brzinom leti kroz prostor problema, poput jata ptica ili jata riba. Svoju proceduru za pretragu PSO bazira na populaciji, odnosno na modelima čestica koje lete nad prostorom rješenja u potrazi za globalnim optimumom, u kojoj svaka jedinka mijenjaju svoju poziciju (stanja) u vremenu. Koordinate svake čestice predstavljaju moguće rješenje povezano s dva vektora, vektorima položaja (x_i) i vektorima brzine (v_i). U višedimenzionalnom prostoru pretraživanja, $x_i = [x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{iN}]$ i $v_i = [v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{iN}]$ dva su vektora povezana sa svakom česticom i . Svaka čestica u jatu (roju), koji se sastoji od niza čestica koje lete kroz prostor izvedivih rješenja kako bi istražile točke u kojima postoje optimalna rješenja, za vrijeme gibanja pamti dva rješenja. Prvo rješenje je na bazi vlastitog iskustva, tj. na bazi vlastitog najprikladnijeg rješenja

(*personal_best*), dok je drugo na najboljem rješenju do kojeg je došla bilo koja susjedna jedinka (*global_best*). Pamćenje najboljeg rješenja iz susjedne jedinke dovodi do boljeg istraživanja prostora rješenja, ali kroz višedimenzionalni prostor pretraživanja konvergira vrlo malom brzinom prema globalnom optimumu. Iduća iteracija slijedi tek kada su se sve čestice pomaknule [71], [73].

Ovaj stohastični algoritam svoju primjenu nalazi u radu [74] gdje su autori upotrijebili klasični PSO algoritam kako bi odredili lokaciju i veličinu aktivnog filtera s ciljem minimiziranja gubitka djelatne snage. Također, autori u navedenom radu daju mogućnost spajanja više manjih APF-a umjesto jednog većeg. U literaturi su najzastupljenije metode modificiranih verzija PSO-a gdje je najčešća diskretna verzija, tj. DPSO. Autori u radu [75] primjenjuju višekriterijsku funkciju s četiri faktora koja obuhvaća THD_v , harmonijske gubitke u prijenosu, gubitka opterećenja motora kao i veličinu APF-a. Autori su dobivene rezultate DPSO-a usporedili s rezultatima dobivenim GA, te dokazali da je PSO algoritam učinkovitiji. Implementacija DPSO također je vidljiva u radu [70] gdje autori pomoću PSO-a definiraju globalno optimalno rješenje izbjegavajući dugo vrijeme obrade povezano s GA. Autori predloženu tehniku upotrebljavaju kako bi dimenzionirali aktivni filter u postrojenju za desalinizaciju morske vode. Također DPSO upotrebljavaju i autori u radu [33] kako bi optimizirali alokacije više aktivnih filtera s ciljem minimiziranja troškova ulaganja. Rezultati dobiveni DPSO algoritmom pokazali su veću točnost u usporedbi s rezultatima dobivenim pomoću genetskog algoritma, simuliranog žarenja (engl. *Simulated Annealing*, SA) i diskretnog nelinearnog programiranja.

Modificirana verzija PSO koju su predložili autori u radu [76] uzima u obzir PSO i višeobjektivne funkcije, nazvane MOPSO (engl. *multiobjektiv particle swarm optimization*). Autori u navedenom radu predlažu i uspoređuju dvije metode primijenjene na dodjelu i dimenzioniranje višestrukih paralelnih aktivnih filtara u distribucijskoj mreži, uključujući algoritam PSO-a s jednom funkcijom cilja i PSO s više ciljeva, tzv. MOPSO (engl. *multi-objective particle swarm optimization*) algoritam. Dobiveni rezultati u radu potvrđuju da obje metode mogu postići cilj, ali da je algoritam temeljen na MOPSO-u učinkovitiji u usporedbi s algoritmom temeljenim na PSO-u.

METAHEURISTIKA

Evolucijski algoritmi (engl. <i>Evolutionary Algorithms</i>)	Diferencijalna evolucija (engl. <i>Differential evolution</i>)
	Genetski algoritmi (engl. <i>Genetic algorithms</i>)
	Algoritmi temeljeni na čovjeku (engl. <i>Human-Based Algorithms</i>)
	Harmonijska pretraga (engl. <i>Harmony search</i>)
	Tabu pretraga (engl. <i>Tabu search</i>)
	Fuzzy algoritmi (engl. <i>Fuzzy Algorithms</i>)
	Algoritmi temeljeni na roju (engl. <i>Swarm-Based Algorithms</i>)
	Algoritam kolonije mrava (engl. <i>Ant colony algorithm</i>)
	Algoritam traženja hrane za bakterije (engl. <i>Bacterial foraging algorithm</i>)
	Cuckoo optimizacijski algoritam (engl. <i>Cuckoo optimization algorithm</i>)
	Algoritam krijesnica (engl. <i>Firefly algorithm</i>)
	Algoritam optimizacije sivog vuka (engl. <i>Grey wolf optimization algorithm</i>)
	Algoritam optimizacije roja čestica (engl. <i>Particle swarm optimization algorithm</i>)
	Algoritam optimizacija kitova (engl. <i>Whale algorithm</i>)

Tablica 3.1. Klasifikacija metaheurističkih algoritama

3.3.2. Primijenjene optimizacijske funkcije cilja s ograničenjima pri alokaciji aktivnih filtera

Pregledom relevantne literature za optimalnu alokaciju APF-a općenito se mogu formulirati dvije različite kategorije pristupa optimizacijskom problemu [50]:

- Prva kategorija ima za cilj minimiziranje harmonijskih izobličenja napona u cijeloj mreži uz zadovoljavanje ograničenja struja filtera kao i IHD_V te THD_V -a na svim sabirnicama.
- Druga kategorija usmjerena je na minimiziranje injektiranih struja aktivnih filtera dok su standardne razine harmonika i strujna ograničenja filtera istovremeno ispunjeni.

Optimizacijski problem postavljanja aktivnog filtera podrazumijeva definiranje funkcije cilja uz ograničenja. Kod aktivnih filtera, najčešći ciljevi su minimiziranje efektivnih vrijednosti

struje izvora kao i optimalno postavljanje APF-ova u danoj mreži. Pri tome se struje APF-a određuju pomoću upravljačkog algoritma, kako bi se kompenzirali svi viši harmonici linijske struje u čvoru u koji se APF spaja. Minimiziranje broja APF-ova kao i njihove veličine omogućuje održavanje razina THD-a unutar granica definiranih normom, zatim smanjenje gubitaka uzrokovano višim harmonicima u sustavu te poboljšava ekonomske pokazatelje [21]. Jedna od najčešće upotrebljivanih funkcija cilja prikazana je izrazom (3-6), definira se kao zbroj trenutnih efektivnih vrijednosti svih APF-ova instaliranih u promatranoj mreži [4], [49], [59], [63], [70], [77], [78], [79], [80], [81]. Njene modificirane verzije uzimaju u obzir neke dodatne faktore kao što su preferirani čvorovi za instalaciju APF-a zbog pristupačnosti ili jednostavnosti instalacije te minimiziranje maksimalne struje APF-a [53], [82]. Popularna skupina ciljnih funkcija, prikazane izrazom (3-7), vezane se uz ukupno harmonijsko izobličenje napona ili struje. Minimiziranje maksimalne vrijednosti THD_V ili THD_I [44], [50], [66], [70], [79], [80], [82], [83], [84], [85], [86] ovisi o referentnim normama na koje se autori pozivaju. Također i ovdje postoje različite modifikacije vezane uz funkciju cilja, a one se odnose na minimiziranje navedenih faktora u PCC točki, zatim u svakom čvoru, na ukupnu sumu faktora u svim čvorovima. Osim navedenih faktora THD_V i THD_I često se za funkcije cilja primjenjuje i faktor TDD [79], [87]. Izraz (3-8) odnosi se na funkciju cilja koja ima cilj minimizirati gubitke snage bilo da se oni odnose na osnovne gubitke ili harmonijske gubitke [4], [50], [70], [87], [88]. Minimiziranje viših naponskih harmonika u svim čvorovima prikazano je izrazom (3-9), dok se izrazi (3-10) i (3-11) odnose na minimiziranje financijskog troška. Izraz (3-10) se odnosi na minimiziranje broja APF-ova dok se u izrazu (3-11) upotrebljavaju koeficijenti c_{fix} kao fiksni i c_{var} kao varijabilni trošak APF-a. Ovdje, također, postoje modifikacije optimizacijske funkcije koje se odnose na troškove vezane uz investiciju te operativne i troškove održavanja [50], [89], [90].

$$\min_x f = \sum_{n=1}^N |I_{SAPF,n}|; \forall n \in N \quad (3-6)$$

$$\min_x f = \sum_n^{N'} |THDV_n| \quad ; \quad \min_x f = \sum_n^{N'} |THDI_n|; \forall n \in N \quad (3-7)$$

$$\min_x f = \sum_{i=1}^I |P_i|; \forall i \in I \quad (3-8)$$

$$\min_x f = \sum_{w=1}^W \sum_{h=2}^H |V_{n,h}|, \forall n \in N, \forall h \in H \quad (3-9)$$

$$\min_x f = Z_{APF} \quad (3-10)$$

$$\min_x f = \sum_{n=1}^N (c_{var} |I_{SAPF,n}| - c_{fix}) \quad (3-11)$$

U prethodnim je izrazima n - broj APF-a, h – red višeg harmonika, N - najveći broj čvorova u koje je moguće postaviti APF, M je ukupan broj čvorova u sustavu ($M \geq N$), c_{fix} i c_{var} koeficijenti fiksnih i varijabilnih troškova, a Z_{APF} - ukupan broj filtera.

U do sada navedenoj literaturi ograničenja koja se povezuju s funkcijama cilja općenito se mogu podijeliti u dvije skupine. *Prvu skupinu* čine fizička ograničenja samih aktivnih filtera kao što su:

- efektivne vrijednosti struja APF-a trebaju biti veće od donje granice ($|I_{SAPF}|min$), a niže od gornje granice ($|I_{SAPF}|max$) koju filter može dati
- efektivne vrijednosti uzastopnih strujnih harmonika APF-a su ograničene, u skladu s tehničkom specifikacijom APF-a
- komercijalno dostupne diskretne veličine APF-ova mogu se uzeti u obzir uvođenjem veličine osnovne jedinice APF.

Drugu skupinu čine ograničenja vezana uz promatrani sustav, odnosno testnu mrežu

- efektivne pojedinačne vrijednosti naponskih i/ili strujnih harmonika, u svim čvorovima, trebaju biti niže od zadanih propisanih vrijednosti, ovisno o normama i propisima na koje se autori referenciraju
- vrijednosti THD_V kao i/ili THD_I u svim čvorovima moraju biti niže od zadanih propisanih vrijednosti, ovisno o normama i propisima na koje se autori referenciraju.

3.3.3. Testni sustavi i vrste opterećenja

Alokacija aktivnih filtera, uz predloženu metodu optimizacije, u navedenim radovima provjeravaju se na oglednim sustavima. Pri tome autori stavljaju naglasak na IEEE sustave, u

kojima većina autora ne upotrebljavaju promjenu opterećenja kao ni varijabilnu razinu harmonika. Nelinearno opterećenje promjenjive je prirode te viši harmonici variraju s vremenom. Autori u radovima [91], [92], naglasili su značaj vremenski promjenjivog opterećenja, odnosno da na pokazatelje kvalitete električne energije ozbiljno utječu promjene opterećenja. Ukoliko se u procesu optimizacije zanemari vremenski promjenjivo opterećenje, konačno rješenje može rezultirati neoptimalnim rješenjem, [90]. Značajnom učinku ubrizgavanja varijabilnih harmonika i nelinearnog opterećenja ova varijacija trebala bi biti uključena u analizu. Tablica 3.2. prikazuje sumarni referencirani prikaz sustava koji su se upotrebljavali u radovima posljednjih 10 godina te jesu li autori u navedenim radovima primjenjivali u svojim testnim sustavima promjenu opterećenja, odnosno varijabilne razine harmonika.

Tablica 3.2. Upotrebljavani ispitni sustavi

Testni sustav	Referenca	Promjenjivo	
		opterećenje/ varijabilna razina harmonika	Stupanj nelinearnosti
IEEE 5	[59]	NE	1 sabirnica
	[63]	NE	2 sabirnice
IEEE 16	[93]	NE	5 sabirnica
IEEE 17	[81]	NE	8 sabirnica
IEEE 18	[94]	NE	3 sabirnice
	[75]	2 slučaja	5 sabirnica
	[75]	Tri testna slučaja	3NLL
	[78]	Tri testna slučaja	5 + 2 NLL
	[76]	Tri testna slučaja	6 sabirnica
	[95]	NE	3 sabirnice
	[96]	NE	3 sabirnice
IEEE 33	[49]	Tri testna slučaja	maksimalno 5 sabirnica
	[82]	NE	5 sabirnica s PV
	[96]	NE	3 sabirnice
	[90]	DA	8 sabirnica (krajevi izvoda RDS-a)

IEEE 69	[93]	NE	19 sabirnica
RDS 5	[59]	NE	tri nelinearna opterećenja
RDS 13	[61]	NE	6 sabirnica
RDS 17	[50]	DA(tri slučaja)	7 sabirnica
	[79]	NE	7 sabirnica
	[87]	Tri slučaja	tri vrste NL
RDS 20	[58]	NE	4 sabirnice
RDS 33	[63]	NE	4 sabirnice (krajevi izvoda RDS-a)
Lab. postava 7 čvora	[83]	NE	tri nelinearna opterećenja
Industrijsko postrojenje	[84], [86]	NE	nije navedeno
	[66]	Postotno povećanje udjela OIE	različite vrste – 34% opterećenja
Skijaška stanica	[4]	NE	20 sabirnica
Rudnik	[88]	NE	različite vrste nelinearnih opterećenja
3-fazni 415 V AC sustav	[85]	DA (6 slučaja)	različite vrste nelinearnih opterećenja

Najčešće je upotrebljavan sustav IEEE sustav od 18 čvorova koji se sastoji od 16 čvorova na 12,5 kV i dva čvora (čvorovi 50 i 51) od 138 kV koje napaja generator od 10 MVA. Nelinearna opterećenja, kao izvor viših harmonika, spojena su u većini radova na čvorove naponske razine 12,5 kV. Većina autora svoje procese optimizacije testira na srednjenaponskim sustavima, međutim, najveći dio nelinearnosti pojavljuje se u niskonaponskim sustavima (< 1kV) što potvrđuju i publikacije [66], [88].

4. STRATEGIJA ISTRAŽIVANJA I OPTIMIZACIJSKI PROBLEM U ODREĐIVANJU OPTIMALNIH POSTAVKI AKTIVNIH FILTERA

Detaljan opis područja i strategije istraživanja, upotrijebljenog optimizacijskog modela te opis optimizacijske metode opisani su u ovom poglavlju. Također se u ovom poglavlju ostvaruje detaljni uvid u funkciju cilja, pripadajuće varijable i ograničenja te u način modeliranja različitih vrsta opterećenja i izvora i detaljan opis algoritama za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera snage u niskonaponskoj mreži.

4.1. Strategija istraživanja

Cjelokupnom analizom literature koja je obrađena u trećem poglavlju, a odnosi se na istraživanja vezana uz područja primjene metoda za reduciranje viših harmonika, uočljivo je značajno povećanje broja znanstvenih radova u posljednjih desetak godina. Jedno od objašnjenja povećanog zanimanja za ovu temu leži u razvoju računalnih algoritama koji pojednostavljaju i olakšavaju optimalni raspored aktivnih filtera. Međutim, pregledom područja uočena je raznolikost gledišta na probleme optimalne alokacije aktivnih filtera te se na osnovu toga mogu donijeti opći zaključci gdje postoje određeni potencijali za napredak. Proučena literatura dovodi do spoznaja da autori u većini istraživanja predstavljaju različite pristupe optimizacijskom problemu, u smislu definiranja funkcija cilja, njihovih ograničenja te upotrebljivanih optimizacijskih algoritama. Pri tome određeni broj autora, kroz cijeli spektar optimizacijskih tehnika, svoja istraživanja usmjerava na pokušaje prikazivanja prednosti i mogućnosti pojedinih optimizacijskih metoda te njihovoj brzini rješavanja, a u biti zanemaruju ono najvažnije, stvarno rješavanje problema postavljanja aktivnih filtera. U pogledu optimizacijskih metoda upotrebljivanih u literaturi najistaknutija metoda jesu PSO algoritmi kao i njihove modifikacije. Radovi koji upotrebljavaju navedenu optimizacijsku metodu ujedno su i najnoviji radovi. U ovom doktorskom radu planira se upotrijebiti PSO algoritam zbog gore navedene konstatacije, a i prema [97] gdje autori navode da PSO algoritmi imaju veliku primjenu u raznim područjima znanosti posljednjih godina.

Osim usmjeravanja istraživanja na primjeni optimizacijskih tehnika uočeno je da autori kod rješavanja optimalnog postavljanja i veličine aktivnih filtera zanemaruju bitnu činjenicu, odnosno zanemaruju pojavu varijabilnosti harmonika s vremenom. Nelinearno opterećenje promjenjive je prirode te je iznos viših harmonika u funkciji vremena. Primijenjena

optimizacijska tehnika u ovom doktorskom radu planira upotrijebiti realne podatke u 24 satnom intervalu. Optimizacijski postupak određivanja položaja te veličine APF-a biti će definiran za svaki sat, odnosno, primijenit će se za 24 različita stanja mreže. Navedena stanja mreže obuhvaćat će promjene opterećenja djelatne i jalove snage, kao i njihovog pripadajućeg harmonijskog spektra za svaki puni sat. Zanimljivo je da značajja vremenski promjenjivo opterećenja kao i promjenjivosti harmonijskog spektra, gdje naglasak svakako leži na novim integriranim oblicima opterećenja (punionice EV i baterijski spremnici) kao i povećana integracija DG sustava, može rezultirati neoptimalnim rješenjem. Prema svemu navedenom vremenski promjenjivo ubrizgavanje varijabilnih harmonika u sustav svakako mora biti uključeno u analizu te pri optimizacijskom postupku.

Pojedini autori u promatranim radovima imaju sličan pristup u procesu optimizacije. Upotrebljavaju iste funkcije cilja i ograničenja, međutim, nemaju zajednički testni sustav i jedinstveni opis problema koji bi omogućio izravnu usporedbu rezultata i analiza. Kako je vidljivo u Tablica 3.2, autori većinom upotrebljavaju linearne testne mreže u koje proizvoljno dodaju nelinearnosti. Te nelinearnosti ne obuhvaćaju cijelu mrežu, nego samo određene čvorove pa se na taj način područje pretrage optimalne lokacije smanjuje na samo unaprijed definirane čvorove. Vrlo se rijetko autori pozivaju i na stvarne elektroenergetske sustave u kojima bi bilo moguće obaviti komparativnu analizu učinkovitosti pojedinih optimizacijskih metoda. Prema grupi autora u [21] naglašava se da bi se istraživanja trebala vezati uz optimizaciju dimenzioniranja i smještaja filtara aktivne snage u niskonaponskim mrežama, kao što su radijalni izvodi (RDS), zatim mreže industrijskih postrojenja i sl. Takva optimizacija može donijeti stvarne učinke u poboljšanju kvalitete električne energije, smanjenju troškova instalacije i stvarnim ekonomskim uštedama. Osim toga, autori smatraju bitnim smjerom istraživanja optimizaciju s globalnom kontrolom skupine filtara aktivne snage, u kojoj bi bilo moguće generirati valne oblike drugačije od onih koji proizlaze iz spojne točke APF uređaja.

Istraživanje u ovom doktorskom radu usmjereno je na implementaciji radijalnog niskonaponskog distribucijskog izvoda, gdje je će se u svakom čvoru uzimati varijabilnost proizvodnje i/ili potrošnje. Pri tome će sam položaj i dimenzioniranje APF-a ovisiti o rasponu opterećenja u čvorovima, a ne o postavljenoj radnoj točki na čvoru postavljanja. U fokusu ovog dokorskog rada je optimizacijski okvir koji omogućuje praćenje stanja mreže s obzirom na promjene snage kao i harmonijskog spektra tijekom optimizacijskog problema.

Sveobuhvatnom analizom može se utvrditi da niti jedno istraživanje nije u mogućnosti obuhvatiti sva moguća gledišta, kao i sva moguća stanja mreže. Istraživanja u ovom doktorskom radu usmjeravaju se na ostvarenje sljedećih znanstvenih doprinosa:

- kosimulacijski model za određivanje parametara i optimalnih postavki paralelnog aktivnog filtera snage u nesimetričnoj niskonaponskoj mreži
- određivanje i vrednovanje kriterija adekvatnosti primjene i obuhvata djelovanja aktivnog filtera snage s ciljem smanjenja strujnih harmonijskih izobličenja i harmonijskih gubitaka u različitim pogonskim stanjima u niskonaponskoj mreži.

4.2. Funkcija cilja, varijable i ograničenja optimizacijskog problema

Općenito se optimizacijski problem, kod optimalne alokacija aktivnih filtera, može promatrati kroz nekoliko glavnih gledišta:

- a) funkciju cilja
- b) ograničenja funkcije cilja
- c) konfiguraciju ispitne mreže.

Navedeni različiti aspekti pogleda na problem optimalne alokacije aktivnog filtera te šarolikost optimizacijskih metoda dovele su do odluke da će se optimizacijski problem optimalne alokacije aktivnih filtera, u ovom doktorskom radu, na niskonaponskom sustavu, realizirati pomoću algoritama optimizacije roja čestica. Navedena metoda, kao matematička grana, ima za cilj pronaći takav skup varijabli koje daju rješenje problema maksimalne odnosno minimalne vrijednosti funkcije cilja te istovremeno zadovoljavaju sva ograničenja. Funkcija cilja (engl. *objective function*) može se definirati kao glavni osnovni zapis (formulacija) koja omogućava pronalaženje uvjeta pri kojem ista poprima neke od svojih ekstremnih vrijednosti, bile one minimalni ili maksimalni. Ograničenja se (engl. *constraints*) predstavljaju kao zapisi u obliku jednadžbi ili nejednadžbi te mogu biti funkcijska ograničenja te ograničenja varijabli (područje prihvatljivih vrijednosti varijabli).

Varijable, o kojima ovise funkcije cilja i ograničenja svakog optimizacijskog problema, predstavljaju skup mogućih rješenja optimizacijskog problema s postavljenim ograničenjima, a prema [98] mogu se podijeliti na: varijable odluke, varijable stanja, izlazne varijable i varijable radne točke.

Varijable odluke ili upravljačke varijable, kao rješenja optimizacijskog problema, definiraju se kao ulazne varijable optimizacijskog problema. Varijablama odluke izravno se upravlja, tj. njihove se vrijednosti traže radi postizanja optimuma. Problem optimalne alokacije aktivnih filtera snage za varijable odluke, odnosno rješenje problema, uzima amplitudu struje višeg harmonika kao i njenog pripadajućeg kuta, [98]. *Varijable stanja* definiraju se kao varijable koje omogućavaju povezivanje ulaznih i izlaznih varijabli zadanog optimizacijskog problema. Kako je definirano, ulazne varijable su varijable odluke, dok se izlazne varijable promatraju kao reakcija sustava odnosno one predstavljaju vrijednosti funkcije cilja optimizacijskog problema. Izlazne se varijable u literaturi još nazivaju zavisne varijable [99]. Problem optimalne alokacija APF-a za izlazne varijable ima ukupna harmonijska izobličenja u svim čvorovima radijalne distribucijske mreže te ukupne harmonijske gubitke u promatranoj mreži. *Varijable radne točke (radne varijable)* predstavljaju varijable za koje je pronađeno rješenje, odnosno to su varijable okoline optimizacijskog problema koje definiraju radnu točku nekog sustava. Pronađeno rješenje funkcije cilja optimizacijskog problema trebalo bi imati i radne uvjete, točnije trebalo bi biti dan raspon varijabli okoline za koje vrijedi dobiveno rješenje [98], [100]. Harmonijska opterećenja čvorova (trošila), za promatrani optimizacijski problem, radne su varijable. Kod problema optimalne alokacije APF-a harmonijska opterećenja čvorova stalno se mijenjaju te na taj način definiraju niz radnih točaka optimizacijskog problema.

Svaki se optimizacijski problem općenito može zapisati izrazom (4-1) gdje je F funkcija cilja varijabli X i C koja se želi minimizirati ili maksimizirati. Varijable X i C predstavljaju vektore, odnosno X je vektor stanja, dok je vektor C vektor varijable odluke. Vektori g i h su vektori ograničenja jednakosti/nejednakosti vektora varijabli X i C koje trebaju biti zadovoljene, a broj elemenata vektora g i h ovisi o broju postavljenih ograničenja [87], [100].

$$\begin{aligned} & \min/\max \quad F(X, C) \\ & \text{uz definirane uvjete ograničenja:} \quad \begin{cases} g_i(X, C) = 0, & i = 1, 2, 3, \dots, m \\ h_j(X, C) \leq 0, & j = 1, 2, 3, \dots, p \end{cases} \quad x \geq 0 \end{aligned} \quad (4-1)$$

Kako je i prikazano u 3. poglavlju, različite funkcije cilja upotrebljavaju se za optimalne postavke APF-a, odnosno njihova primjena ovise o učincima koji se žele postići primjenom APF-a. Pristup koji se koristi u ovom doktorskom radu za određivanje optimalnih postavki

aktivnih filtera snage u niskonaponskoj mreži, za funkciju cilja ima minimiziranje ukupnog harmonijskog izobličenja napona u svim čvorovima.

Predložena metoda modelira APF trenutnim izvorom struje koji se može ugađati unutar određenog raspona, ovisno nazivnoj struji. Upravljanje algoritmom APF-a omogućuje smanjenje lokalnog ukupnog harmonijskog izobličenja struje (THD_I) kako bi se postigla struja što bliža sinusnom valnom obliku u promatranom čvoru. THD_I kao mjera izobličenja struje svojim utjecajem na valni oblik napona može neizravno utjecati na THD_V [101], prema tome za njegovo određivanje potrebno je poznavati sve harmonijske napone, za svaku frekvenciju uzrokovanu harmonijskim strujama, u svakom čvoru. Kod slučaja nelinearnih opterećenja potrebno je izračunati struju svake faze te bi ta struja $I_{m,p,h}$ predstavljala harmonijsku struju u čvoru m , faze p i harmonijskog reda h . Navedena struja može se dobiti iz prividne snage opterećenja čvora $S_{m,p,h}$ i napona pripadajućeg čvora $V_{m,p,h}$ kako je i prikazano izrazom (4-2).

$$\bar{I}_{m,p,h} = \frac{\bar{S}_{m,p,h}^*}{\bar{V}_{m,p,h}}, \forall m \in M, \forall p \in P, \forall h \in H \quad (4-2)$$

Većina nelinearnih trošila uzrokuju harmonijsko izobličenje osnovnog signala te se smatraju izvorima harmonika. Takvi uređaji definirani su harmonijskim spektrom koji se sastoji od pripadajuće amplitude i faznog kuta. Nelinearna opterećenja, koja se modeliraju u niskonaponskim mrežama, trebala bi se modelirati s promjenjivim spektrima, ovisno o dobu dana i načinima rada. Navedena promjenjivost opterećenja rezultira varijabilnim harmonijskim izobličenjem tijekom rada. Prema izrazu (4-2), snaga i napon su fazori, što rezultira da se harmonijska struja čvora također definirana kao fazor. Struja $I_{m,p,h}$ može se predstaviti u polarnom obliku, kao što je i prikazano u izrazu (4-3), gdje je ϕ predstavlja fazni kut, [7], [34].

$$\bar{I}_{m,p,h} = |\bar{I}_{m,p,h}|^{\angle \phi_{m,p,h}}, \forall m \in M, \forall p \in P, \forall h \in H \quad (4-3)$$

Amplituda navedene struje uobičajeno se definira kao relativni omjer struje osnovnog harmonika. Prema tome, za svaki element sustava, pri proračunu struja viših harmonika potrebno je definirati i relativni omjer i fazni kut kao ulazne parametre. Smanjenje THD_I , odnosno THD_V , zahtjeva od APF-a da generira struju iste amplitude, ali suprotnog faznog kuta za svaki viši harmonijski red struje.

Navedeni pristup za optimizacijski problem određivanja optimalnih postavki aktivnih filtera snage u niskonaponskoj mreži ima definiranu funkciju cilja, prikazana izrazom (4-4), pripadajuće varijable odluke te definirana ograničenjima. THD_V svake sabirnice m pomoću ukupnog harmonijskog opterećenja izračunava se prema (2-21), odnosno u ovom slučaju definira se prema izrazu (4-5).

$$\min f(x) = \min \sum_{m=1}^M THD_V m \quad (4-4)$$

$$THD_V m = \frac{\sqrt{\sum_h^H |V_{m,h}^{bus}|^2}}{|V_{m,1}^{bus}|}, \forall m \in M, \forall h \in H \quad (4-5)$$

U gornjim izrazima m označava čvor, $THD_V m$ predstavlja vrijednost THD_V u čvoru m te h predstavlja harmonijski red (prema normi HRN EN 50160 maksimalni red se uzima red 40). $V_{m,h}^{bus}$ je napon u čvoru m za harmonijski red h , dok $V_{m,1}^{bus}$ predstavlja napon u čvoru m pri nazivnoj frekvenciji.

Vektor varijable odluke x prikazan je izrazom (4-6) i definiran je za svaku fazu p i harmonijski red h .

$$x = [I_{1,1}, \dots, I_{p,h}, \varphi_{1,1}, \dots, \varphi_{p,h}] , \quad \forall p \in P, \forall h \in H \quad (4-6)$$

Ograničenja postavljene optimizacijskog problema definiraju se kroz fizička ograničenja samih aktivnih filtera i promatrane mreže te ograničenja mrežnih pravila odnosno pripadajućih normi. Fizička ograničenja vežu se uz upotrebu samo trofaznih trožilnih APF-ova koji mogu generirati prvih 12 neparnih viših harmonika, odnosno od 3. harmonijskog reda do 25. harmonijskog reda. Razlog ovog ograničenja, prikazan izrazom (4-7), javlja se zbog činjenice da se u prihvaćenoj europskoj normi HRN EN 50160 definiraju granične vrijednosti samo za prvih 25 neparnih redova viših harmonika. Ostali neparni harmonici (od 25. do 40. reda), imaju uglavnom niske vrijednosti čiji je postotni doprinos ukupnom harmonijskom izobličenju napona nizak [30], [102].

$$I^{APF} = \sum_{h=3}^H I_h \quad h = 3, 5, 7, \dots, 25 \quad (4-7)$$

Proces optimizacije također uzima i ograničenje nazivne struje APF-a, odnosno njegove veličine. Navedeno ograničenje, predstavljeno izrazom (4-10), javlja se kao ograničenje koje se odnosi na moguće vrijednosti varijabli odluke, a dolazi iz činjenice da se u procesu optimizacije mogu odabirati samo komercijalno dostupne veličine aktivnih filtera.

$$|I_n^{APF rated}| \in \{|I_{min}^{APF}|, \dots, |I^{APF}|, \dots, |I_{max}^{APF}|\}; \forall n \in N \quad (4-8)$$

Ograničenje nazivne efektivne vrijednosti struje APF-a, kao u izrazu (4-9), uzima da je ukupni zbroj relativnih vrijednosti pojedinačnih struja viših harmonika u sve tri faze manji ili jednak nazivnoj struji filtera. Navedeno ograničenje nadovezuje se na ograničenje definirano izrazom (4-8). Točnije, ovo ograničenje omogućuje APF-ovima da generiraju različite efektivne vrijednosti amplituda po fazi te mogućnost da maksimalnu vrijednost amplitude normalizira na 100 % nazivne struje. Sukladno navedenom, suma svih struja u svim harmonijskim redovima po jednoj fazi ne smije prijelazi 100 % nazivne vrijednosti struje filtera iako bi zbroj amplituda struja viših harmonika zahtijevao veću nazivnu struju, ali takav filter nije tržišno dostupan.

$$I^{APF rated} \leq \sum_{p=1}^P \sum_{h=3}^H I_{p,h} \quad (4-9)$$

Posljednje ograničenje vezano uz aktivni filter odnosi se na način generiranja struja za smanjenje viših harmonika pomoću APF-ova. Ovo ograničenje, prikazano izrazom (4-11), vrši se na način da se prvo generiraju struje koje poništavaju harmonike redova višekratnika broja 3 a zatim ostale neparne harmonike uzlaznim redoslijedom, 5. red zatim 7. red itd. Razlog ovog ograničenja proizlazi iz problema koje stvaraju harmonici redova višekratnika broja 3 koji je detaljnije objašnjeno u poglavlju 2.3.

$$\begin{aligned} |I_n^{APF rated}| &\in \{|I_t^{APF}|, |I_b^{APF}|\}; \\ \forall n &\in N, \\ t &= 3, 9, 15, 21 \\ b &= 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25 \end{aligned} \quad (4-10)$$

Mrežna ograničenja vezana su uz osnovna ograničenja rada distributivnog sustava, odnosno ova ograničenja javljaju se zbog tehničkih mogućnosti sustava. Broj priključenih filtera, kao i njihova pripadajuća nazivna struja, ovisi o opterećenju mreže. Navedeno ograničenje,

prikazano je izrazom (4-11), a javlja se zbog činjenice koja je do sada više puta navedena, a to je da su nelinearna opterećenja promjenjive prirode te da je iznos viših harmonika u funkciji vremena i trenutnog opterećenja. Optimizacijski proces u ovom doktorskom radu prije odabira lokacije promatra stanje mreže, odnosno opterećenje svih vodova u mreži te na osnovu mogućnosti mreže definira maksimalni iznos nazivne struje aktivnog filtera snage.

$$|I_{n,h}^{APF}| \leq \left| \sum_{m=1}^M I_m \right|_{\max}, \quad \forall m \in M \quad (4-11)$$

Ograničenje vrijednosti naponskih harmonika, u svim čvorovima, trebaju biti niže od zadanih maksimalnih vrijednosti. Navedeno ograničenje, prikazano izrazom (4-12) odnosi se na sve čvorove u niskonaponskoj mreži i neophodno je za kvalitetu električne energije te je redovito propisano zakonskom regulativom i mrežnim pravilima.

$$|V_{mh}| \leq |V_{mh}|_{\max}, \quad \forall m \in M, h = 3, 5, 7 \dots, 25 \quad (4-12)$$

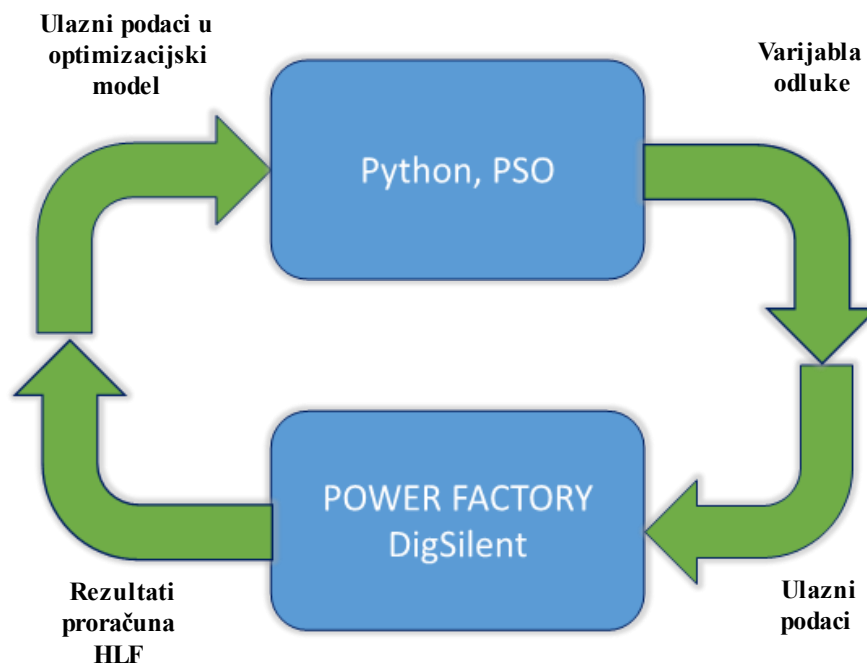
4.3. Primijenjena optimizacijska metoda unutar optimizacijskog problema

Optimizacijski problem optimalne alokacije aktivnog filtera snage u ovom doktorskom radu ostvaruje se kao nelinearni optimizacijski problem promatran kao „problem crne kutije” (engl. *black box model of optimization problem*) unutar kosimulacijskog procesa. *Black-Box Optimization*, prema [103], definira se kao klasa optimizacijskog problema koji upotrebljava samo vrijednosti varijabli kao i vrijednosti funkcije cilja. *Black-box* optimizacijski problem pretpostavlja okruženje u kojem se rješenja mogu procijeniti numeričkim simulacijama i često se koristi u raznim inženjerskim poljima te naprednim tehnologijama numeričkih simulacija i mjerenja.

Navedeni kosimulacijski proces ostvaruje se povezivanjem metaheurističke optimizacijske metode sa simulacijskim alatom za modeliranje i analizu elektroenergetskih mreža. Metaheuristika, kao metoda nadređenih pravila, upotrebljava se zbog svoje sposobnosti rješavanja optimizacijskih problema, bez prethodnog poznavanja osobina funkcije cilja, te istovremeno omogućuje i rješavanje *black-box* optimizacijskog modela. *Black-box* optimizacijski problem u navedenoj kosimulaciji model je niskonaponske radijalne distribucijske mreže razvijen u simulacijskom alatu za modeliranje i analizu elektroenergetskog sustava. Simulacijski alati imaju razvijene modele uobičajenih elemenata

elektroenergetskog sustava, kao i električna ograničenja, te implementirane jednadžbe tokova snaga i jednadžbe harmonijskih tokova snaga. Na taj se način pomoću simulacijskog alata ostvaruje jedan od ciljeva ovog doktorskog rada, gdje se određivanje optimalne alokacije APF obavlja na modelu stvarne mreže bez aproksimacija.

Kosimulacijski proces optimalne alokacije aktivnog filtera, koji je prikazan na Slika 4.1., prikazuje razmjenu informacija između optimizacijske metode i simulacijskog alata za modeliranje i analizu elektroenergetskih mreža. Simulacijski alat za analizu elektroenergetskog sustava je programski paket *DIGSILENT PowerFactory*, dok se pomoću programskog jezika *Python* pokreće optimizacijska metoda *PSO*.



Slika 4.1. Blokova shema kosimulacijskog modela za određivanje parametara optimalnih postavki APF-a

Kosimulacijski proces započinje razmjenom informacija, u kojem programski paket *DIGSILENT PowerFactory* šalje rezultate proračuna tokova snaga (engl. *Load Flow, LF*) i rezultate harmonijskog proračuna tokova snaga (engl. *Harmonic Load Flow, HLF*) kao ulazne podatke u optimizacijsku metodu. Optimizacijska metoda pomoću dobivenih ulaznih podataka određuje vrijednosti funkcije cilja i generira varijable odluke, s obzirom na postavljane ograničenja. Dobivene generirane odluke vraćaju se kao ulazni podatci u programski paket

DIgSILENT PowerFactory kako bi se izvršili proračuni tokova snaga te harmonijski proračun tokova snaga i na taj se način zatvara kružni proces.

Optimizacijski problem optimalnih postavki aktivnog filtera ovog doktorskog rada upotrebljava optimizaciju roja čestica kao metodu za pretraživanje prostora rješenja. Optimizacija rojem čestica [104] (engl. *Particle Swarm Optimization* - PSO) detaljno je opisana u poglavlju 4.4., spada u stohastičku optimizacijsku metodu (algoritam) gdje je potrebna samo funkcija cilja. Navedeni algoritam ne ovisi o gradijentu ili bilo kojem diferencijalnom obliku cilja te posjeduje vrlo malo hiperparametara. PSO, kao bioinspirirani algoritam, jednostavan je za traženje optimalnog rješenja u prostoru rješenja.

4.4. Optimizacijska metoda PSO – optimizacija rojem čestica

Metodu optimizacije roja čestica predložili su 1995. godine Kennedy i Eberhart [104], koji su bili inspirirani ponašanjem prirodnih organizama koji žive u rojevima. PSO kao optimizacijska metoda iskorištava snagu kolektivne inteligencije te se najviše upotrebljava za pronalaženje maksimuma i minimuma funkcije definirane u višedimenzionalnom vektorskom prostoru. Optimizacijska metoda PSO predstavlja grupu čestica kao potencijalno rješenje koja se kreće kroz prostor rješenja kako bi pronašla najbolje moguće rješenje. Svojstvo brzine i položaja svake čestice određuje smjer kretanja. Svaka čestica na temelju vlastitog najboljeg rješenja te na osnovu najboljeg rješenja cijelog roja (populacije) prilagođava svoj položaj. Ovaj kolaborativni pokret omogućuje konvergenciju čestica prema optimalnim rješenjima tijekom iteracija [104], [105].

Roj ili populacija, prema [106], ima dvije glavne funkcije. Prva je funkcija ažuriranje brzine, dok je druga funkcija ažuriranje položaja. Čestice, koje se upotrebljavaju za ažuriranje brzine i položaja, nastavit će ubrzavati blizu položaja prethodnih najboljih čestica i najboljih globalnih čestica dok se ne postignu minimalni uvjeti pogreške. Roj, koji je po svojoj prirodi stohastičan, iskorištava navedeni vektor brzine kako bi uredio trenutnu poziciju svake čestice u roju. Vektor brzine određuje se na osnovu memorije svake čestice i na temelju spoznaja koje je stekao roj kao cjelina. Na temelju socijalnog ponašanja roja, koji se konstantno prilagođava okruženju, određuje se pozicija svake čestice u roju [107].

Matematička formulacija pozicije x čestice p u iteraciji $n+1$ prikazuje se pomoću izraza (4-13), dok se vektor brzine za svaku česticu može izraziti pomoću izraza (4-14).

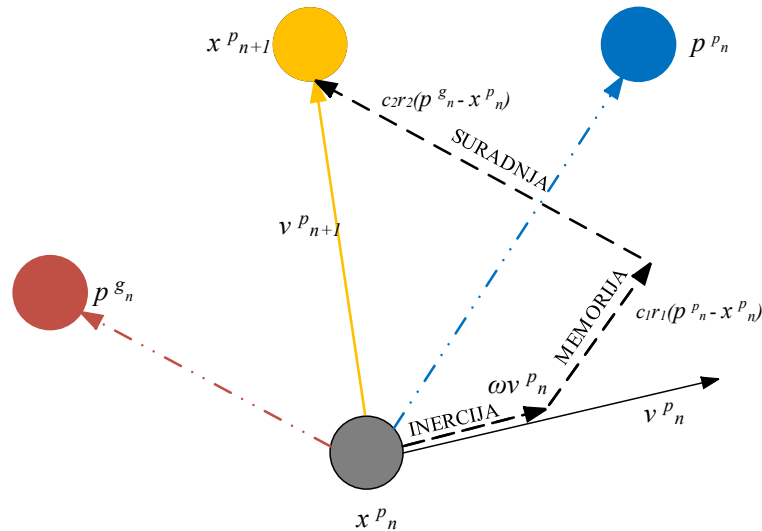
$$x_{n+1}^p = x_n^p + v_{n+1}^p \Delta t \quad (4-13)$$

$$v_{n+1}^p = \omega v_n^p + c_1 r_1 \frac{(p_n^p - x_n^p)}{\Delta t} + c_2 r_2 \frac{(p_n^g - x_n^p)}{\Delta t} \quad (4-14)$$

Pri čemu su v_{n+1}^p pripadajući intenzitet promjene vektora brzine, Δt je vrijednost vremenske funkcije, v_n^p vektor brzine u iteraciji p , nadalje, p_n^p je najbolja pozicija čestice, p_n^g predstavlja najbolju globalnu poziciju roja, r_1 i r_2 su nasumične varijable koje poprimaju vrijednosti unutar intervala $[0, 1]$, ω predstavlja inercijsku varijablu koje se upotrebljava za kontrolu istraživačkih sposobnosti roja na način da skalira vrijednost trenutne brzine. Konstanta c_1 kao kognitivni parametar predstavlja stupanj uvažavanja povjerenja u najbolje rješenje pojedine čestice, dok konstanta c_2 predstavlja socijalni parametar kao stupanj uvažavanja informacija u globalno rješenje kao najbolje rješenje koje je roj pronašao. Iznos konstanti c_1 i c_2 uzimaju se u intervalu od 1,8 do 2,2. Vizualni prikaz određivanja položaja čestice i pripadajući intenzitet

vektora brzine prikazan je na Slika 4.2 u dvodimenzionalnom prostoru. Također je na

Slika 4.2. uočljivo da pripadajući intenzitet položaj čestice ovisi o veličini navedenih parametara, a ne samo o najboljim pozicijama roja i čestice [100], [105], [107].



Slika 4.2. Prikaz određivanja položaja pozicija čestice i pripadajući intenzitet vektora brzine

4.5. Programski paket *DigSILENT PowerFactory*

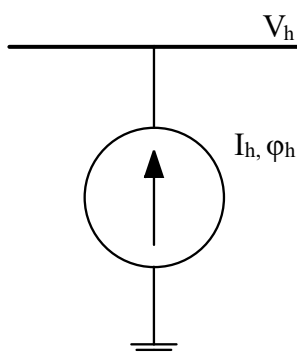
DigSilent Power Factory, kao simulacijski alat u kosimulacijskom procesu, opće je prihvaćeni programski paket za analizu prijenosnih, distribucijskih i industrijskih elektroenergetskih sustava. Navedeni programski paket spada u napredne integrirane i interaktivne programske pakete koji se upotrebljavaju u elektroenergetskom sustavu te za upravljanje analizama s ciljem planiranja i optimizacije poslovanja. U pogledu harmonijskih proračuna tokova snaga (HLF) navedeni programski paket omogućuje analizu modeliranih mreža u frekvencijskoj domeni te kombinira mrežnu impedanciju s harmonijskim izvorima, što rezultira razinom harmonijskog izobličenja za svaku lokaciju u promatranoj mreži. Osim proračuna HLF-a programski paket omogućuje izračun različitih pokazatelja harmonijskog izobličenja, kao što su THD, HD, HF, ukupne efektivne vrijednosti struje i napona te opterećenja i gubitaka koji su definirani prema IEEE i DIN/IEC standardima [108].

Programski paket DigSilent, kao i ostali programski paketi za analizu električnih mreža, dolazi s aplikacijskim programskim sučeljem (engl. *Application Programming Interface* - API) koji se kroz različite programske alate upotrebljava u znanstveno istraživačkim radovima. Integracija Pythona, kao programskog jezika, koji se u ovom doktorskom radu upotrebljava kroz kosimulacijsko okruženje, omogućeno je unutar DigSIlenta. Pri tome je Python okruženju omogućen potpuni pristup modelu podataka kao i skupu funkcija. Python API, unutar DigSILENT PowerFactory, daje značajnu prednost kada se radi o automatizaciji zadataka povezanih sa simulacijama kao i kroz automatizaciju složenih zadataka povezanih sa simulacijama.

4.6. Mjerni proces prikupljanja podataka

Harmonijska analiza provodi se kako bi se dobili harmonijski naponi i struje na jednom ili više mjesta u elektroenergetskim mrežama. Pri tome treba uzimati u obzir emisiju harmonika iz harmonijskih izvora, agregaciju harmonika kao i širenje harmonika kroz promatranu mrežu [109]. Harmonijski naponi, prema [101], [109], generiraju se zbog nesinusoidalnih struja koje uzimaju harmonijski izvori te je mjerenje emisija iz harmonijskih izvora pod različitim uvjetima važan dio harmonijske analize. Pri tome promjena opterećenja ima vrlo važnu ulogu jer je promjena impedancija ovisna o povezanim uređajima odnosno u funkciji vremena [110].

Pri analizi širenja harmonika u mreži potrebno je pratiti strujne i naponske harmonike mrežnih grana i sabirnica. Harmonijske emisije ovise o vremenskim uvjetima te raznolikosti opreme [111]. Prema tome modeliranje harmonijskog izvora vrlo je važan dio harmonijske analize električne mreže. Zbog jednostavnosti modela, izračuna te lakše primjene u simulacijskim programima u studijama harmonika većinom se upotrebljavaju modeli u frekvencijskoj domeni [110]. Primjer modela frekvencijske domene prikazan je na Slika 4.3 gdje se uzima da je opterećenje strujni izvor s konstantnom harmonijskom emisijom neovisno o naponu terminala.



Slika 4.3. Model frekvencijske domene trošila [109]

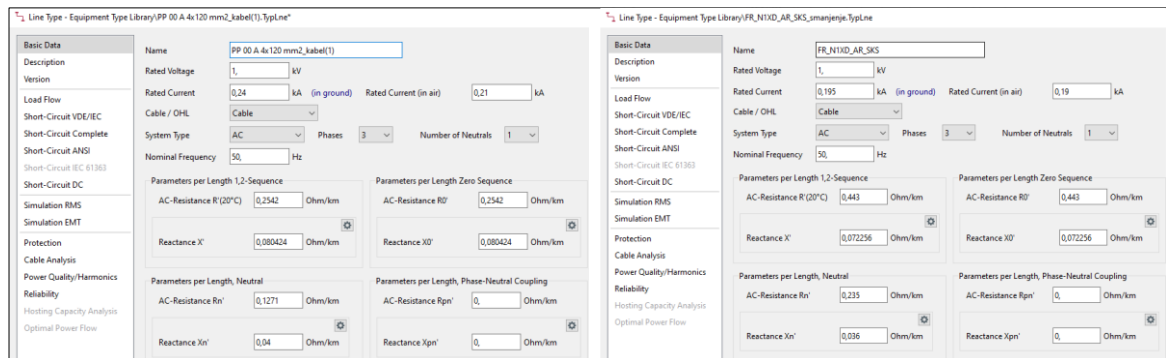
Modeli koji će biti predstavljeni u ovom doktorskom radu kreirani su na osnovu realnih mjerenja i ispitivanja koja su se provodila mrežnim analizatorom za mjerenje kvalitete električne energije A-Eberle PQ 200 [112], a u sklopu projekta Hrvatske zaklade za znanost pod nazivom *Distribucijska elektroenergetska mreža s velikim udjelom aktivnih kupaca* (broj projekta UIP-2020-02-5796).

Mjerena metoda, kao deterministički pristup, temelji se na mjerenju kvalitete električne energije koja su se provodila u trajanju od 7 dana, kako je i definirano prema normi HER EN 50160. Dobiveni podatci osnova su za dobivanje modela koji strukturalno uzima u obzir svojstva harmonijskih izvora i mreže tijekom razdoblja mjerenja. Procedura dobivanja modela započinje mjerenjem nakon čega slijedi obrada podataka, filtriranje i obrada signala, identifikacija parametara modela i na kraju završava validacijom modela [113]. Mjerenja su se izvodila na različitim lokacijama, na mjestu spoja potrošača s mrežom te u trafostanici spomenutog ruralnog izvoda. Izrada modela opterećenja sastoji se od informacija o sastavu opterećenja za različite vrste opterećenja te o pripadajućem harmonijskom spektru.

4.7. Modeli ispitnog sustava

4.7.1. Model mreže

Model ispitne mreže, prikazan je na Slika 5.1, razvijen je u programskom paketu DigSilent Power Factory i predstavlja realni niskonaponski radijalni izvod koji se nalazi u okolini grada Osijeka. Realni izvod, kao i kreirani model, ukupne su dužine od 870 m. Realni izvod se sastoji od kabela PPOOA $4 \times 120 \text{ mm}^2$ duljine 170 m te nadzemnog voda FR-N1XD9-AR $3 \times 70 + 70 + 2 \times 16 \text{ mm}^2$ duljine 700 m. Modelirani izvod također se sastoji od kabela i nadzemnog voda jednakih duljina kao i u realnom izvodu. Podatci koji su upotrijebljeni u modelu vidljivi su na Slika 4.4.



Slika 4.4. Parametri kabela i zračnog voda

Električna opterećenja u elektroenergetskom sustavu vrlo je teško identificirati zbog različitih vrsta opterećenja. Pri modeliranju opterećenja prvenstveno je potrebno definirati vrstu opterećenja. Navedeni programski paket omogućuje definiranje tri vrste opterećenja trofazna, dvofazna i jednofazna opterećenja.

Realni izvod, kao i kreirani model mreže, sastoji se od ukupno 74 različita potrošača. Raspored potrošača u modelu mreže definiran je međusobnom udaljenošću koja se dobila omjerom ukupne duljine izvoda kabela i broja potrošača odnosno zračnog voda te pripadajućih broja potrošača. Rezultat tog omjera je da su potrošači koji su na pripadajuću trafostanicu spojeni kabelom međusobno udaljeni 14 m dok udaljenost između potrošača koji su međusobno povezani zračnim vodom 11 m. Udaljenost između trafostanice i prvog čvora, odnosno prvog potrošača, iznosi 16 m. Razgranatost radijalnog izvoda, prema Slika 5.1., ostvarena je radi povećanja složenosti samog radijalnog izvoda te radi povećanja složenosti područja pretrage optimizacijske metode. Model ispitne mreže, koji je dio distribucijske

elektroenergetske mreže kojim upravlja Operator distribucijskog sustava (ODS), smatra se subjektom na kojem se primjenjuje pravna regulativa kao i mrežna pravila ODS-a u Republici Hrvatskoj. Mrežna pravila ODS-a definira Hrvatska elektroprivreda (HEP) kojima se uređuju tehnički uvjeti priključenja korisnika distribucijske mreže na elektroenergetsku distribucijsku mrežu [114]

U kreiranom modelu primijenit će se dvotarifni sustav električne energije (viša tarifa i niža tarifa) kao način naplate električne energije u Republici Hrvatskoj. Dvotarifni model, pri ljetnom računanju vremena ima višu tarifu aktivnu od 8 do 22 sata, dok je niža tarifa aktivna od 22 do 8 sati. Kod zimskog računanja vremena viša je tarifa aktivna od 7 do 21 sata, a niža od 21 do 7 sati. Kreirani model mreže u ovom doktorskom radu promatra dvotarifni mode koji se primjenjuje u ljetnom računanju vremena.

4.7.2. Model transformatora

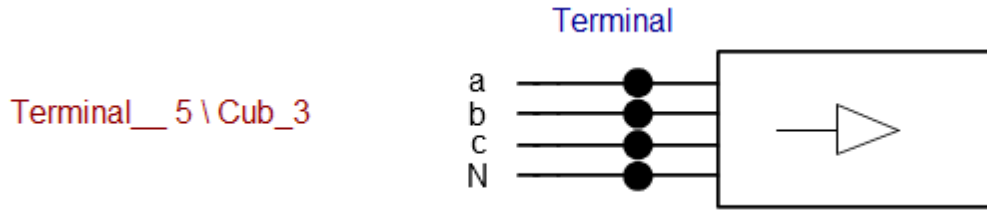
Model niskonaponske mreže preko spojnog transformatora 10/0.4 kV priključuje se na nadređenu referentnu krutu mrežu naponskog nivoa 10 kV. Kruta mreža podrazumijeva mrežu velikih dimenzija s mnoštvom priključenih generatora koja ima konstantan napon i frekvenciju [115]. Programski paket DIGSILENT PowerFactory posjeduje u vlastitoj knjižnici detaljne modele različitih vrsta trofaznih dvonamotnih transformatora. Parametri transformatora ukupne instalirane snage od 630 kVA vidljivi su na Slika 4.5., odnosno odabran je distribucijski transformator 0,63 MVA 10/0,4 kV Dyn5 4 ASEA. U kreiranom modelu distribucijski transformator ima vektorsku grupu spoja *DY* što je i uobičajeno za realne distribucijske transformatore. Ovakva grupa spoja, kako je i objašnjeno u poglavlju 2.3., osigurava da harmonici višekratnika broja 3 nastavljaju cirkulirati u primarnom *D* spoju namota transformatora i ne šire se u nadređenu mrežu.

Slika 4.5. Parametri transformatora

4.7.3. Modeli trošila

Modeli trošila kao električna opterećenja u ovom doktorskom radu općenito se dijele u dvije skupine, neupravljiva i upravljiva trošila. Model neupravljivog trošila su kućanstva koja imaju konstantnu i neprekinutu opskrbu električnom energijom te se njihovom potrošnjom ne može upravljati. Upravljiva trošila su električne punionice automobila čijom potrošnjom se može upravljati, odnosno model upravljivog trošila omogućuje vremensku odgodu potrošnje u željeno razdoblje. Na taj način, model upravljivog trošila povećava fleksibilnost mreže kao i mogućnost određivanja raspoložive maksimalne snage punjenja električnih vozila. Kreirani modeli neupravljivih trošila spojeni su kao nesimetrična trofazna ili kao jednofazna trošila, kao što je prikazano na slici Slika 4.6., na kojima je vidljivo da trofazna trošila posjeduju četvrti vodič, odnosno radi se o nesimetričnom trošilu u trofaznom sustavu s neutralnim vodičem. Primjer DigSilent model trošila prikazan je na Slici 4.7.

Slika 4.6. Načini spajanja trošila na mrežu



Slika 4.7. Primjer DigSilent modela za trofazna četverožilna trošila

Sva trošila koja se upotrebljavaju u simulacijskom modelu kreirana su kao harmonijski strujni izvori koja generiranje harmonijskih struja vrše na način da se različiti modeli trošila mogu konfigurirati kao različiti izvori harmonijski struja. Pri tome je injektiranje struje definirano za svaki harmonijski red, na temelju odgovarajućeg spektra. Pri tome se spektar ubrizgavanja harmonijske struje konfigurira unutar harmonijskog izvora kao neuravnoteženi spektar (ulazni podaci temelje se na veličini i kutu struje po fazi). Prednost ovakvog načina konfiguriranja modela omogućuje precizno modeliranje harmonijskih izvora u cijeloj mreži. Harmonijski red (engl. *Harmonic Order*) od 1 do 40 reda, kao i njihovi pripadajući kutovi svih modeliranih trošila dobiveni su mjerenjima koja su obavljena u sklopu navedenog HRZZ projekta. Primjer harmonijskog spektra i pripadajućih kutova nalazi se na Slika 4.8. na kojoj su vidljivi podatci samo za prvih 23 neparnih harmonika. Svako trošilo u ovom doktorskom radu ima unesena podatke za svih 40 neparnih harmonika koja su u funkciji vremena, odnosno mijenjaju se 24 puta. Na Slika 4.8. I_{a_h}/I_{a1} [%] predstavlja relativni iznos odnosa struje h -tog harmonijskog reda i struje osnovnog harmonika. Pripadajući kut dobije se na način da se od dobivenog izmjerenog kuta promatranog harmonika oduzme umnožak promatranog harmonika i kuta osnovnog harmonika. Kutovi osnovnog harmonika međusobno su pomaknuti za 120° . Na primjer, izmjereni kut harmonika u fazi B za ubrizgavanje struje 5. harmonika filtra je 180° prema tome $\phi_{B_h} - h \phi_{B_1} = 180^\circ - 5 \cdot 120^\circ = -420^\circ$. Ovakav način unosa iznosa kuta harmonika definiran je pravilima koje su propisana za programski paket DigSilent.

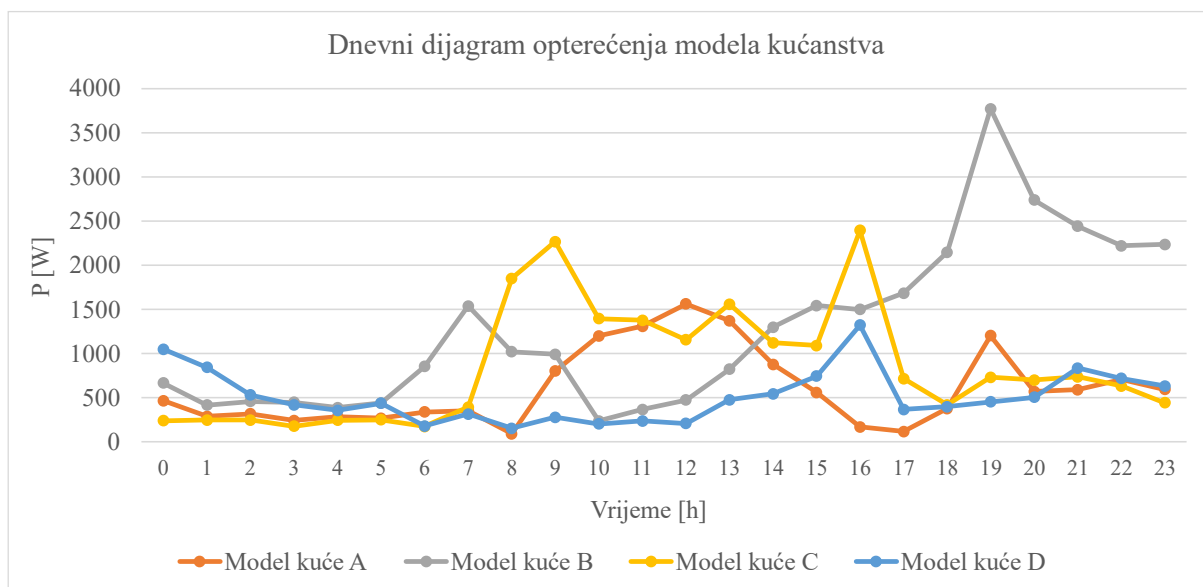
Slika 4.8. Primjer harmonijskog spektra trofaznog trošila

a) Modeli neupravljivih trošila

Modeli neupravljivih trošila kreirani su na četirima vrstama različitih kućanstava s obzirom na njihove karakteristike te način priključka. Najniža vrijednost priključne snage na niskonaponskoj mreži određuje se na temelju najniže struje ograničavala strujnog opterećenja koja u Republici Hrvatskoj iznosi 16 A. Kod jednofaznih priključaka vrijednost priključne snage iznosi 4,6 kW, odnosno, kod trofaznih priključaka najniža vrijednost priključne snage iznosi 11,04 kW.

- *Model kuće A* predstavlja obiteljsku kuću s obiteljskim gospodarstvom koja se nalazi u ruralnoj sredini i koja je na javnu distribucijsku mrežu spojena preko trofaznog četverožilnog priključka. Profil dnevnog dijagrama opterećenja modela kuća A, unutar 24 sata s mjerenjima u svakom punom satu, prikazan je na Slika 4.9. Odabir ovakvog trošila dolazi zbog različite vrste trošila koja se povezuju s ruralnim sredinom.

- *Model kuće B* predstavlja urbanu obiteljsku kuću koja je na javnu distribucijsku mrežu također spojena preko trofaznog četverožilnog priključaka. Model kuće B predstavlja različite vrste trošila koja se povezuju s urbanom sredinom, a njen profil dnevnog dijagrama opterećenja vidljiv je na Slika 4.9.
- *Model kuće C* kao višestambena jedinica u kojoj borave dvije obitelji nalazi se u prigradskom naselju grada Osijeka. Model kuće C, koji je na javnu distribucijsku mrežu spojen preko trofaznog četverožilnog priključaka, predstavlja novi trend izgradnje urbanih vila u kojima borave dvije i više obitelji. Odabir ovakve oblika trošila javlja se zbog sve izraženijeg trenda izgradnje višestambenih jedinica na istoj građevinskoj čestici te je kao takav uzet da predstavlja različite vrste trošila koja se povezuju s urbanom sredinom, ali s drugačijim profilom dnevnog dijagrama opterećenja. Profil dnevnog opterećenja modela kuće C vidljiv je na Slika 4.9.
- *Model kuće D* predstavlja urbanu obiteljsku kuću koja je na javnu distribucijsku mrežu spojena preko jednofaznog priključka. Odabir ovakvog trošila dolazi zbog jednofaznog priključka navedenog modela. Dnevni dijagram opterećenja jednofaznog modela vidljiv je na Slika 4.9. Svi priključeni modeli kuće D, koji se nalaze na definiranom niskonaponskom izvodu, radi povećanja nelinearnosti i nesimetrije spojeni su na isti fazni vodič (faza „A”).

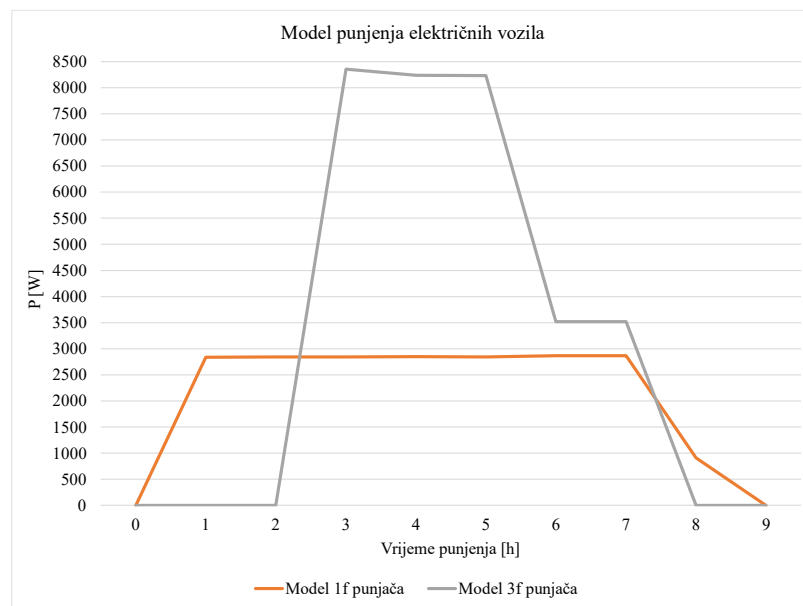


Slika 4.9. Dnevni dijagram opterećenja trošila na niskonaponskom izvodu

b) Modeli upravljivog trošila

Model kućnih priključaka punionica za punjenje električnih vozila predstavljaju model upravljivog trošila i u ovom doktorskom radu razvijena su dva takva modela. Navedeni modeli kreirani su s obzirom na njihove karakteristike te način priključka na distribucijsku mrežu. Razvijeni model upravljivih trošila omogućuje korisniku punionice električnih vozila da sam definira vremenski trenutak priključenja na mrežu, kao i vremenski trenutak završetka ciklusa punjenja. Razlog definiranja vremenskog trenutka priključka odnosno završetka ciklusa punjenja vezan je uz način naplate električne energije u Republici Hrvatskoj, točnije o tarifnom modelu koji je detaljnije objašnjen u poglavlju 4.7.1.

Snaga punjenja električnih vozila kao i vrijeme punjenja navedenih kućnih punjača prikazane su na Slika 4.10. na kojoj se može uočiti da je snaga punjenja nešto niža od maksimalne snage punjenja, odnosno da je ograničena na 80 % maksimalne snage punjača. Razlog ograničavanja snage punjenja na 80 % povezan je s maksimalnom priključnom snagom gdje se ostavlja dovoljno snage za normalni rad modela kuće na kojima je spojen kućni punjač. Određivanje duljine punjenja, snage punjenja kao i svih ostalih bitnih parametara za što realnije kreiranje modela upravljivog trošila dobilo se na osnovu anketiranja korisnika električnih vozila koje je obavljeno u sklopu navedenog HRZZ projekta. Anketirano je ukupno 26 korisnika električnih vozila koji su odgovorili na 52 pitanja. Modeli jednofaznih i trofaznih električnih punjača kreirani su na osnovu dobivenih odgovora u anketi. Odgovori na anketna pitanja kao i pripadajući grafovi prikazani su u Prilogu.



Slika 4.10. Model punjenja električnih vozila

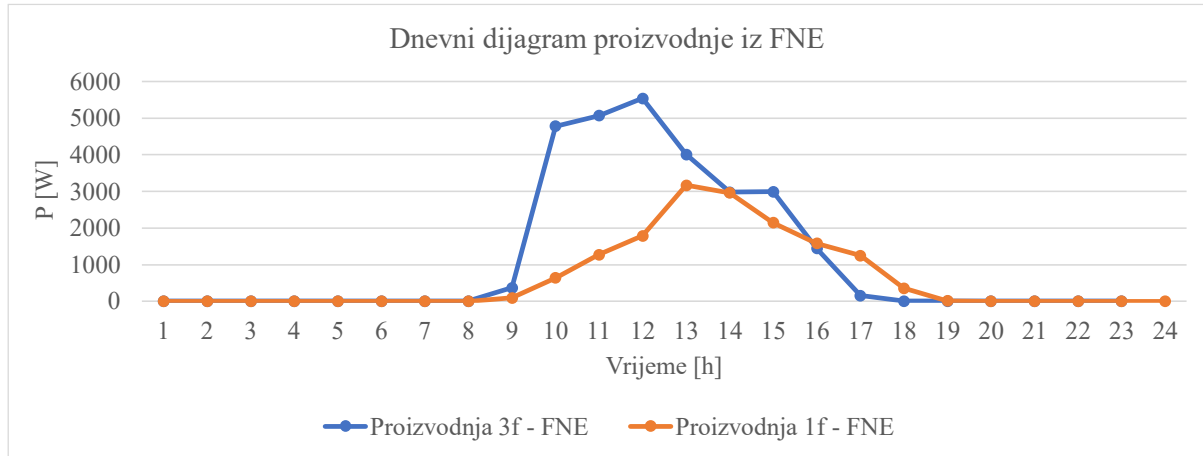
Model jednofazne punionice, bez ograničenja na 80 % snage punjenja, predstavlja strujni izvor kod kojeg je maksimalna snaga punjenja definirana maksimalnom snagom koja se može dobiti iz električne utičnice, odnosno iznos maksimalne snage punjenja iznosi 3,6 kW. Harmonijski spektar jednofaznih punjača električnih vozila modeliran je prema mjerenim vrijednostima te je isti korišten na svim modelima jednofaznih punjača električnih vozila. Modeli jednofaznih punionica priključuju se isključivo na *Model kuće D* koja je na javnu distribucijsku mrežu spojena preko jednofaznog priključka.

Kreirani model trofazne punionice, bez ograničenja na 80 % snage punjenja, predstavlja trofazni trožilni priključak kod kojih je maksimalna snaga punjenja definirana maksimalnom snagom priključka, odnosno na 11,04 kW. Harmonijski spektar trofaznih punjača električnih vozila modeliran je prema vrijednostima koji su dobiveni mjerenjima te su isti upotrebljavani na svim modelima trofaznih punjača.

4.7.4. Model fotonaponskog sustava

Modeli fotonaponskih elektrana (FNE) kao sustava predstavljaju izvore električne energije u ispitnoj niskonaponskoj mreži. Promatrani modeli, bilo oni jednofazni ili trofazni, za svoje ulazne parametre ne uzimaju fizikalne veličine o kojima ovisi proizvodnja električne energije, a to su snaga sunčevog zračenja, temperatura okoline, orijentacija i kut postavljanja FNE, nego su ona sadržana unutar rezultata mjerenja koja su dobivena na realnim elektranama. Model fotonaponske elektrane ima dva kreirana modela FNE sustava. Jednofazni model ukupne instalirane snage od 3,2 kWp te trofazni model od 6 kWp. Kreirani modeli FNE sastoje se od pripadajućeg pretvarača koji generiraju određenu snagu u niskonaponsku mrežu. Prikaz proizvedene snage iz trofaznog i jednofaznog sustava FNE je na Slika 4.11. gdje je uočljivo da snaga sunčevog zračenja nema idealnu karakteristiku. Prilikom modeliranja FNE sustava pazilo se da se ne uzima idealni sunčani dan, nego da se izabere djelomično oblačan dan. Slika 4.11 prikazuje satnu proizvodnju iz fotonaponskih sustava za djelomično oblačni dan kada je snaga sunčevog zračenja promjenjiva. Razlog odabira karakteristike djelomično oblačnog dana proizlazi iz činjenice da je vrijednost THD_I -a obrnuto proporcionalan snazi sunčevog zračenja. Autori u radu [116] potvrđuju da valni oblik THD_I raste sa smanjenjem snage sunčevog zračenja te da dostiže svoju maksimalnu vrijednost u trenutku kada sjena oblaka potpuno prekrije fotonaponske nizove. Na isti način, THD_I se smanjuje kada se zračenje vraća na svoju maksimalnu vrijednost. Također, uočljivo je da se kod modela FNE razlikuju vremena

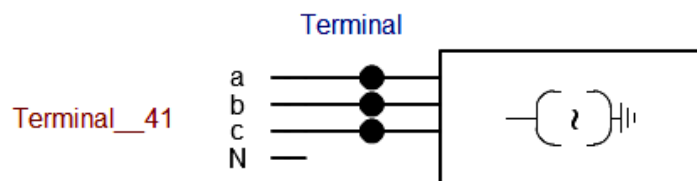
maksimalne proizvodnje iz FN elektrana, odnosno da nisu nastale u istom trenutku što potvrđuje da orijentacija promatranih elektrana nije ista. Modeli jednofaznih FNE koje se nalaze na niskonaponskom izvodu spojeni su radi povećanja nelinearnosti te nesimetrije na isti fazni vodič (faza „A“).



Slika 4.11. Dijagram proizvodnje modela fotonaponskih elektrana

4.7.5. Model aktivnog filtera

Aktivni filter u ovom doktorskom radu modelira se kao aktivni strujni izvor (engl. *AC Current Source*) koji valno izobličenje napona čvorova ispravlja generiranjem harmonijske struje s pripadajućim kutom koja odgovara faznim strujama, ali suprotnog predznaka. Model aktivnog filtera prikazan je na Slika 4.12. na kojoj je uočljivo da model APF-a nema neutralni vodič, odnosno da je model izveden u trofaznoj trožilnoj izvedbi. APF u navedenom modelu može reducirati sve više harmonike od 3. do 25. reda u relativnom iznosu nazivne struje filtera. DigSilent model *AC Current Source* omogućuje reduciranje viših harmonika do 50 reda, međutim zbog ograničenja koja su navedena u poglavlju 4.2. model u ovom doktorskom radu ograničava njegovo djelovanje na prvih 12 neparnih harmonika.



Slika 4.12. Model trofaznog trožilnog aktivnog filtera

Kreirani model APF-a kao strujni izvor ima mogućnost generiranja samo onih iznosa nazivnih struja (engl. *Rated Current*) koje su tržišno dostupne. Odnosno, ovaj doktorski rad ima definiranu bazu tržišno dostupnih uređaja i koju primjenjuje u procesu optimizacije. Modeli APF-ova koji se nalaze u bazi tržišno dostupnih uređaja su 30 A, 45 A, 60 A i 70 A. Na tržištu su dostupni uređaji s većim iznosom nazivnih struje, ali zbog ograničenja priključka trofaznih neupravljivih trošila na iznos priključne snage od 11,04 kW, kod kojih je struja po fazi ograničena na iznos 25 A, upotreba većih nazivnih struja APF-a nije moguća. Svi navedeni modeli u bazi, kao i tržišno dostupni uređaji, imaju mogućnost generiranja različitih struja po fazama s pripadajućim kutovima. Model APF-a konfiguriran je na način da ima mogućnost generiranja harmonijskih struja po fazi određenog spektra koje se temelje na relativnom iznosu veličine amplitude i kuta harmonijske struje. Primjer generiranog harmonijskog spektra i pripadajućih kutova APF-a za prvih 25 neparnih harmonijskih redova prikazan je na Slika 4.13. gdje I_{a_h}/I_{a1} [%] predstavlja relativni iznos amplitude harmonijske struje u fazi „A” promatranog harmonijskog reda, a $\phi_{A_h} - \phi_{A_1}$ pripadajući kut iste faze.

Harmonic Sources - Equipment Type Library\Spektar(57).TypHmccur

Name: Spektar(57)

Type of Harmonic Sources:

☐ Balanced, Phase Correct

☒ Unbalanced, Phase Correct

☐ IEC 61000

Preconfigure for BDEW/VDE

Harmonics:

Harmo...	la_h/la_1 %	lb_h/lb_1 %	lc_h/lc_1 %	phiA_h-h*phi... deg	phiB_h-h*p... deg	phiC_h-h*... deg
1	3,	1,905417	2,896783	2,821792	348,1909	168,5507
2	5,	2,99477	2,814011	2,916862	149,7346	163,8181
3	7,	2,961515	1,708931	2,980186	102,8765	6,930117
4	9,	1,836227	2,931248	2,937529	112,0661	41,10003
5	11,	2,172664	2,980204	2,85717	145,4738	285,586
6	13,	2,999774	2,996582	1,616386	18,79601	220,03
7	15,	2,309721	2,402784	2,975801	109,7055	282,1395
8	17,	2,366289	2,849444	2,999093	348,0555	317,0599
9	19,	2,879791	2,684343	1,943786	138,2177	64,11019
10	21,	2,330925	2,843324	2,96483	4,097983	66,65447
11	23,	1,854687	2,98588	2,823074	256,6997	200,8586
12	25,	2,954946	2,972695	1,852168	319,8921	18,71932

Slika 4.13. Primjer harmonijskog spektra APF-a

4.7.6. Raspodjela opterećenja u ispitnom sustavu

Raspored različitih modela kuća, punionica električnih vozila kao i fotonaponskih sustava na kreiranom modelu niskonaponskog radijalnog izvoda određen je pomoću uniformne neprekidne distribucije. Navedena distribucija u našem slučaju ima za cilj ravnomjerno rasporediti točke uzrokovanja, odnosno odrediti položaje opterećenja na radijalnom izvodu. Neprekidna uniformna distribucija veže se uz ispitivanja kod kojih je poznato da mogu primiti vrijednost iz ograničenog intervala $\langle a, b \rangle$. Pri tome nema razloga izabrati neko područje, a vjerojatnost realizacije intervala $\langle x_1, x_2 \rangle$ ovisit će samo o njegovoj duljini sve dok je unutar intervala $\langle a, b \rangle$, [117]. Navedena razdioba je kao jedna od razdioba koja može imati neprekidne slučajne varijable te da se kao takva upotrebljava ukoliko se želi što manje utjecati na namještanje određenih situacija, [118]. Neprekidna slučajna varijabla X ima uniformnu distribuciju na intervalu $\langle a, b \rangle$, uz uvjet da je $a < b$, ako joj je funkcija gustoće vjerojatnosti dana izrazom (4-15)

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{b-a}, & x \in \langle a, b \rangle \\ 0, & \text{inače} \end{cases} \quad (4-15)$$

Ne postoji bitna razlika između uniformne distribucije na intervalu $\langle a, b \rangle$ od uniformne distribucije na intervalu $[a, b]$, odnosno vrijedi:

$$F(x) = \begin{cases} 0, & x \in \langle -\infty, a \rangle \\ \frac{x-a}{b-a}, & x \in [a, b] \\ 1 & x \in [a, \infty) \end{cases} \quad (4-16)$$

Kod neprekidne uniformne razdiobe upotrebljava se generator slučajnih brojeva koji odabire broj među ponuđenim brojevima na način da se ne može predvidjeti koji broj će biti izvučen. Svojstvo nasumično generiranih brojeva referira se da svaki generirani broj u nizu slučajnih brojeva mora biti neovisan od ostalih generiranih brojeva.

Uniformna neprekidna distribucija u ovom doktorskom radu upotrijebila se za pozicioniranje svih vrsta modela opterećenja te modela FNE kao izvora. Kako ispitni niskonaponski radijani model mreže ima ukupno 74 čvora, na koje je moguće postaviti različite vrste opterećenja odnosno izvora, navedena razdioba se prvo uporabila kako bi se pozicionirale četiri vrste neupravljivih trošila. Na taj su se način dobila opterećenja u svim čvorovima ispitne

mreže s različitom vrstom neupravljivih trošila. Primjena ovakvog načina raspodjele kod modela upravljivih trošila kao i modela FNE nije bilo moguća zbog fizičkih ograničenja mreže. Prilikom razdiobe modela upravljivih trošila pratila su se opterećenja transformatora kao i fizičkih ograničenja kabela i vodova odnosno njihova opterećenja. Dobivenom analizom utvrđeno je da postavljanje upravljivih trošila kao i modela FNE moguće samo u svaki peti ili viši čvor. Pri tome se postavilo ograničenje u kojem je definirano da ukoliko promatrani čvor ima jednofazni priključak, onda je u tom čvoru moguće postaviti i jednofazno upravljivo trošilo odnosno jednofazni izvor. Isti princip se primijenio i za čvorove koji imaju trofazni priključak. Prilikom raspodjele modela upravljivih trošila na svaki peti čvor, kao i modela fotonaponskih sustava koji su također postavljeni na svaki peti čvor, u niskonaponskom izvodu upotrijebila se neprekidna uniformna razdioba. Dobiveni rezultati za raspodjelu neupravljivih i upravljivih trošila kao i FNE nalaze se u Prilogu.

4.8. Algoritam za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera u niskonaponskoj mreži

Proračuni pomoću metaheurističkih metoda izvršavaju se prema unaprijed definiranim iterativnim operacijama ili prema nekom algoritmu. Pojam algoritma općenito se može definirati kao skup koraka kojima se rješavaju neki problemi, odnosno on predstavlja niz definiranih koraka koji se izvode zadanim redoslijedom kako bi se izvršio određeni zadatak. Zapis algoritma moguće je ostvariti na tri različita načina. Prvi je način da se algoritam opiše riječima. Drugi je način da algoritam prikazemo dijagramom toka, dok je treći način pomoću naredbi nekoga programskog jezika, [119]. U ovom doktorskom radu algoritam za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera u niskonaponskoj mreži prikazan je dijagramom toka na Slika 4.14. Izvođenje algoritma sadrži sljedeće korake:

- *Proračun tokova snaga* izvršava se s ciljem određivanja stanja mreže, odnosno provodi se analiza osjetljivosti cijele ispitne mreže. Algoritam, pomoću analize osjetljivosti, definira sve razine opterećenja spojnih vodova i kabela unutar promatrane mreže. Na osnovu dobivenih rezultata o stanju mreže, algoritam donosi odluku, u kojoj odlučuje je li moguće integrirati APF -a u ispitnu mrežu ili ne. Ukoliko ne postoji dovoljno mjesta za integraciju APF, proces određivanja optimalnih postavki aktivnih filtera se prekida i algoritam ispisuje poruku da dodavanje APF nije moguće. Na taj se način vrši ograničavanje maksimalnog broja APF-ova koji se mogu dodati u ispitnu mrežu. Međutim, ukoliko je

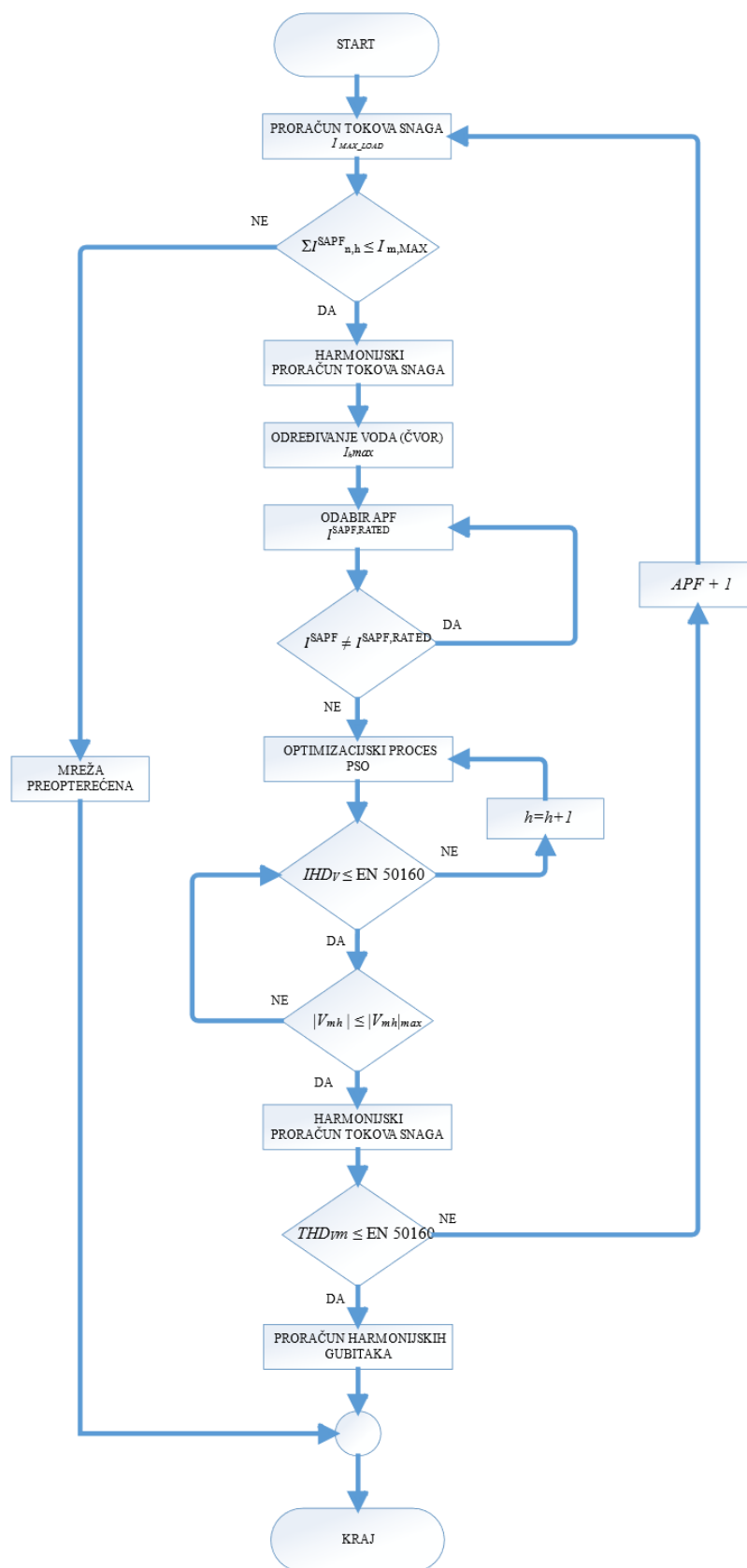
moguće integrirati APF u ispitnu mrežu, odnosno da u mreži ima dovoljno prostora s obzirom na opterećenja mreže, algoritam kreće na harmonijski proračun tokova snaga kao idući korak.

- *Harmonijski proračun tokova snaga* – nakon provedene analize osjetljivosti izvršava se harmonijski proračun tokova snaga. Navedeni proračun provodi cjelokupnu analizu cijelog harmonijskog spektra (1. – 40. reda) kako bi se odredili harmonijski udjeli u svim vodovima i kabelima ispitne mreže. Provedena analiza, na osnovu dobivenih rezultata, definira relativne udjele pojedinih harmonika te se odredi putem proračunske varijable apsolutni iznos harmonijskih gubitaka prije procesa integracije APF-ova.
- *Određivanje voda (čvor)* – rezultati dobiveni harmonijskim proračunom tokova snaga definiraju vod ili kabel s najvećim udjelom trećeg harmonika. Dobiveni rezultat predstavlja početnu točku za postavljanje APF-a. Međutim, kad dodavanje APF-a kao strujnog izvora na vod nije moguće, potrebno je odrediti čvor u koji bi trebalo dodati APF. Gledano od trafostanice algoritam će na osnovu navedenog fizičkog ograničenja definirati čvor (sabirnicu) koja se nalazi na kraju voda. Razlog odabira čvora na kraju voda dolazi zbog načina djelovanja APF-a, što je detaljnije obrađeno u poglavlju 3.1., gdje se navodi da APF, kao strujni izvor, generira struje koje poništavaju ubrizgane harmonijske komponente nelinearnih opterećenja koje dolaze iz mreže (Slika 3.3.).
- *Odabir APF-a* – nakon definiranja položaja filtra te na osnovu dobivenih rezultata iz analize osjetljivosti odnosno tehničkih mogućnosti ispitne mreže, algoritam definira struju koja se može generirati, uz uvjet da fizička ograničenja mreže budu zadovoljena. Dobivena vrijednost predstavlja maksimalnu struju filtriranja i omogućuje algoritmu da iz baze tržišno dostupnih uređaja definira nazivnu struju filtera. Odabir nazivne struje filtriranja provodi se na način da se iz baze tržišno dostupnih uređaja odabere uređaj kod kojeg je nazivna struja prva manja vrijednost od dobivene maksimalne struje. Većina tržišno dostupnih APF-ova posjeduju fizičko ograničenje koje im onemogućuje istovremeno generiranje više od 15 struja viših frekvencija. Navedeno ograničenje, uz već navedeno ograničenje Norma HRN EN 50160 koja određuje granične vrijednosti samo za prvih 25 neparnih redova viših harmonika, definira APF-ove kao realne uređaje koji se mogu upotrebljavati u algoritmu za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera snage u

niskonaponskoj mreži. Sva navedena fizička ograničenja primijenjena su na modelu APF-a i bitna su za optimizacijski proces. Upotreba ovakvih modela koji imaju iste karakteristike kao i realni APF-ovi s navedenim ograničenjima onemogućuju u optimizacijskom procesu djelovanje na neparne harmonike koji su reda većeg od 25.

- *Optimizacijski proces* – postupak optimizacije provodi se pomoću metaheurističke metode PSO. Algoritam nakon odabranog čvora i odabira APF-a pokreće optimizacijsku metodu određivanje optimalnih postavki APF-a na način da određuje relativne iznose amplitude kao i pripadajućeg kuta svakog neparnog višeg harmonika u sve tri faze. Optimizacijska metoda, prema definiranoj funkciji cilja u izrazu (4-4), prati vrijednosti THD_V u svim čvorovima ispitne mreže, pokušavajući sniziti njegovu vrijednost. Definirana metoda djeluje na način da prvenstveno podešava relativnu vrijednost amplitude kao i pripadajućeg kuta u sve tri faze generirajući struje iz APF-a koje poništavaju djelovanje trećeg harmonika. Pri tome prati iznose THD_V u svim čvorovima ispitne mreže. Kada smanjenje iznosa THD_V pomoću relativnog iznosa amplitude i kuta 3. harmonika više nije moguće, odnosno kada više ne konvergira, definirani optimizacijski postupak se ponavlja prvo za sve harmonike koji su višekratnici broja 3, a zatim za sve ostale neparne harmonike uzlaznim redoslijedom, 5. reda zatim 7. reda itd. Međutim kako proces optimizacije za svoj postupak upotrebljava relativne iznose amplituda nazivne struje filtera, potrebno je u proces optimizacije uvesti postupak normaliziranja. Ovaj postupak normalizira amplitude viših harmonika na nazivnu struju filtera, odnosno djeluje na principu da suma svih struja po svim neparnim harmonicima u jednoj fazi ne prijeđe 100 % nazivne struje APF-a. Na ovaj način APF neće moći generirati struje u sve tri faze koje su veće od njegove nazivne struje, s tim da APF ima mogućnost generiranja različitih iznosa struja po fazama. Optimizacijski postupak, nakon što iskoristi maksimalnu snagu prvog APF-a, ponavlja cijeli postupak, prvo odabir voda, odnosno pripadajućeg čvora te odabira drugog APF na isti već definirani način. Postupak optimizacijske metode ostaju isti za sve ostale APF-ove koji se dodaju u ispitnu mrežu.
- *Proračun harmonijskih gubitaka* – postupak proračuna harmonijskih gubitaka provodi se u ispitnoj mreži na svim vodovima i kabelima te na priključnom transformatoru. Navedeni proračun implementiran je s ciljem utvrđivanja stanja iznosa apsolutnih vrijednosti harmonijski gubitaka u ispitnoj mreži nakon što je optimizacijski postupak definirao

parametre i optimalne postavke integriranih APF-ova. Proračun harmonijskih gubitaka, koji je odrađen prije i nakon pokretanja optimizacijskog procesa uzima u obzir sve neparne harmonijske redove od 3 do 40 reda.



Slika 4.14. Dijagram toka algoritama za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera u niskonaponskoj mreži

Algoritam za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera u niskonaponskoj mreži, prema gore definiranim koracima, u optimizacijskom procesu izvodi se 24 puta (24 vremenska intervala). Definirani broj ponavljanja algoritma vezan je za satnu promjenu opterećenja koja se događaju u jednom danu u svakom čvoru ispitne mreže. Na taj način moguće je predvidjeti skoro sva moguća stanja ispitne mreže koja bi se mogla pojaviti unutar jedne godine. Promjene opterećenja u ovom doktorskom radu odnose se na sve definirane modele trošila i izvora s pripadajućim harmonijskim spektrima (uzimajući relativne iznose amplituda i pripadajućih kutova u svim fazama) svih neparnih harmonijskih redova od 3. do 40. Kod implementacije predloženog algoritma primjena APF-a individualizirana je s obzirom na razine opterećenja u ispitnoj mreži, prodoru distribuiranih izvora kao i prodoru punionica električnih automobila. Uzimajući u obzir varijabilnost tijekom dana, mogu se predložiti različita stanja definiranih modela unutar godine dana kao i pripadajuće razine opterećenja koja se mogu uzeti kao osnova za određivanje stanja nesimetričnih niskonaponskih mreža. Navedena stanja mreže mogu se definirati kao:

a) *Podopterećeno stanje ispitne mreže*

Definirano stanje mreže odnosi se na sva relativna opterećenja svih spojnih elemenata koja imaju relativno opterećenje koje većinom nastupa u vrijeme niže tarife s malom stohastičnom promjenom opterećenja. Navedeno stanje mreže omogućuje implementaciju uređaja za reduciranje viših harmonika u svim čvorovima u mreži koja to fizički (pozicijski) omogućavaju. Stanje spojne opreme kao i vodova (kabela) omogućuje algoritmu mogućnost odabira APF uređaja većih nazivnih vrijednosti te mogućnost implementiranja veće količine filtera unutar ispitne mreže. Optimizacijski proces pri ovom stanju mreže posjeduje dovoljnu količinu energije za uspješno reduciranje struja viših harmonika.

b) *Normalno stanje ispitne mreže*

Definirano stanje klasificira se kao najčešće stanje mreže u kojoj je relativno opterećenje svih spojnih elemenata između 60 % i 85 % većinom nastupa u vrijeme više tarife uz veliku stohastičku promjenu opterećenja. Algoritam za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera može provesti optimizaciju, ali uz djelomična ograničenja koja su vezana uz opterećenje spojnih elemenata. Algoritam ima ograničenu mogućnost odabira APF uređaja kao i ograničenu mogućnost implementiranja veće količine APF-ova unutar ispitne mreže.

Optimizacijski proces pri ovom stanju mreže posjeduje količinu energije koja ne mora u potpunosti ukloniti sve više harmonike u mreži, odnosno algoritam će sniziti udio viših harmonika u mreži. Pri tome udio viših harmonika ne mora biti na željenoj razini, odnosno THD_V u svim čvorovima ne mora biti niži od 5 %.

c) *Preopterećeno stanje ispitne mreže*

Stanje mreže odnosi se na sva relativna opterećenja svih spojnih elemenata kada je njihovo relativno opterećenje veće od 90 %. Navedeno stanje mreže onemogućuje primjenu algoritma, odnosno algoritam za navedeni slučaj ne može postaviti APF u mrežu. U ovom slučaju nazivna struja filtra veća je od struje koja može proteći kroz mrežu. Optimizacijski proces pri ovom stanju nije moguće provesti te je potrebno upotrijebiti jedno od mogućih rješenja koje je definirano u poglavlju 3.1.4.

Nužnost harmonijske kompenzacije koja se provodi u ovom doktorskom radu javlja se kada količina harmonijskog izobličenja prelazi standardna ograničenja, koja su objašnjena u poglavlju 2.6., u svim čvorovima ispitne mreže. Pri tome se promatraju sve faze u čvorovima kao i pripadajući iznosi THD_V . Uzimajući u obzir transformaciju električnih mreža, u kontekstu pametnih mreža, te neizbježnog povećanja integracije trošila s izraženijom nelinearnošću kao i varijabilnosti proizvodnje distribuiranih izvora, u ovom doktorskom radu izvršeno je određivanje relativnog iznosa amplituda strujnih harmonijskih komponenti svih definiranih modela. Pri tome se pazilo da vrijednost THD_V u svim fazama kao i ukupni THD_V ni u jednom trenutku ne prelazi vrijednost koja je definirana normom HRN EN 50160.

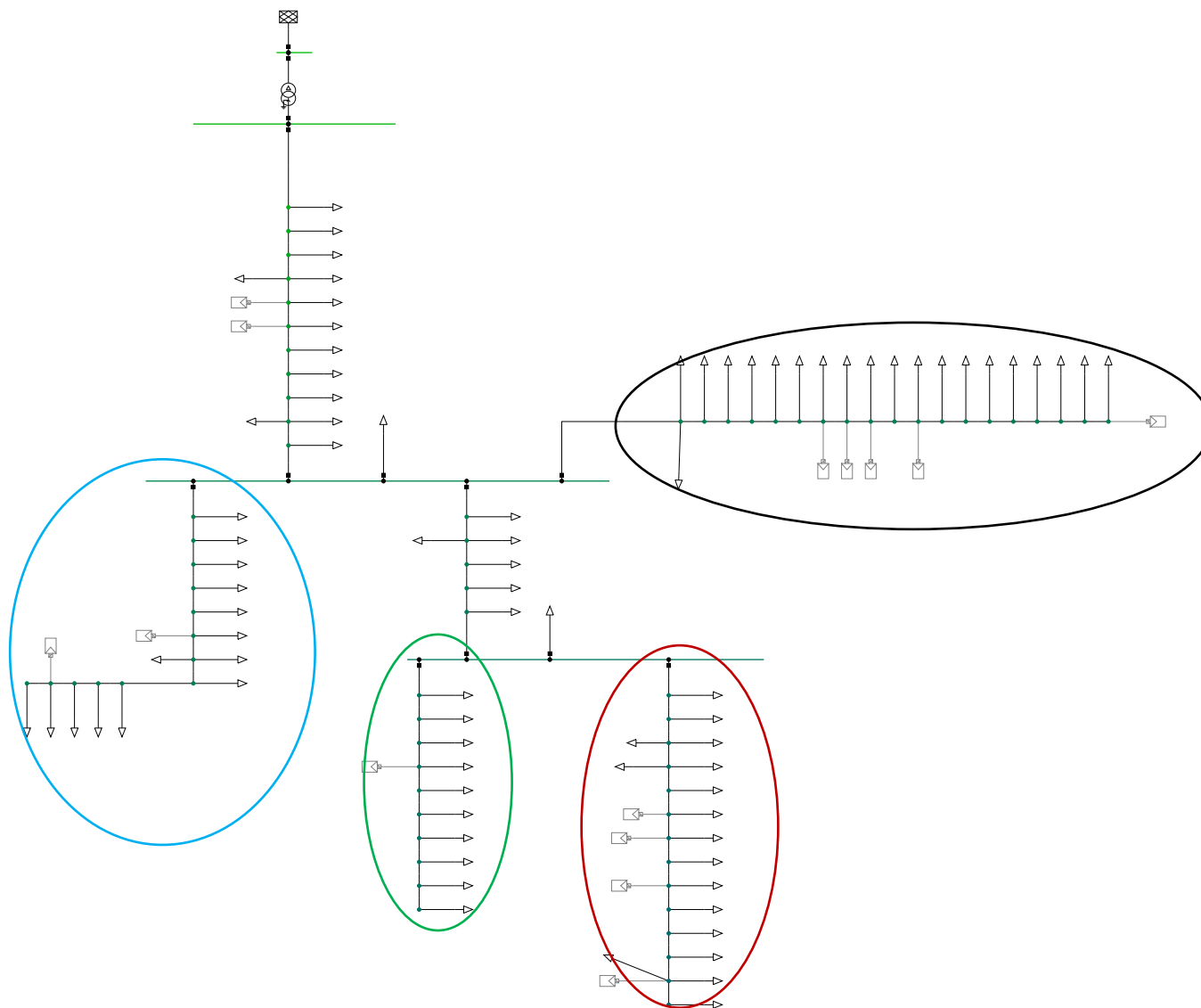
5. VREDNOVANJE KRITERIJA ADEKVATNOSTI PRIMJENE I OBUHVATA DJELOVANJA AKTIVNOG FILTERA U KOSIMULACIJSKOM MODELU

Poglavlje daje pregled vrednovanja razvijenog kosimulacijskog modela za određivanje parametara i optimalnih postavki paralelnog aktivnog filtera u nesimetričnoj niskonaponskoj mreži. Opisane su postavke optimizacijskog okvira, ispitne mreže kao i postavke svih simulacijskih slučajeva s pripadajućim smanjenjem harmonijskih gubitaka. Dobiveni rezultati svih simulacija su analitički i grafički analizirani.

5.1. Opis ispitne mreže upotrijebljene u simulacijskom modelu

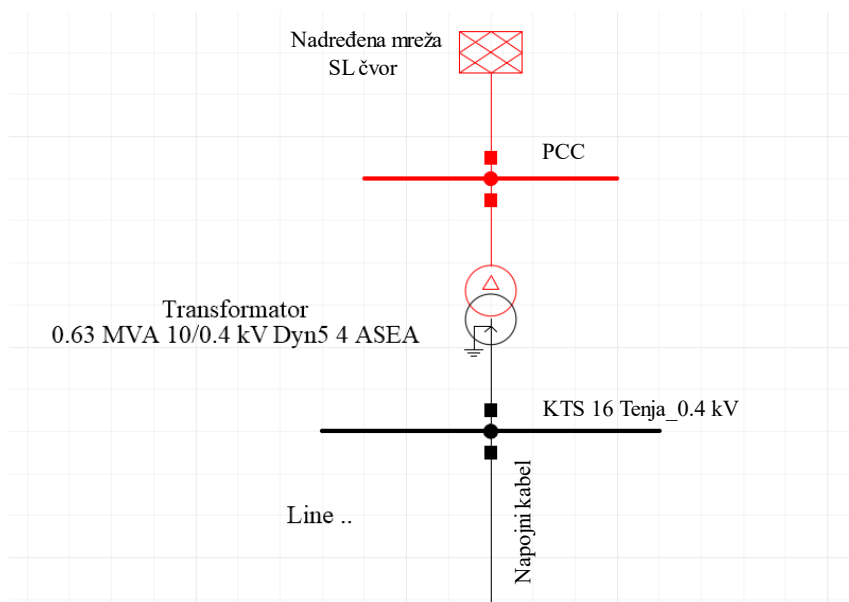
Radijalna niskonaponska ispitna mreža, prikazana na Slika 5.1., razvijena je u programskom paketu DigSilent Power Factory te kreirana na način da se na radijalnom izvodu nalaze četiri kolaterala s pripadajućim čvorovima (engl. *Terminal*). Ispitna mreža posjeduje ukupno četiri kolaterala koji predstavljaju kraće dijelove mreže kao zasebne grane. Kolaterali kao cjeline razlikuju se po broju čvorova kao i po pripadajućim opterećenjima i radi lakše orijentacije definirani su bojama. Cilj definiranja kolaterala dolazi zbog složenosti samog radijalnog izvoda te radi lakše orijentacije na ispitnoj mreži.

Prvi kolateral posjeduje čvorove koji su označeni plavom bojom i koji su definirani rednim brojevima od broja 13 do broja 25, *drugi kolateral* označen je zelenom bojom i njemu pripadaju čvorovi od rednog broja 32 do broja 41, *treći kolateral* je označen crvenom bojom te čini skup čvorova od rednog broja 42 do rednog broja 55. Posljednji, *četvrti kolateral* predstavlja skup čvorova, označenih crnom bojom, koji u svojem skupu imaju čvorove od rednog broja 56 do rednog broja 74. Krajnji čvorovi kolaterala označeni su brojevima – čvor 25., čvor 41., čvor 55. i čvor 74. i predstavljaju najudaljenija mjesta na radijalnom izvodu, odnosno najudaljenija mjesta kolaterala.



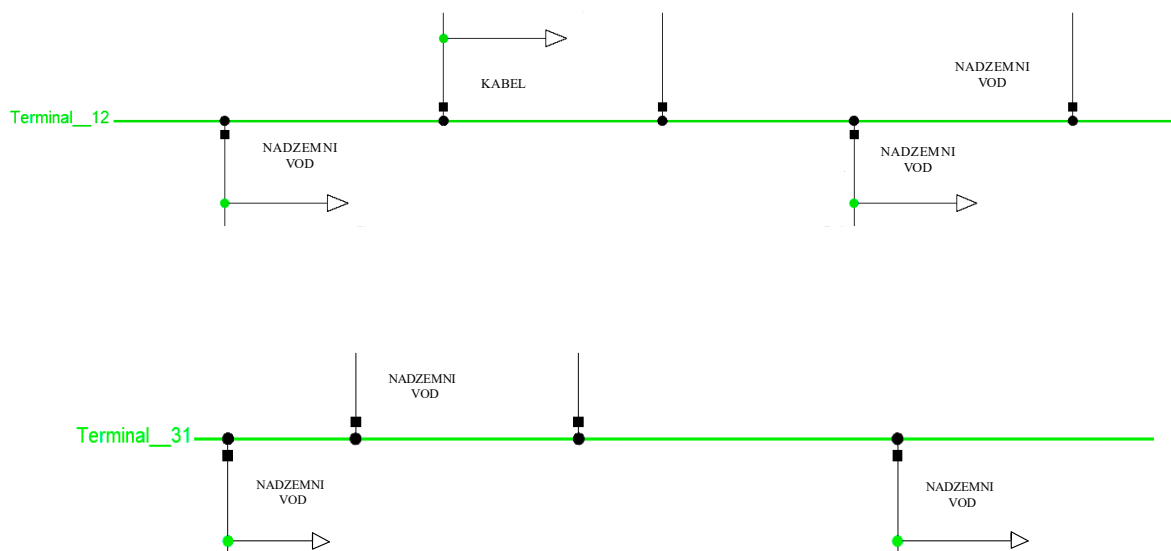
Slika 5.1. Ispitna niskonaponska mreža s pripadajućim kolateralima

Osim četiriju krajnjih čvorova kreirane su i tri karakteristične sabirnice kao mjesta gdje se mreža spaja s trafostanicom i kao mjesta gdje počinju kolaterali. Prva sabirnica KTS 16, 0,4 kV, prikazana na Slika 5.2., predstavlja mjesto spajanja radijalne mreže s pripadajućom trafostanicom.



Slika 5.2. Sabirnica KTS 16 0,4 kV

Navedena sabirnica kao ključna sabirnica predstavlja mjesto gdje je točka spoja NN izvoda na mrežu više naponske razine, odnosno na PCC. Zbog navedenog se u sabirnici KTS 16 0,4 kV provjeravaju naponske prilike definirane prema normi HRN EN 50160 koja svoja ograničenja usmjerava na naponske karakteristike u PCC točki. Druga karakteristična sabirnica je sabirnica pod rednim brojem 12, koja je na Slika 5.3. označena kao *Terminal_12*, predstavlja mjesto na kojem kabel prelazi u nadzemni vod, odnosno mjesto gdje dolazi do smanjenja presjeka vodiča. Posljednja karakteristična sabirnica je *Sabirnica 31*, na Slika 5.3. označena sa *Terminal_31*, predstavlja mjesto grananja više nadzemnih vodova i mjesto gdje se spajaju dva kolaterala. Karakteristične sabirnice kao i krajnji čvorovi definiraju mjesta u ispitnoj mreži na kojima će se prikazivati harmonijski spektri svih neparnih viših harmonika od 3. do 40. reda. Ukupno harmonijsko izobličenje napona biti će prikazano kroz sve čvorove prije i nakon priključenja APF u radijalnu niskonaponsku mrežu, dok će se harmonijski gubitci iskazati u relativnom iznosu nakon provedenog optimizacijskog procesa.



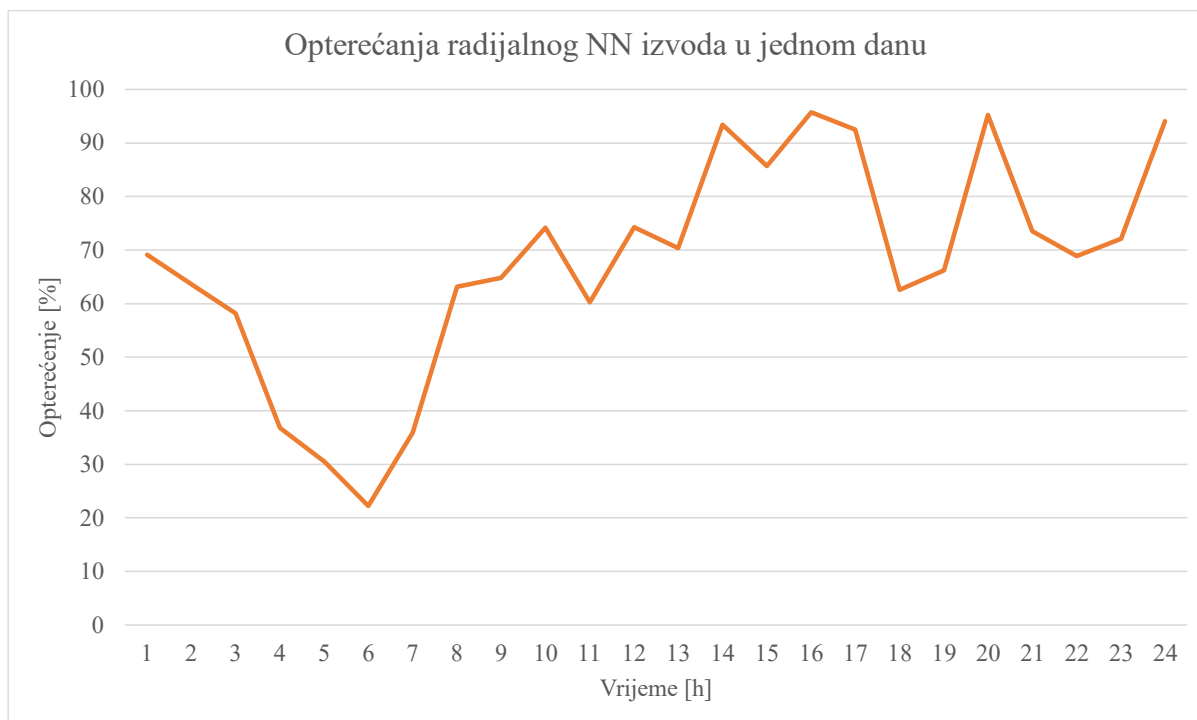
Slika 5.3. Karakteristične sabirnice

Navedena ispitna mreža posjeduje ukupno 74 modela neupravljivih potrošača, 8 modela upravljivih trošila (punionice električnih automobila) te 14 fotonaponskih elektrana spojenih u 74 čvora. Raspored modela upravljivih i neupravljivih trošila kao i modela fotonaponskih sustava na kreiranom modelu niskonaponskog radijalnog izvoda detaljno su objašnjeni u poglavlju 4.7. Rezultati uniformne neprekidne distribucije kao mjesta spajanja navedenih modela prikazani su u Tablica 5.1.

Tablica 5.1. Raspored modela na radijalnoj niskonaponskoj ispitnoj mreži

naziv modela	vrsta	količina	čvor
neupravljivo trošilo	1 - fazno	18	6, 17, 20, 28, 29, 33, 35, 39, 40, 48, 49, 52, 56, 57, 58, 60, 66, 74
	3 - fazno	56	svi ostali
upravljivo trošilo	1 - fazno	2	45, 56
	3 - fazno	6	4, 10, 19, 27, 44, 54
FNE	1 - fazno	4	6, 35, 66, 74
	3 - fazno	10	5, 18, 24, 47, 48, 50, 54, 62, 63, 64

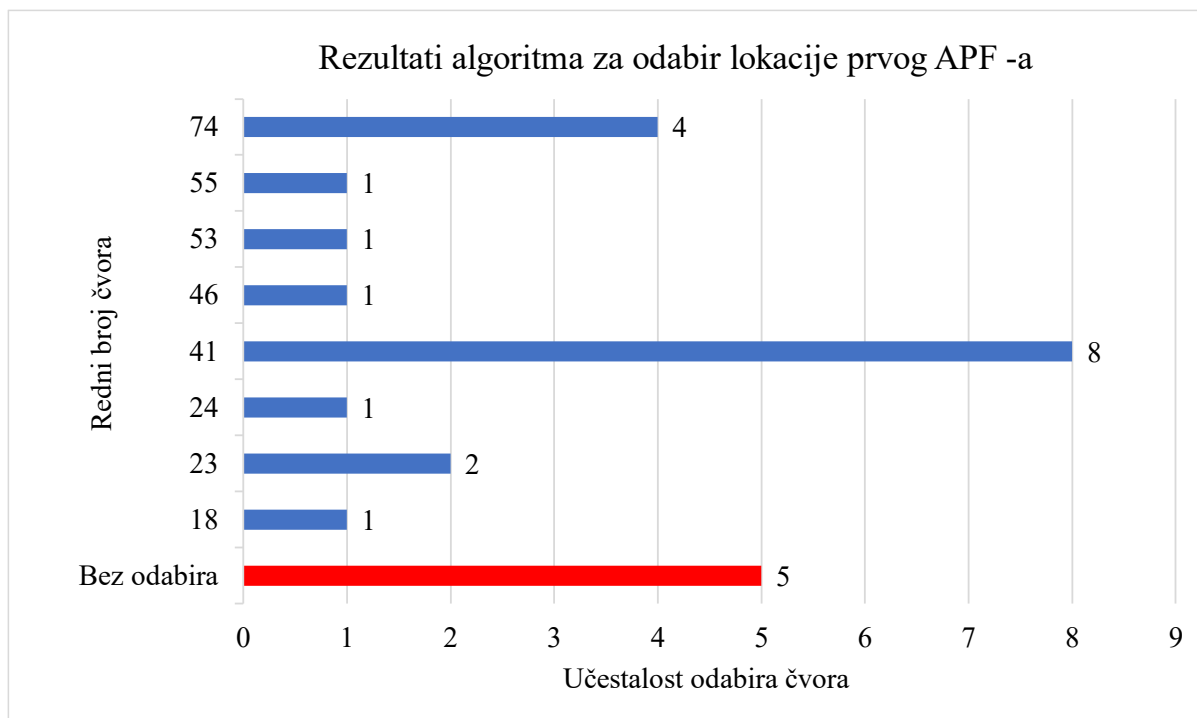
Kreirani raspored navedenih modela generirao je dnevni dijagram opterećenja niskonaponskog radijalnog izvoda, koji je vidljiv na Slika 5.4., kada su na njega spojeni svi modeli trošila kao i modeli fotonaponskih elektrana. Mjesto promatranja dnevnog dijagrama opterećenja je na mjestu priključka radijalnog izvoda na pripadajuću trafostanicu, KTS 16, 0,4 kV. Promatrano opterećenje daje uvid u stanje voda.



Slika 5.4. Dnevni dijagram opterećenja radijalnog niskonaponskog izvoda

5.2. Optimalni razmještaj aktivnih filtera u ispitnoj mreži

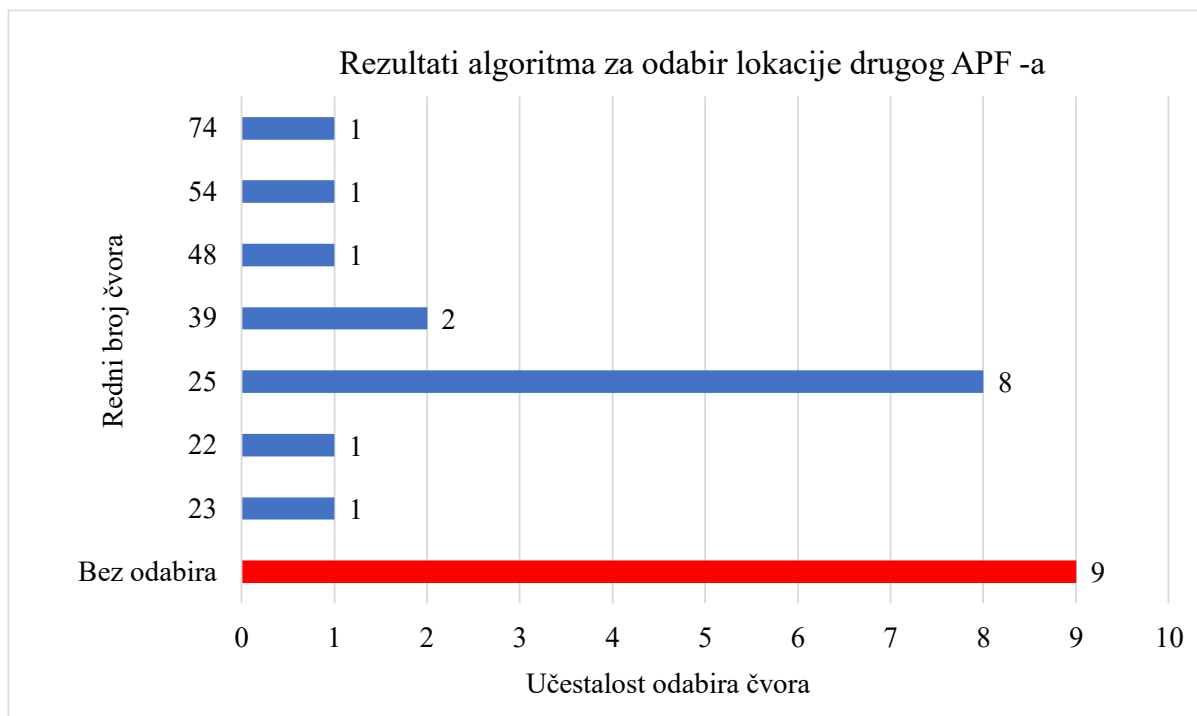
Kosimulacijski model za određivanje optimalne lokacije razmještaja APF u niskonaponskoj mreži izvršen je prema algoritmu koji je definiran u poglavlju 4.8. Dobiveni rezultati razmještaja APF-ova u ispitnoj mreži primjenom algoritma izvršeni su u 24 satnom razdoblju u kojem je algoritam za optimalnu lokaciju aktivnog filtera upotrijebio najviše dva aktivna filtera. Algoritam u određenim dijelovima dana nije mogao dodati aktivni filter. Dobiveni rezultati bit će prikazani za prvu i za drugu odabranu lokaciju u koje je algoritam postavio aktivni filter. Rezultati koji su dobiveni za prvu odabranu lokaciju, u koju se može dodati APF prikazani su na Slika 5.5.



Slika 5.5. Rezultati algoritma za odabir lokacije prvog APF-a

Dobiveni rezultati algoritma za odabir prve lokacije za postavljanje APF-a prikazuju da se algoritam APF najčešće smjestio u čvor broj 41 – 8 puta. Ukoliko bi se rezultati prikazivali u relativnom iznosu, algoritam u 33,33 % slučajeva dodjeljuje APF u navedeni čvor. Druga najčešće odabrana lokacija u koji algoritam dodjeljuje APF je čvor pod rednim brojem 74, (4 puta), što je u relativnom iznosu 16,67 %. Važno je uočiti da je kod rezultata algoritma za odabir prve lokacije za postavljanje APF-a, algoritam ukupno 5 puta, odnosno u 20,83 % slučajeva, donio odluku da zbog opterećenja u mreži nije bilo moguće upotrijebiti APF. Nemogućnost upotrebe APF-a u promatranoj ispitnoj mreži na Slika 5.5. definiran je nazivom „Bez odabir” te je graf označen crvenom bojom. Dobiveni rezultat definira stanje ispitne mreže, u kojem je opterećenje mreže iznad 90 %, te se takvo stanje mreže definira kao preopterećeno stanje.

Nakon odabira prve lokacije, ukoliko je to moguće, algoritam nastavlja tražiti sljedeću lokaciju za postavljanje drugog APF-a, kao i podešenje optimalnih postavki filtera pomoću PSO metode. Dobiveni rezultati algoritma za odabir druge lokacije u koju se može postaviti APF prikazan je na Slika 5.6.



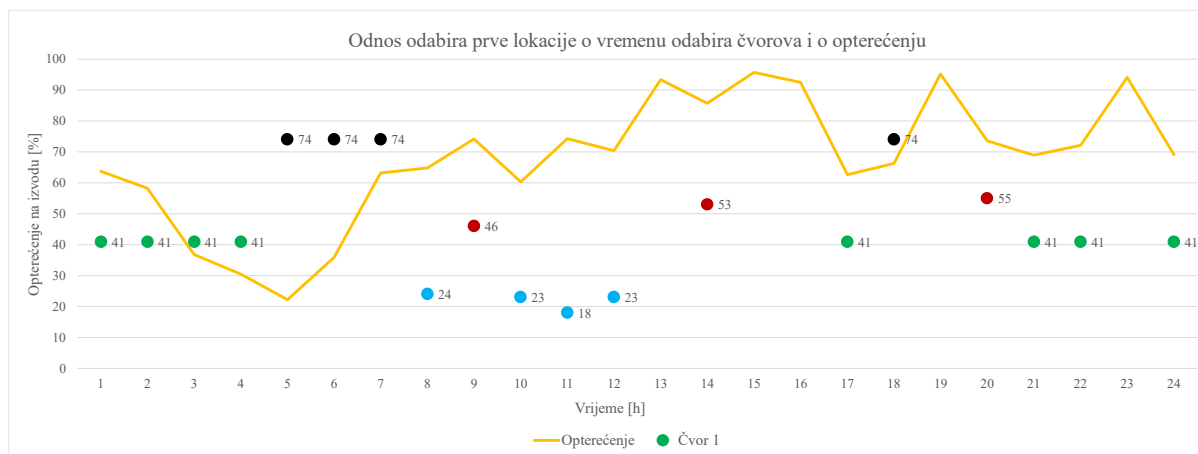
Slika 5.6. Rezultati algoritma za odabir druge lokacije APF-a

Rezultati algoritma za odabir druge lokacije za postavljanje APF-a prikazuju da je algoritam najčešće postavio drugi APF čvor broj 25 (8 puta), odnosno u ukupno 33,33 % slučajeva. Kod odabira druge lokacije do izražaja dolazi rezultat da je algoritam ukupno 9 puta donio odluku da zbog opterećenja u mreži nije bilo moguće integrirati drugi APF. Nemogućnost integracije APF-a, kao i u prvom slučaju, definiran je nazivom „Bez odabira” te je graf označen crvenom bojom na Slika 5.6. Ukoliko se od dobivenih rješenja za odabir prve i druge lokacije oduzmu dobiveni rezultati bez mogućnosti odabira, dobije se rezultat od četiri vremenska intervala kada je moguće postavljanje samo jednog APF u ispitnu mrežu. Taj podatak definira novo stanje mreže. Rješenje kada algoritam može integrirati dva ili samo jedan APF u ispitnu mrežu spada u stanje ispitne mreže nazvano normalno stanje. Navedeno normalno stanje mreže određeno je opterećenjem izvoda, odnosno kada se opterećenje izvoda na mjestu priključka na trafostanicu nalazi između 60 % i 85 %.

5.3. Period odabira lokacije integracije

Dvotarifni sustav električne energije, kao način naplate električne energije u Republici Hrvatskoj, upotrebljava se u analizi optimalne lokacije aktivnog filtera u radikalnoj niskonaponskoj mreži. Provedeno istraživanje u ovom doktorskom radu promatra dvotarifni

model koji se primjenjuje u ljetnom računanju vremena, gdje vremenski period od 22:00 h do 6:00 h pripada u područje niže tarife, dok je vremenski period od 6:00 h do 22:00 h područje više tarife. Dobiveni rezultati razmještaja APF-a u ispitnoj mreži primjenom algoritma za optimalnu lokaciju aktivnog filtera izvršeni su u jednom danu, odnosno u 24 promatrana vremenska intervala te su prikazani na Slika 5.7.

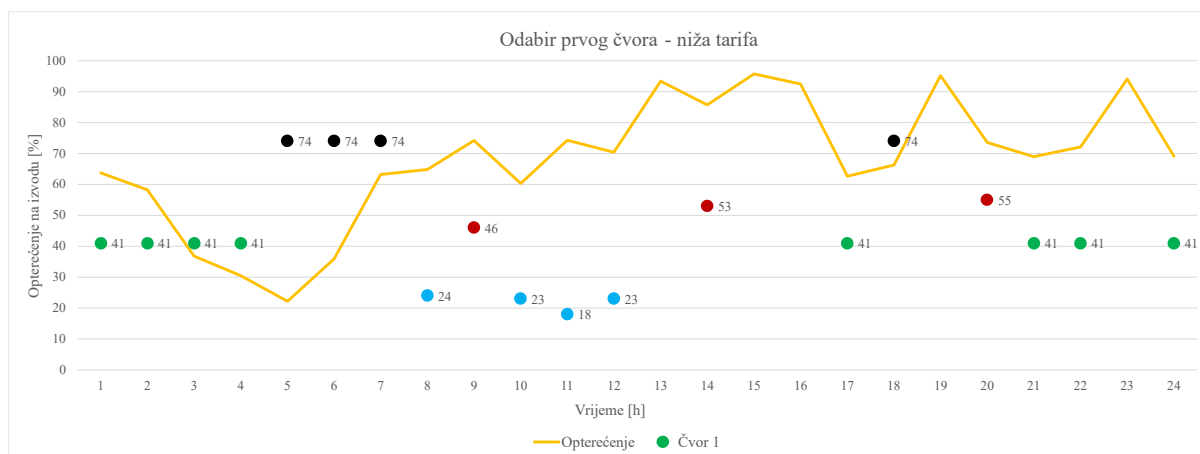


Slika 5.7. Rezultati razmještaja APF u ispitnoj mreži primjenom u 24 satnom intervalu

Radi bolje preglednosti dobivenih rezultata kao i jednostavnijeg snalaženja, analiza dobivenih rezultati razmatrat će se u zasebnim periodima više i niže tarife.

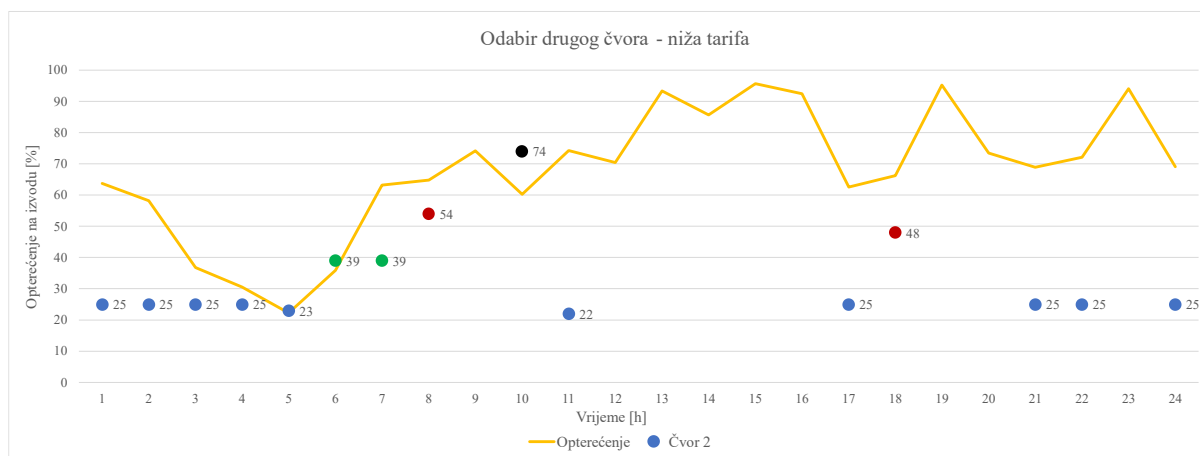
a) Period niže tarife

Odabir lokacije za postavljanje APF-ova, osim kroz učestalost odabira određenog čvora, potrebno je promatrati i kroz vremenski interval djelovanja algoritma. Pri tome, vrlo je bitno pratiti promjenu opterećenja, kao i doba dana kada algoritam ima najveću učestalost odabira određenog čvora. Dnevni dijagram opterećenja s učestalosti odabira za prvu lokaciju prikazan je na Slika 5.8.. Navedeni graf prikazuje da u vremenu od 22:00 h do 4:00 h ujutro algoritam odabire istu lokaciju za integraciju APF-a, točnije čvor pod rednim brojem 41.



Slika 5.8. Odnos odabira prve lokacije o vremenu odabira čvorova i o opterećenju

Promatranjem dnevnog dijagrama opterećenja, kao i vremenskog intervala djelovanja algoritma, odabir druge lokacije za integraciju APF-a prikazan je na Slika 5.9. Na navedenom grafu također može se primijetiti da je u vremenu od 22:00 h do 3:00 h ujutro algoritam odabrao uvijek isti čvor pod rednim brojem 25. Navedeno stanje, u kojem algoritam odabire čvorove 41 i 25, nastupa kada je opterećenje voda proporcionalno potrošnji upravljivih trošila te minimalnoj potrošnji neupravljivih trošila. Također se može primijetiti da opterećenje voda pada u jutarnjim satima ispod 30 %, a proporcionalno s tim i relativni iznosi viših harmonika.



Slika 5.9. Odnos odabira druge lokacije o vremenu odabira čvorova i o opterećenju

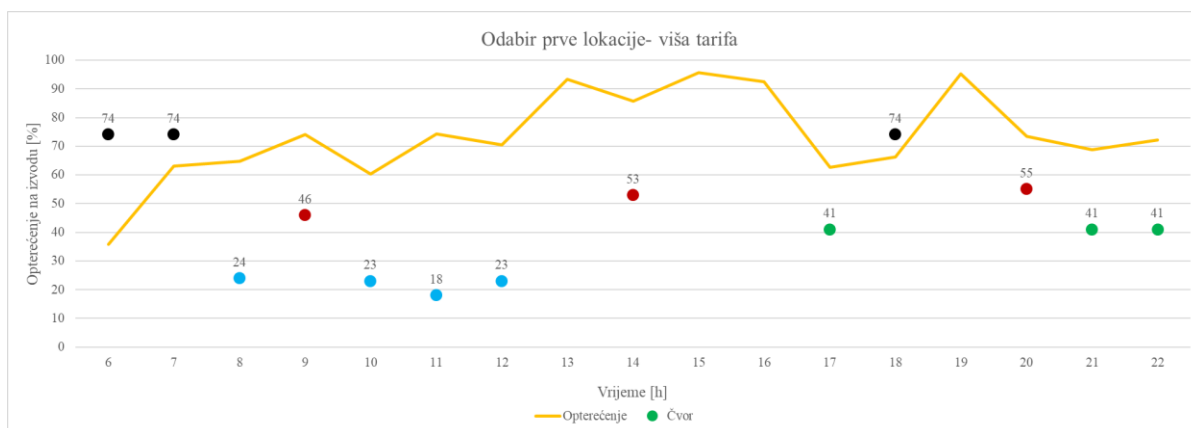
Rezultati anketiranja korisnika električnih vozila, koje je obavljeno u sklopu ranije spomenutog HRZZ projekta, prikazuju da većina anketiranih korisnika, njih 76,9 %, svoja vozila pune na kućnom priključku. Kućni su priključci, prema dobivenim rezultatima, jednofazni priključci instalirane snage do 3,6 kW i od 7,2 kW do 22 kW kod trofaznih priključaka. Punjenje u noćnim satima, u vrijeme niže tarife, određeno je nižom cijenom

električne energije. Pri tome je vrijeme punjenja određeno i kapacitetom baterije električnih vozila. Većina anketiranih ispitanika posjeduje električna vozila kod kojih se kapacitet baterije kreće u iznosu od 60 kWh do 70 kWh. Ukoliko se uzme realno stanje, kada baterija u električnom vozilu nije potpuno prazna, može se odrediti vrijeme punjenja električnih vozila. Trajanje punjenja električnih vozila, kod trofaznih punjača, pri snazi punjenja od 8,2 kW, bit će oko 5 sati, dok je za jednofazne punjače pri snazi punjenja od 2,8 kW trajanje punjenja oko 8 h. Početak punjenja jednofaznih priključaka kućnih punionica postavlja se na 22:00 h, dok je završetak u 6:00 h, prema vremenskom periodu niže tarife. Međutim, vrijeme punjenja kod trofaznih kućnih punionica postavljeno je od 23:00 h do 4:00 h. Pomicanje početka punjenja trofaznih punionica dolazi iz faktora istovremenosti pokretanja punjenja električnih vozila.

Kada u 4:00 h prestaje punjenje električnih vozila preko trofaznih kućnih punionica, dolazi do promjene odabira čvora za integraciju APF-a. Promjena je vidljiva i na prvoj i na drugoj lokaciji u ispitnoj mreži. Konačno rješenje koje bi se moglo definirati za period niže tarife nije jednoznačno određeno nego je potrebno definirati područje djelovanja APF-a, što će biti detaljnije obrađeno.

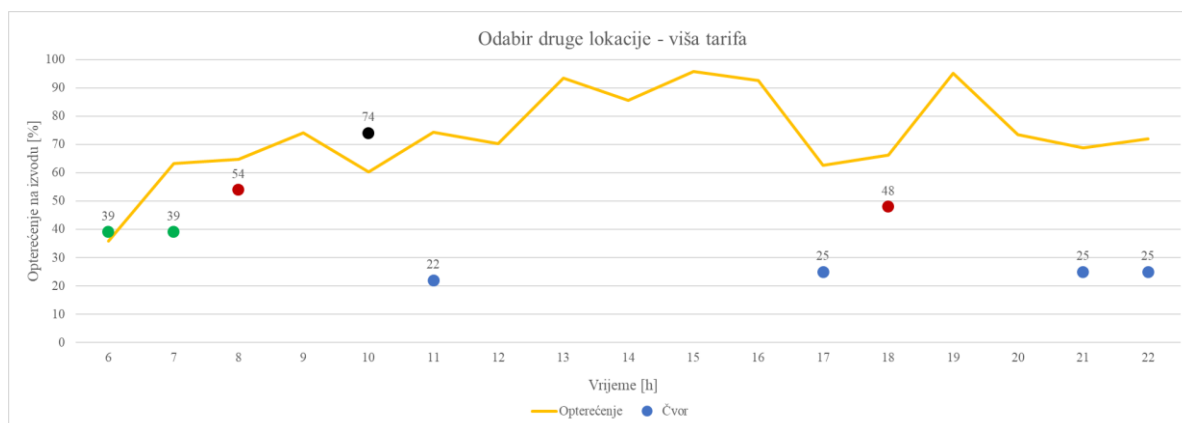
b) Period više tarife

Dnevni dijagram opterećenja s učestalošću odabira čvorova u periodu više tarife, prikazuje različitosti u rezultatima kod odabira prve lokacije za integraciju APF-a. Raspored čvorova kao rješenja algoritama za optimalnu lokaciju APF-a prikazani su na Slika 5.10. Vremenski intervali koji nemaju označeno mjesto integracije APF-a, tj. nemaju definiran čvor, predstavljaju stanje mreže kada nije moguće integrirati APF, tzv. preopterećeno stanje mreže.



Slika 5.10. Odabira prve lokacije u vremenskom periodu više tarife

Definirani čvorovi kao lokacije za integraciju APF-ova, kako je i vidljivo na grafu, ne pripadaju istim kolateralama, odnosno rješenje je ovisno o stohastičnoj promjeni opterećenja. Slični rezultati, ali s puno više vremenskih intervala u kojima nema označenih mjesta za integracije APF-a, dobiju se kao rješenja algoritma kod odabira druge lokacije u vremenskom intervalu više tarife. Dobiveni rezultati vidljivi su na slici Slika 5.11.



Slika 5.11. Odabira druge lokacije u vremenskom periodu više tarife

Rezultati dobiveni algoritmom za određivanje optimalne lokacije APF-a, do kojeg se došlo na način da se nakon provedenog harmonijskog proračuna tokova snaga definira vod s najvećim udjelom trećeg harmonika, a posljedično tome i pripadajući čvor, nemaju jednoznačno rješenje. Dobivena rješenja, podijeljena prema periodu više i niže tarife, definiraju vrlo bitnu činjenicu koja se do sada zanemarivala kod istraživača, a to je utjecaj promjene opterećenja na harmonijski spektar što dovodi do činjenice da je optimalna lokacija APF-a u funkciji opterećenja koje je promjenjivog karaktera. Ukoliko se promatraju kolaterali te oba definirana tarifna perioda kako bi se zadovoljila sva vremenska ograničenja potrebno je integrirati APF u svaki kolateral kako bi održavao stanje koletarala. Također je važno napomenuti da algoritam u gotovo 21 % slučajeva nije mogao integrirati APF, odnosno u 16,67 % slučajeva algoritam zbog visine opterećenja može integrirati samo jedan APF. Provedeno istraživanje daje potvrdu važnosti integracije APF-ova u niskonaponsku distribucijsku mrežu s ciljem osiguravanja vrijednosti THD_V -a unutar propisanih granica u svim čvorovima mreže.

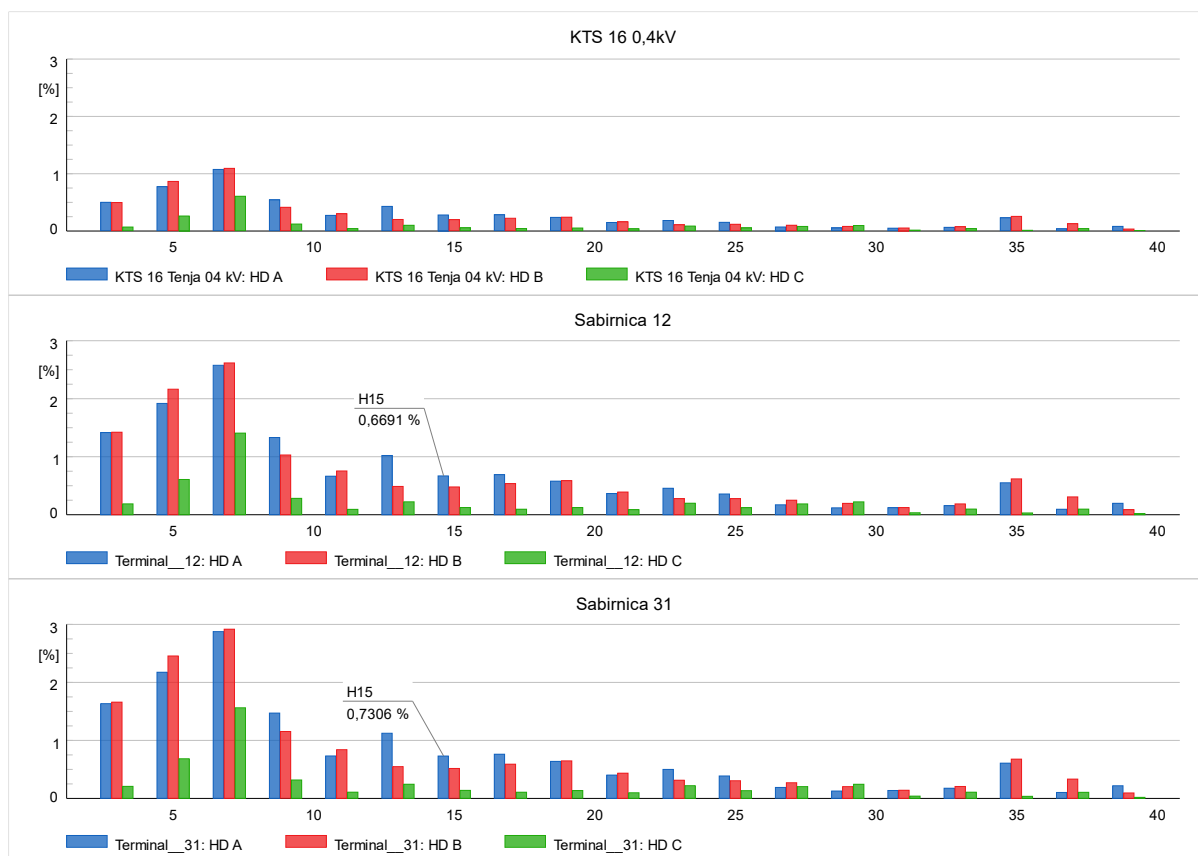
5.4. Vrednovanje optimizacijske metode za određivanje parametara i optimalnih postavki APF-a u ispitnoj mreži

Određivanje položaja APF-ova uz praćenje tehničkih mogućnosti ispitne mreže za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera promatrat će se u karakterističnim trenucima kada nastupaju određena stanja ispitne mreže. Definirana stanja ispitne mreže koja su objašnjena u poglavlju 4.8., zajedno s još dva dodatna stanja ispitne mreže, promatrat će se pri vrednovanju optimizacijske metode. Navedena dodatna dva stanja mreže nastupaju kada se u ispitnu mrežu ne mogu dodati APF-ovi te stanje ispitne mreže kada su vrijednosti IHD -a kao i THD_V unutar normom propisanih granica, odnosno kada nije potreban optimizacijski proces. Sve navedeno rezultira time da će se optimizacijski postupak određivanja položaja te veličine APF-a promatrati za pet perioda koja su se ponavljala u tijeku dana odnosno u 24 različita stanja mreže. Dobiveni će rezultati biti objašnjeni te prikazani grafovima kao i relativni iznos smanjenja harmonijskih gubitaka nakon procesa optimizacije. Kod grafičkog prikaza harmonijskog spektra, na karakterističnim sabirnicama, numeričkim vrijednostima će se prikazati iznosi viših harmonika koji ne zadovoljavaju vrijednosti koja su propisana Normom HRN EN 50160.

Prvo stanje ispitne mreže

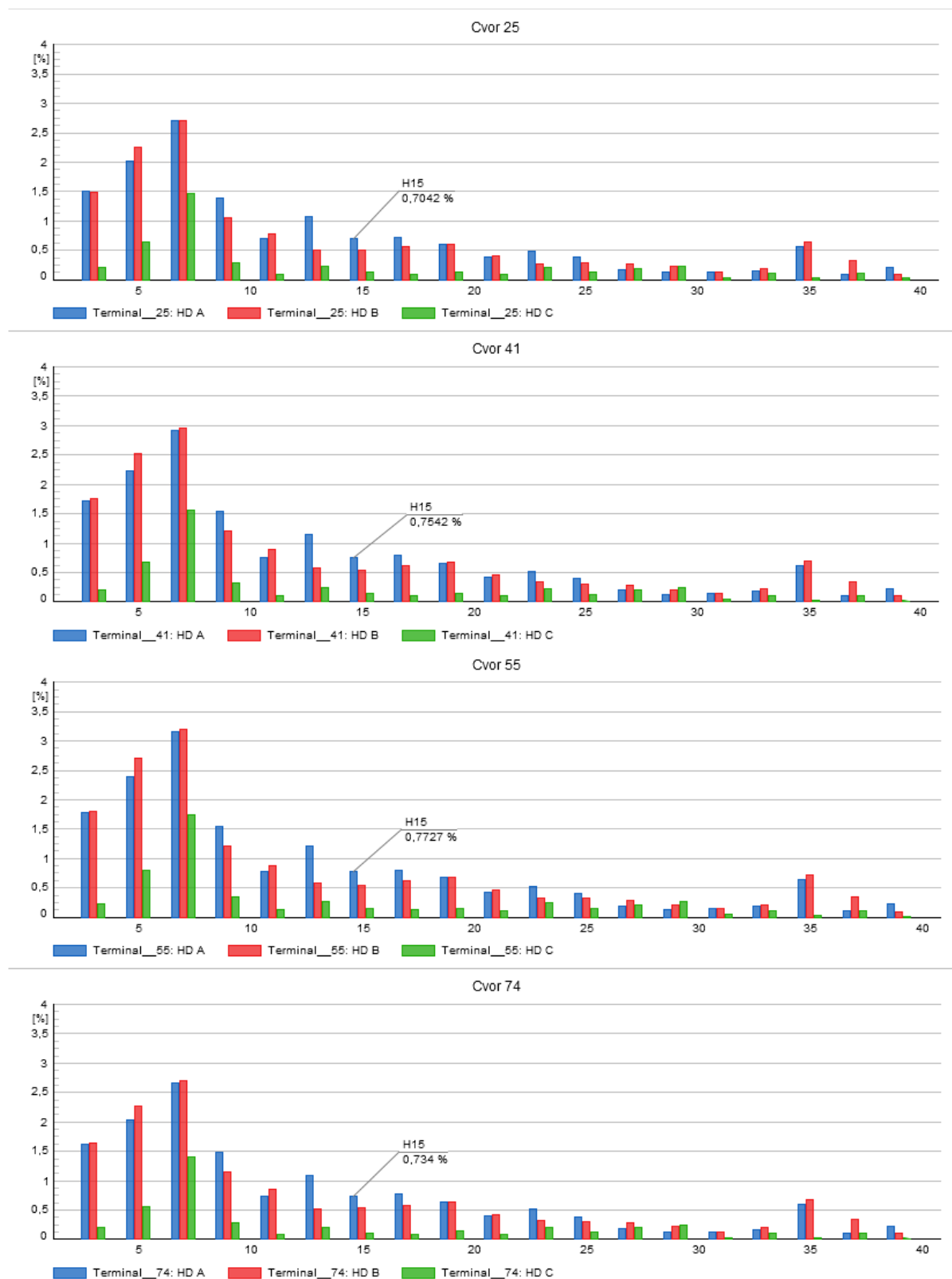
Stanje mreže nastupilo je u periodu niže tarife u trenutku kada na opterećenje mreže utječe potrošnja iz modela neupravljivih trošila koja su u promatranom periodu minimalna. Modeli upravljivih trošila u promatranom vremenskom intervalu rade na 80 % svoje nazivne snage. Promatrano stanje mreže, definira se kao podopterećeno stanje mreže, nastupilo je u vremenskom intervalu 00:00 h te se ponavljalo sve do 4:00 h. Navedeno promatrano stanje analizirat će se samo za vremenski trenutak koji je nastupio u 00:00 h jer su u ostalim navedenim vremenskim intervalima stanja ispitne mreže veoma slična.

Stanje mreže (spektar viših harmonika napona) u 00:00 h prije pokretanja algoritma za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera u niskonaponskoj mreži na karakterističnim sabirnicama prikazano je na Slika 5.12.



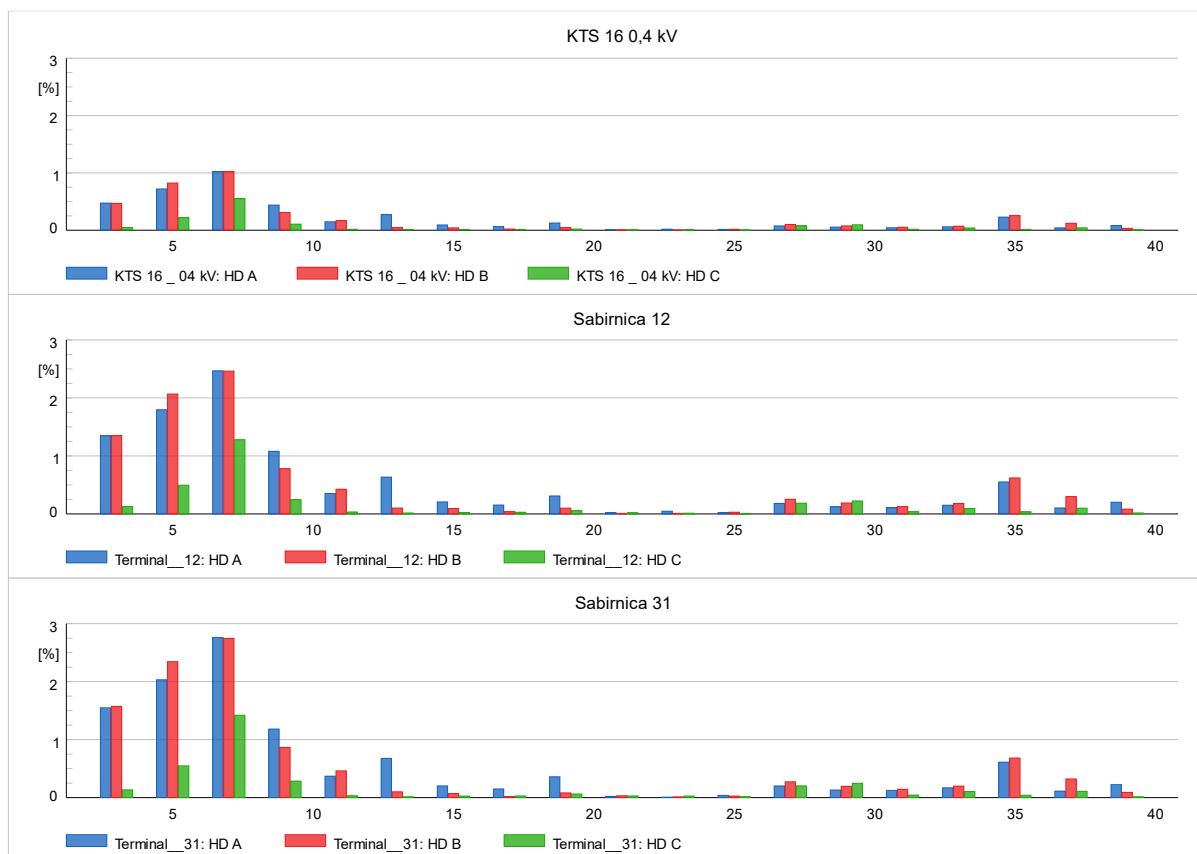
Slika 5.12. Stanje ispitne mreže u 00:00 h na karakterističnim sabirnicama prije pokretanja postupka optimizacije

Stanje mreže, ukoliko se promatra pojedinačno harmonijsko opterećenje, prikazuje da se u karakterističnim sabirnicama 12. i 31. pojavljuje previsoka vrijednost 15. harmonika napona. Trenutno stanje zadovoljava normu, ukoliko se samo promatra stanje u sabirnici KTS 16 0,4 kV gdje je relativni iznos navedenog harmonika ispod normom definirane vrijednosti odnosno manji je od $U_h \leq 0,5 \% U_n$. Nadalje, ukoliko se promotri stanje, vidljivo na Slika 5.13., uočljivo je da se u karakterističnim čvorovima također pojavljuje povećana vrijednost 15 harmonika napona.



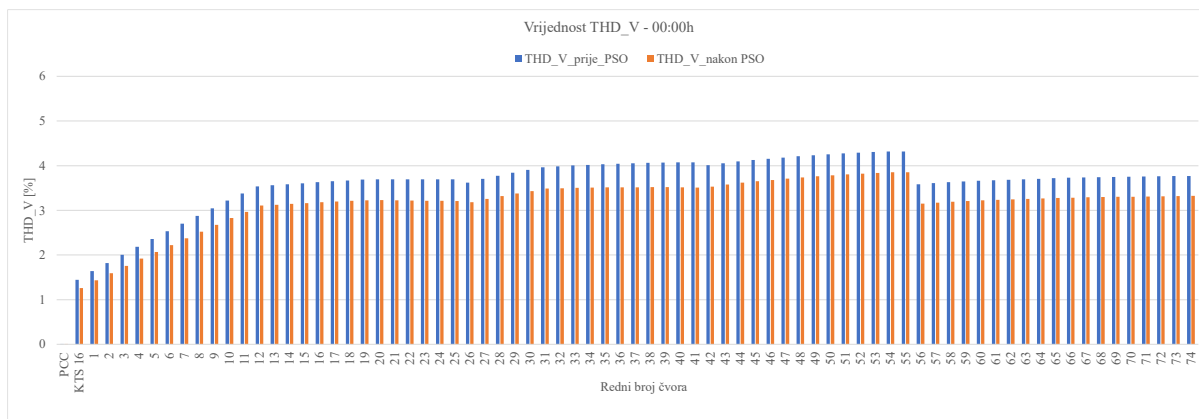
Slika 5.13. Stanje ispitne mreže u 00:00 h u karakterističnim čvorovima prije pokretanja postupka optimizacije

Navedeni rezultati zadovoljavaju uvjete propisane normom, ali samo na mjestu priključka niskonaponske mreže s nadređenom mrežom te je u ovom slučaju potreban optimizacijski postupak. Rezultati nakon provedenog algoritma te optimizacijskog postupka prikazani su na Slika 5.14.



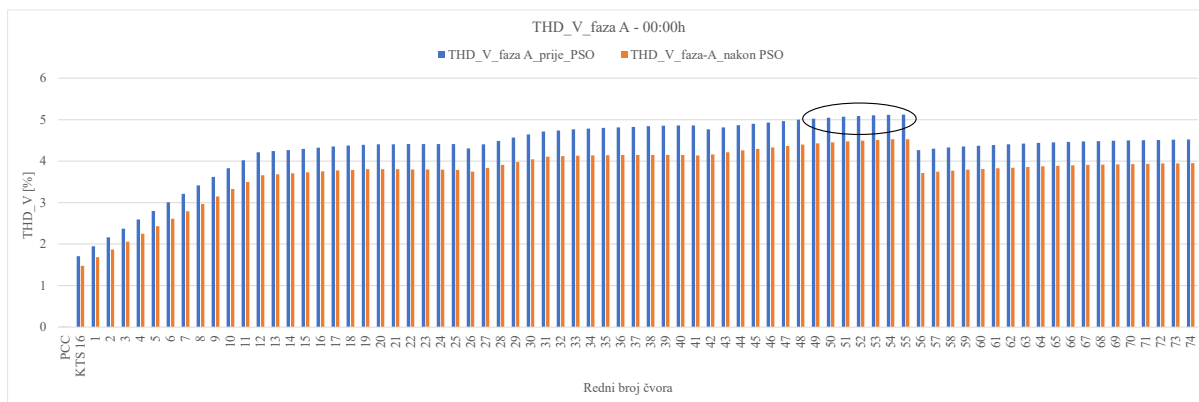
Slika 5.14. Stanje ispitne mreže (spektar viših harmonika napona) u 00:00h na karakterističnim sabirnicama nakon pokretanja postupka optimizacije

Dobivena rješenja optimizacijskog procesa, nakon integracije dva APF-a u čvorove pod rednim brojem 41. i 25., potvrđuju da je optimizacijska metoda uspješno odredila parametre i optimalne postavke APF-ova. Rezultat pripadajuće funkcije cilja je minimiziranje ukupnog harmoničnog izobličenja napona u svim čvorovima, što je optimizacijska metoda uspješno odradila. Dobiveni rezultati vidljivi su na Slika 5.15., gdje se može primijetiti da su se vrijednosti THD_V u svim čvorovima mreže smanjili. Sniženje THD_V u svim čvorovima u relativnom iznosu kreće se od 10,82 % do 13,95 %. Nakon procesa optimizacije ukupno relativno sniženje harmonijskih gubitaka u promatranom vremenskom intervalu iznosi 14,29 %, dok se u ostalim vremenskim intervalima ukupno sniženje harmonijskih gubitaka kretalo između 17,64 % i 25,00 %.



Slika 5.15. Vrijednosti ukupnog THD_V u 00:00 h na svim čvorovima ispitne mreže prije i nakon pokretanja postupka optimizacije

Važno je uočiti da su vrijednosti THD_V prije optimizacijskog procesa, samo u pojedinim čvorovima veće od 4 %. Navedeno stanje zadovoljava stanje ispitne mreže kako je definirano u poglavlju 2.6 u kojem je navedeno da ukoliko je THD_V manji od 5 %, problemi koje uzrokuju mali su i rijetki te u tom slučaju optimizacijski proces nije potreban. Međutim, potrebno je promatrati stanje mreže u svim fazama ispitne mreže. Slika 5.16. prikazuje stanje THD_V u fazi A na koju su spojeni jednofazni modeli upravljivih i neupravljivih trošila te je uočljivo da pojedini čvorovi (od rednih brojeva 49. do 55.) prelaze preporučenu vrijednost od 5 %. Optimizacijski proces upotrebljava trofazne APF-ove, koji djeluje na sve tri faze te je i u navedenoj fazi uspješno snizio relativni iznos THD_V -a.



Slika 5.16. Vrijednosti THD_V u fazi A u 00:00 h na karakterističnim sabirnicama prije i nakon pokretanja postupka optimizacije

Drugo stanje ispitne mreže

Promatrano drugo stanje mreže nastupilo je u vremenskom periodu niže tarife te se promatraju vremenski intervali od 4:00 h do 7:00 h. Navedeni vremenski intervali definiraju opterećenje mreže koje uzrokuju modeli neupravljivih trošila te jednofazni modeli upravljivih trošila, dok su trofazna upravljiva trošila u stanju mirovanja. Opterećenje je ispitne mreže u navedenom vremenskom intervalu minimalno, odnosno kreće se u rasponu od 22,2 % do 35,9 %. Kod drugog stanja ispitne mreže analizirat će se samo vremenski interval koji je nastupio u 4:00 h jer su ostali vremenski intervali stanja ispitne mreže veoma slični.

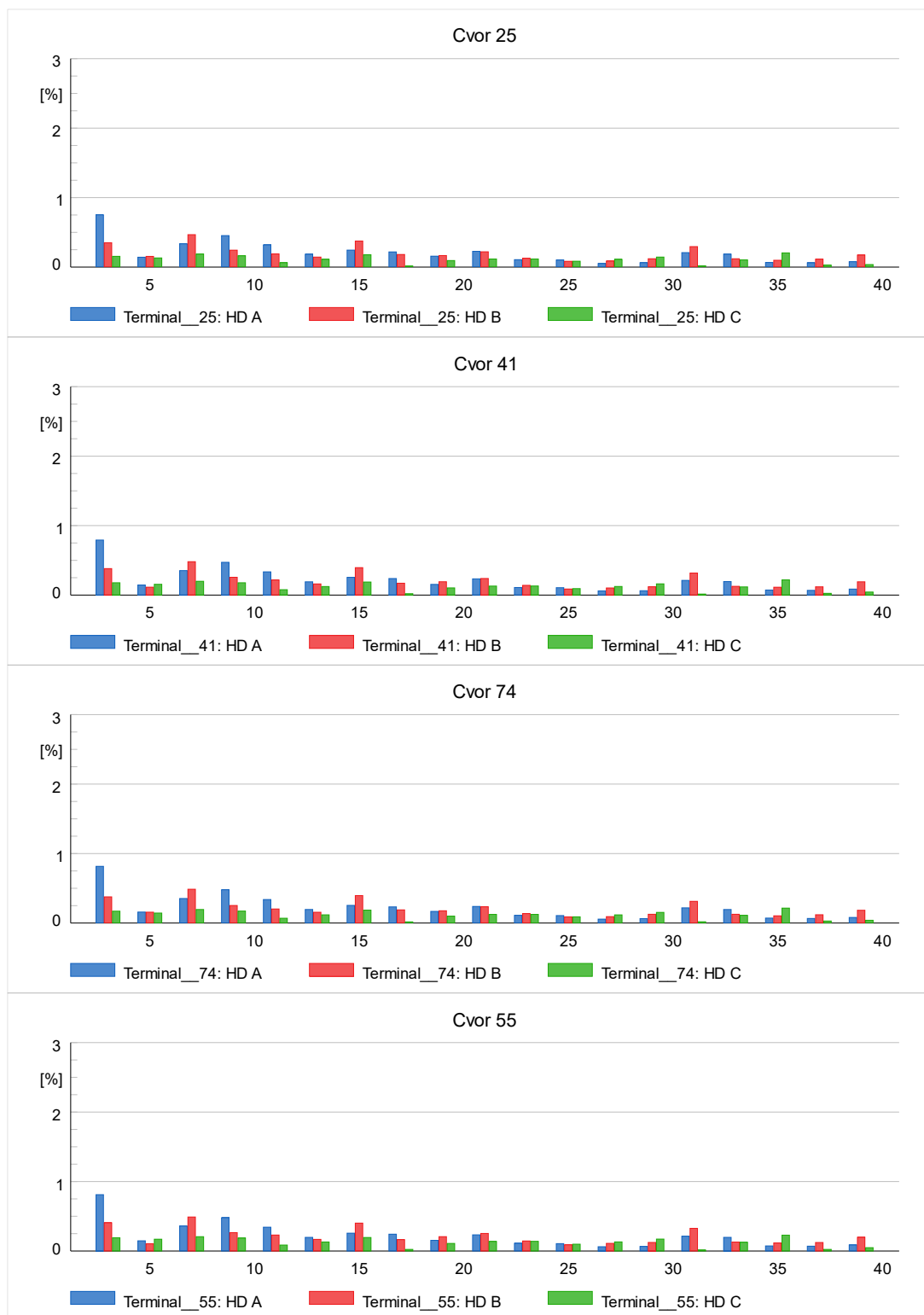
Stanje mreže u 4:00 h na karakterističnim sabirnicama prikazano je na Slika 5.17., dok Slika 5.18. prikazuje stanje ispitne mreže u 4:00 h na karakterističnim čvorovima.



Slika 5.17. Stanje ispitne mreže u 4:00 h na karakterističnim sabirnicama

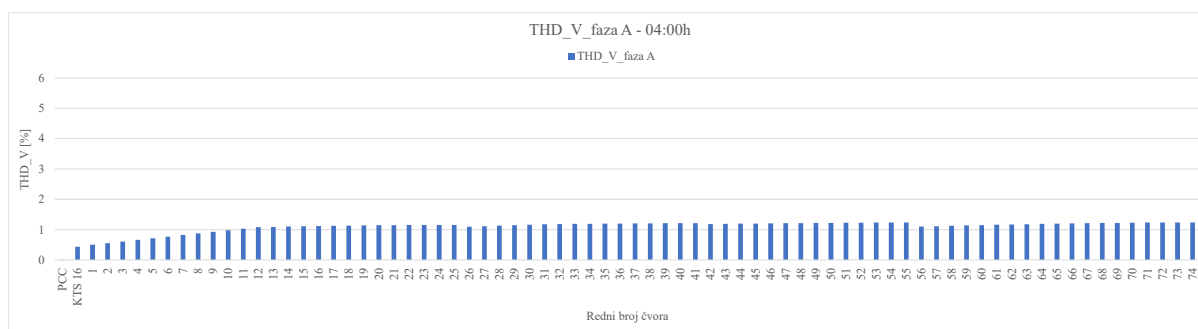
Stanje ispitne mreže definira stanje kod kojeg su vrijednosti IHD-a na svim karakterističnim sabirnicama, kao i na svim karakterističnim čvorovima, unutar propisanih vrijednosti, tj. zadovoljavaju ograničenja Norme EN 50160. Ukupni THD_V u svim čvorovima ispitne mreže, kao i u svim čvorovima faze A, kako je i prikazano na Slika 5.19., ispod su normom propisanih vrijednosti. Maksimalna izmjerena vrijednost THD_V iznosi 1,23 % u fazi A na čvoru 74., pri

relativnom opterećenju voda od 36,8 %. Promatrano stanje ispitne mreže s pripadajućim harmonijskim spektrima odgovarajuće je opterećenju mreže koje je u ovom doktorskom radu definirano kao podopterećeno stanje ispitne mreže.



Slika 5.18. Stanje ispitne mreže u 4:00 h na karakterističnim čvorovima

Algoritam za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera snage s pripadajućim optimizacijskim procesom pri ovom stanju ispitne mreže nije bio potreban. Svi su pokazatelji harmonijskog izobličenja zadovoljavajući, odnosno njihove vrijednosti su u svim čvorovima ispitne mreže ispod normom propisanih maksimalnih vrijednosti. Optimizacijska metoda, radi analize, odredila je potencijalne čvorove, kao krajeve vodova s najvećim udjelom 3. harmonika, u koje bi se mogli dodati APF-ovi u slučaju da dođe do pojave povećanih vrijednosti pojedinačnih harmonijskih izobličenja. Potencijalni čvorovi koje je optimizacijski proces odredio su pod rednim brojem 41. i 25.



Slika 5.19. Vrijednosti THD_V u fazi A u 4:00 h u svim čvorovima ispitne mreže

Treće stanje ispitne mreže

Najčešće stanje mreže koje se pojavljuje tijekom 24 vremenska intervala određeno je kao III. stanje ispitne mreže. Navedeno stanje mreže, iako se pojavljuje u oba perioda, veću frekvenciju pojave ima u periodu više tarife. Promatrani vremenski intervali prate opterećenje ispitne mreže koji su nastupili u 7:00 h, 8:00 h, 10:00 h, 11:00 h, 17:00 h, 18:00 h, 21:00 h i 22:00 h te je optimizacijski postupak u svim vremenskim intervalima dodijelio dva APF-a u ispitnu mrežu. Opterećenja ispitne mreže, u periodu više tarife, dolazi iz opterećenja koje stvaraju modeli neupravljivih trošila i modeli fotonaponskih sustava. Pojava trećeg stanja ispitne mreže, u periodu niže tarife, javlja se kada su opterećenja koja dolaze iz modela neupravljivih trošila vrlo visoka te kada jednofazni modeli upravljivih trošila kreću sa svojim radom.

Opterećenje ispitne mreže u navedenom periodu kreće se od 60,3 % do maksimalno 74,3 %. Analiza će se promatrati za vremenski interval koji nastupa u vrijeme više tarife, uz veliku stohastičku promjenu opterećenja te uz nisku proizvodnju iz FNE sustava. Kao i u prethodnima slučajevima, navedeni promatrani vremenski interval jako je sličan svim ostalim

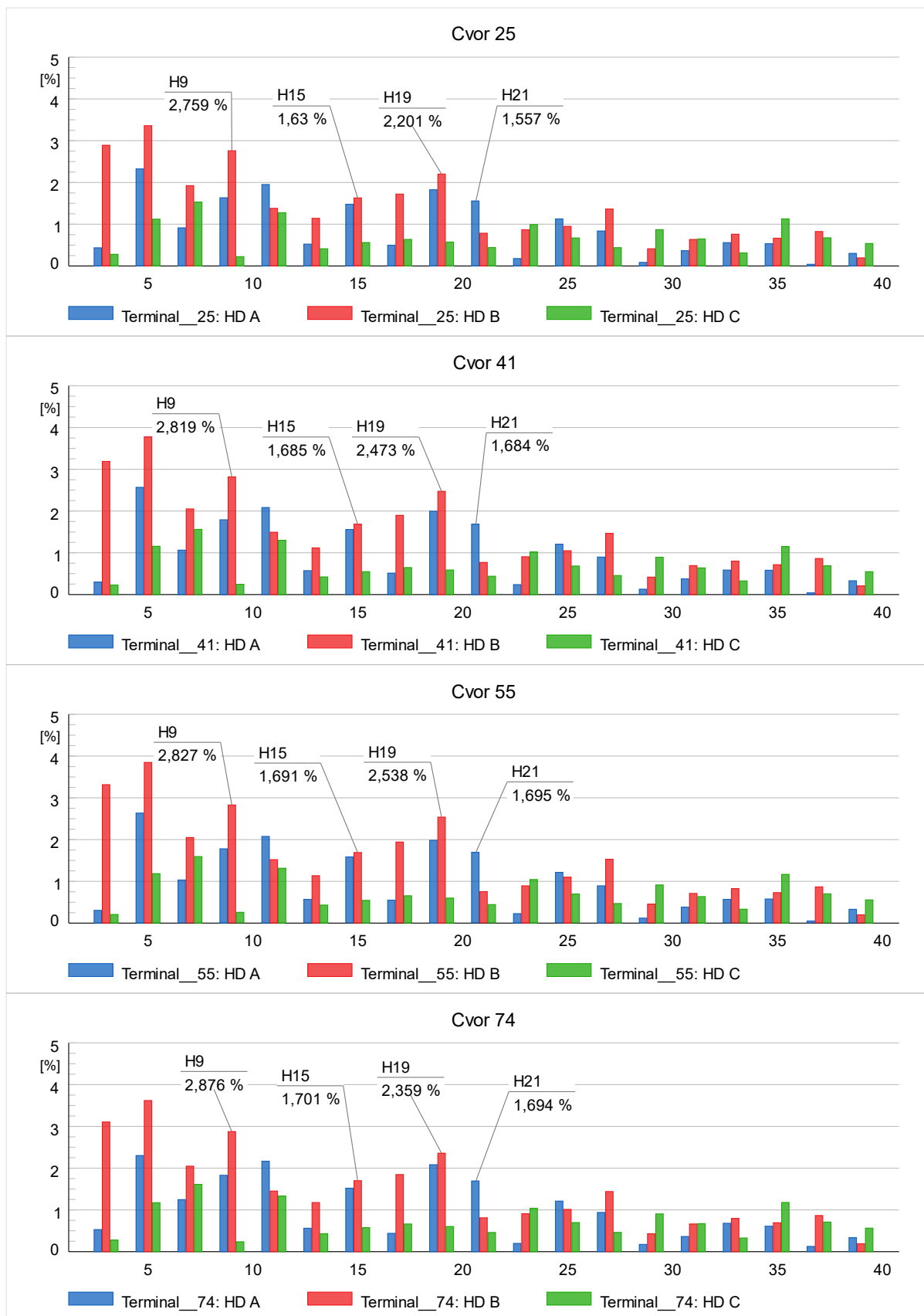
gore navedenim vremenskim intervalima te će sa promatrati samo vremenski interval koji je nastupio u 17:00 h.

Na slici 5.20. prikazano je stanje mreže (spektar viših harmonika napona) prije pokretanja algoritma za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera u niskonaponskoj mreži na karakterističnim sabirnicama u 17:00 h. Slika 5.12



Slika 5.20. Stanje ispitne mreže u 17:00 h na karakterističnim sabirnicama prije pokretanja postupka optimizacije

Dobiveni rezultati harmonijskih proračuna za karakteristične sabirnice prikazuju da prva karakteristična sabirnica KTS 16 0,4 kV ima povišene vrijednosti za 15. i 20. harmonik, dok su pojedinačna harmonijska izobličenja neparnih harmonika u karakterističnim sabirnicama pod rednim brojem 12. i 31. prekoračena za 9., 15., 19. i 21. harmonik. Rezultati harmonijskih proračuna na karakterističnim čvorovima vidljivi su na Slika 5.21. i prikazuju da su se u svim karakterističnim čvorovima također pojavile povećane vrijednosti za sve gore navedene harmonike.



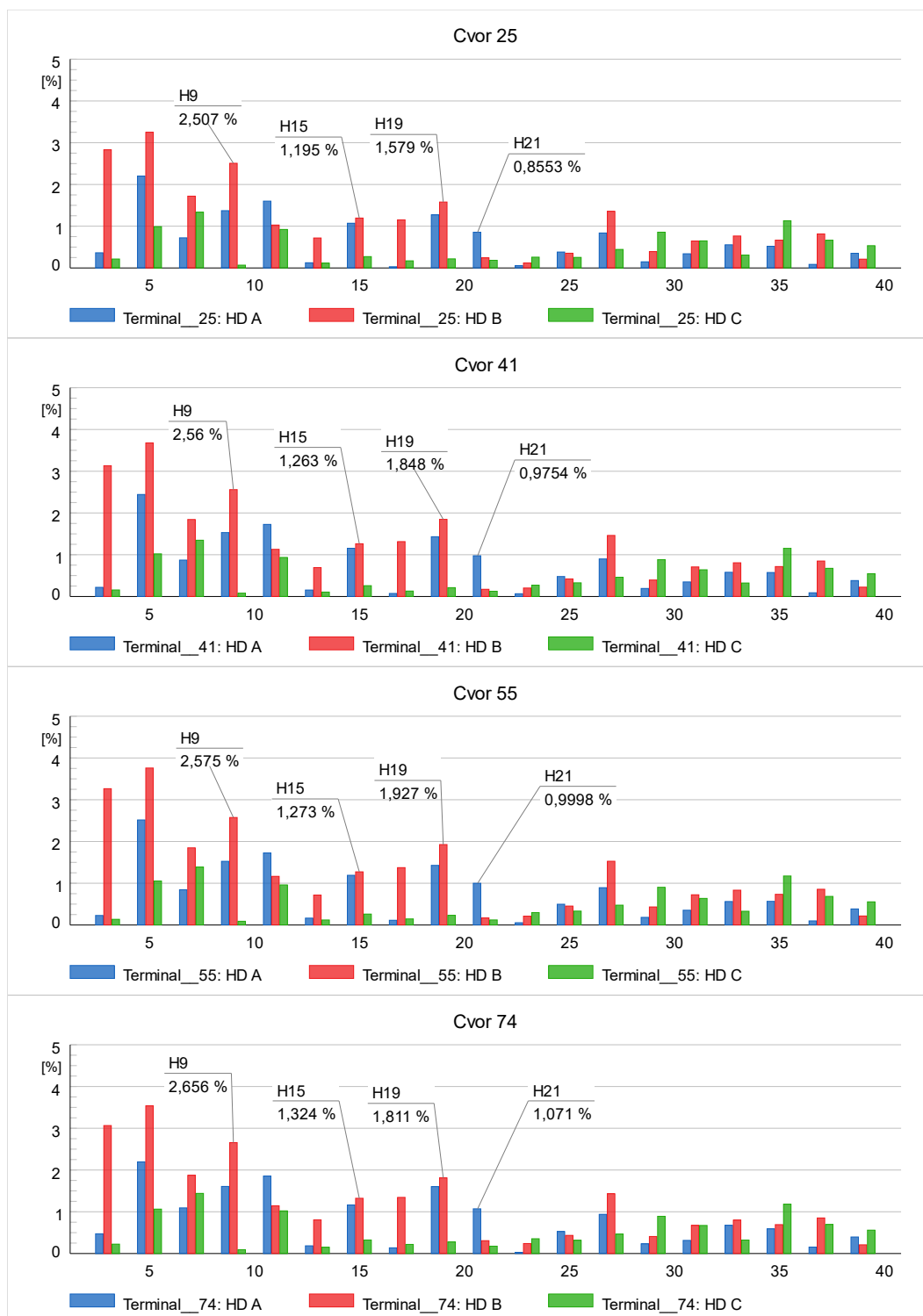
Slika 5.21. Stanje ispitne mreže u 17:00 h u karakterističnim čvorovima prije pokretanja postupka optimizacije

Rezultati koji su dobiveni nakon procesa optimizacije kod trećeg stanja ispitne mreže potvrđuju da je optimizacijska metoda uspješno odredila parametre i optimalne postavke APF-ova. Optimizacijski proces dodijelio je u ispitnu mrežu dva APF-a u čvorove pod rednim brojem 41. i 25., koja su uspješno minimizirala THD_V u svim čvorovima. Dobiveni rezultati vidljivi su na Slika 5.22. i Slika 5.23. gdje se može primijetiti da su se vrijednosti IHD -a značajno smanjile. Stanje u karakterističnoj sabirnici KTS 16 0,4 kV u potpunosti zadovoljava zahtjeve norme, dok u karakterističnim sabirnicama 12. i 31. APF-ovi nisu uspjeli sniziti vrijednosti svih harmonika koji su bili iznad propisanih granica. Iako su smanjeni iznosi harmonijskih redova, uočljivo je da su vrijednosti 9., 15., 19., i 21. harmonika i dalje iznad normom propisanih vrijednosti. Optimizacijska metoda u ovom slučaju zbog fizičkih ograničenja mreže, odnosno njenog opterećenja, nije imala dovoljno jake filtere koji bi mogli u potpunosti poništiti djelovanje harmonika koji su iznad normom propisanih vrijednosti. Također, normom propisane vrijednosti 15. i 21. harmonika su izrazito male i iznose za $U_h \leq 0,5 \% U_n$ dok je kod 19. harmonika propisana vrijednost $U_h \leq 1,5 \% U_n$. Sve navedeno zahtjeva jako veliku količinu energije pomoću koje bi APF-ovi mogli navedene harmonike dovesti u željeno stanje. Dobiveni rezultati na karakterističnim čvorovima slični su rezultatima dobivenim na karakterističnim sabirnicama 12. i 31., gdje je uočljivo djelovanje APF-a na sve harmonike. Međutim, ni na njima APF-ovi nisu bili u mogućnosti smanjiti iznose harmonijskih redova iznad normom propisanih vrijednosti



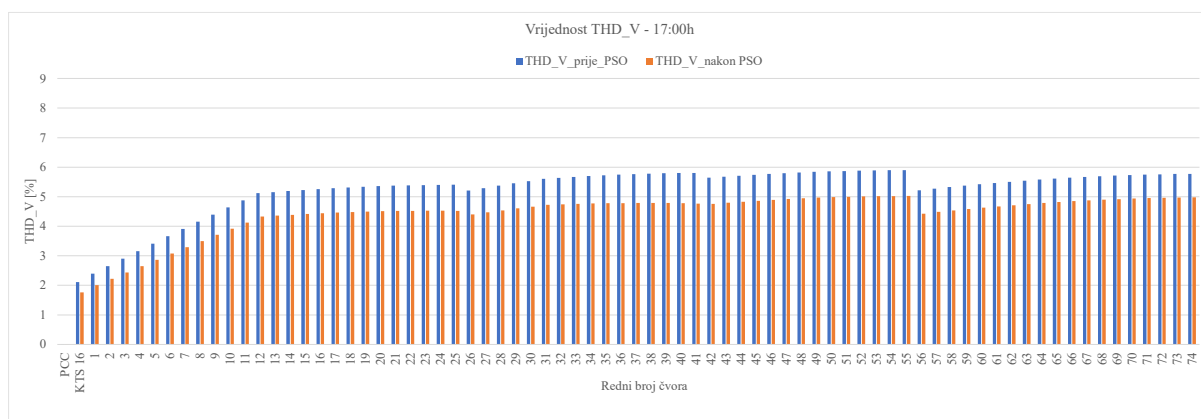
Slika 5.22. Stanje ispitne mreže u 17:00 h u karakterističnim sabirnicama nakon optimizacije

Kako bi se potvrdila uspješnost optimizacijskog procesa, koji ima cilj minimizirati THD_V u svim čvorovima ispitne mreže, potrebno je promotriti navedeno stanje THD_V na svim čvorovima što je prikazano na Slika 5.24., kao i stanje najgore faze koja je u ovom slučaju faza B kako je i vidljivo na Slika 5.25.



Slika 5.23. Stanje ispitne mreže u 17:00 h u karakterističnim čvorovima nakon optimizacijskog procesa

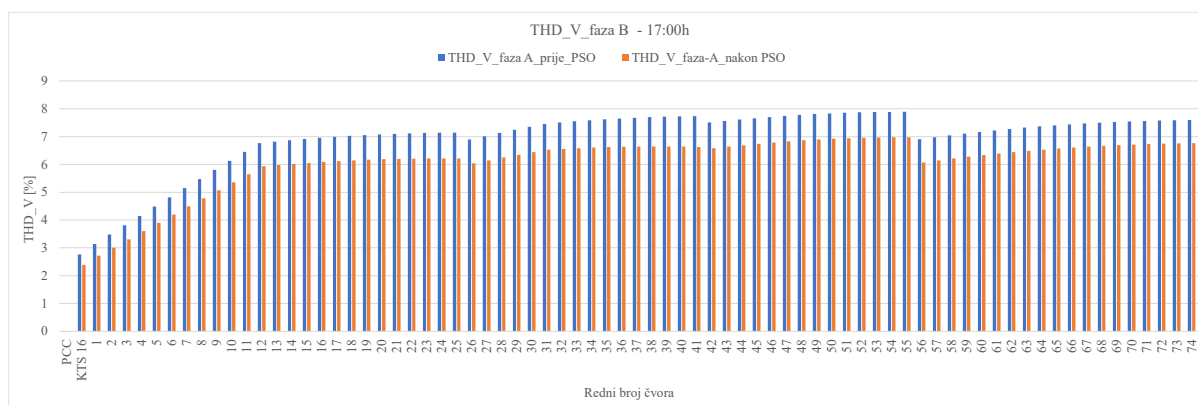
Dobiveni rezultati potvrđuju da se vrijednost THD_V u svim čvorovima ispitne mreže snizila. Iznosi sniženja THD_V u svim čvorovima u relativnom iznosu se kreću od 13,75 % (čvor 74.) do 17,92 % (čvor 41.). Najveći relativni iznos sniženja očekivano je u čvoru broj 41 jer je u tom čvoru postavljen APF. Osim promatranja ukupnog THD_V važno je promotriti i opterećenje po fazama gdje se može uočiti da faza B u ovom stanju ispitne mreže ima najveće relativne iznose harmonijskog izobličenja koje su vrlo blizu 8 % U_n . Gornja granica određena normom HRN EN 50160 je $THD_V < 8\% U_n$. Međutim, kod stanja mreže kada je THD_V između 5 % U_n i 7% U_n , dolazi do sve češće pojave problema u mreži.



Slika 5.24. Vrijednosti ukupnog THD_V u 17:00 h na svim čvorovima ispitne mreže prije i nakon pokretanja postupka optimizacije

Sniženje THD_V u fazi B pomoću optimizacijskih procesa, također je uspješno odrađeno u svim čvorovima faze B , što se u relativnom iznosu za navedenu fazu kreće od 10,93 % do 14,29 %. Najviša vrijednost THD_V prije optimizacijskog procesa u fazi iznosila je 7,89 % U_n u čvoru pod rednim brojem 55. Nakon optimizacijskog procesa vrijednost THD_V u ovom čvoru iznosila je 6,80 %, dakle došlo je do relativnog sniženja za 11,56 %. Sniženje THD_V donekle zadovoljava stanje ispitne mreže, ali zbog navedenih fizičkih ograničenja koja su vezana uz opterećenje ciljanu željenu vrijednost $THD_V < 5\% U_n$ nije bilo moguće ostvariti.

Nakon procesa optimizacije ukupno relativno sniženje harmonijskih gubitaka u promatranom vremenskom intervalu iznosi 9,78 %, dok se u ostalim vremenskim intervalima ukupno sniženje harmonijskih gubitaka kretalo između 1,75 % koje je bilo u 21:00 h do 15,38 % koje je ostvareno u 7:00 h.



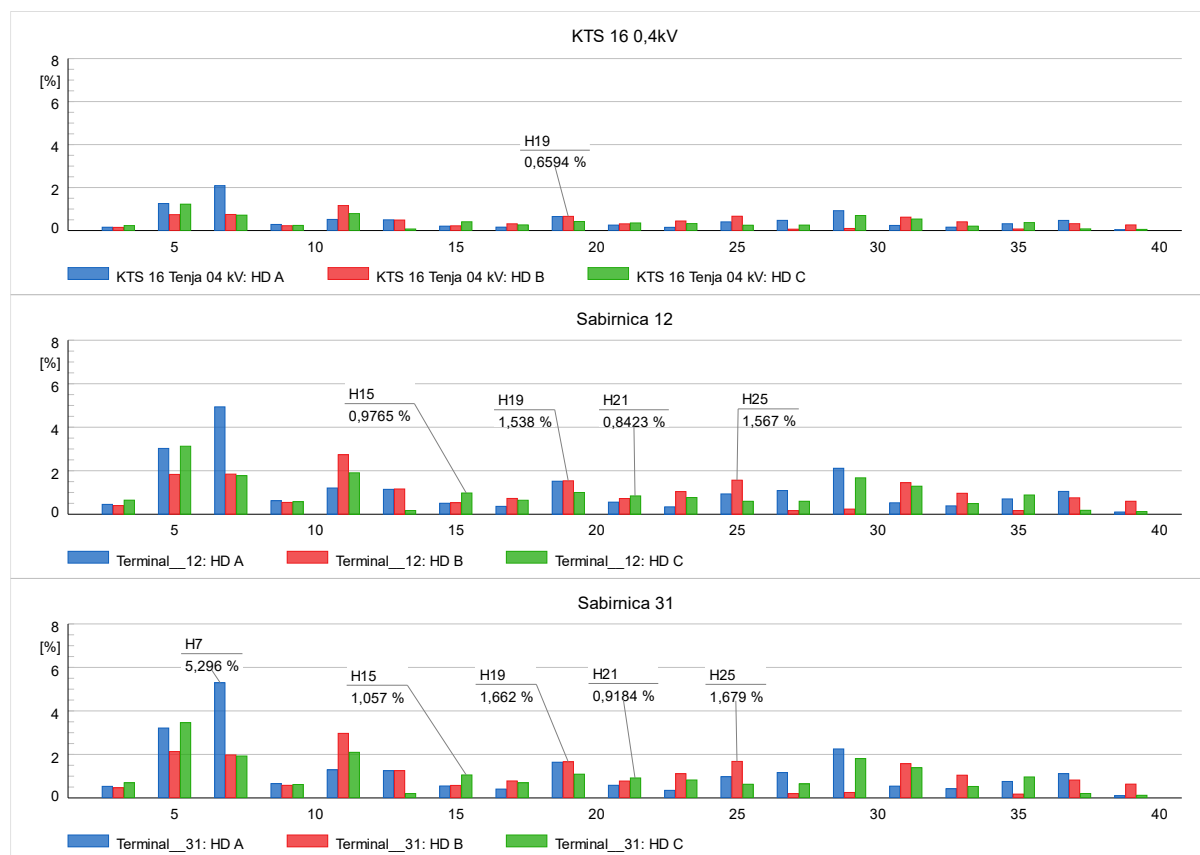
Slika 5.25. Vrijednosti THD_V u fazi B u 17:00 h na karakterističnim sabirnicama prije i nakon pokretanja postupka optimizacije

Navedeno stanje mreže zbog opterećenja mreže može izabrati najviše dva APF-a. Promatranje samo s dva APF-a poboljšava stanje ispitne mreže, ali ne zadovoljava zahtjeve norme EN 50160. Ukoliko bi se postavilo novo ograničenje, koje bi dozvolilo da je najveća nazivna struja APF-a određena najmanjom tržišno dostupnom vrijednosti, odnosno da algoritam može izabrati samo APF koji ima nazivnu struju 30A, algoritam bi u mrežu mogao postaviti tri APF-a na tri različite lokacije. Ovakva je analiza uspješno provedena i algoritam je odabrao čvorove 41., 25. i 74., što su krajnji čvorovi kolaterala. Također, ukoliko se uvede još jedno novo ograničenje, odnosno, ukoliko bi se htjelo upotrijebiti više APF-ova koji bi radili s 50 % nazivne snage tržišno dostupnih uređaja, a algoritam može jedino odabrati APF koji ima nazivnu struju 15A, algoritam bi u mrežu postavio šest APF-a na šest različitih lokacija. Analiza s 50 % nazivne vrijednosti struje APF-a također je uspješno provedena i algoritam je odabrao čvorove 41., 25., 74., 52., 53. i 54. Rezultati nakon provedenih simulacija prvog dodatnog ograničenja približno su jednaki rezultatima kao kada je optimizacijski proces upotrijebio dva APF-a nazivne struja 70 A i 30 A. Kada je algoritam upotrijebio šest APF-a koji su djelovali s 50 % nazivne vrijednosti struje APF-a, dobiveni su rezultati kod drugog dodatnog ograničenja bolji, ali ne značajno. Svi dobiveni rezultati dovode do zaključka da je osim lokacije, izuzetno bitna i nazivna struja APF-a koja definira njegove mogućnosti. Generiranje struje viših frekvencija, koja poništava djelovanje viših harmonika, proizlazi iz relativnog iznosa nazivne struje APF-a po fazi.

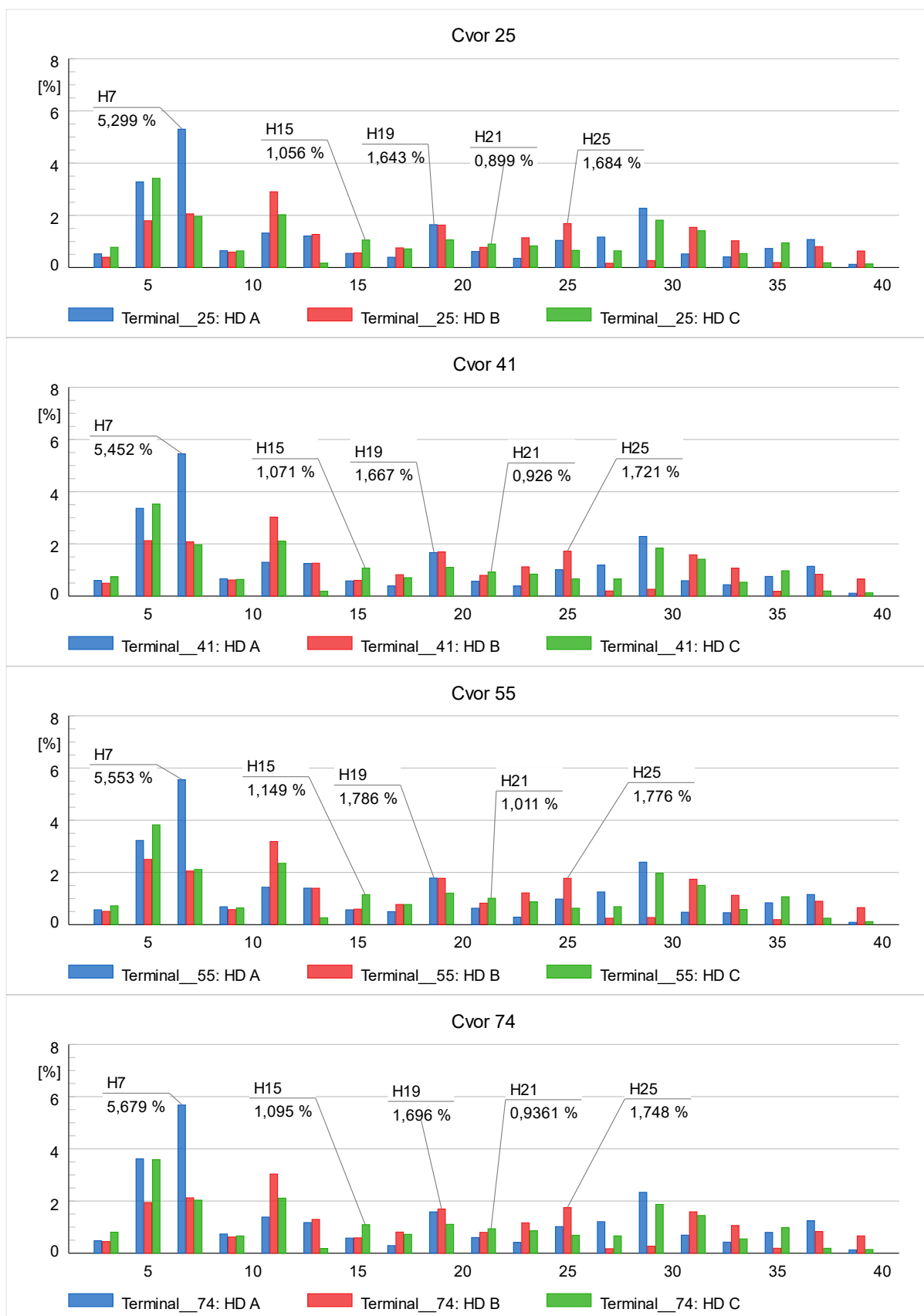
Četvrto stanje ispitne mreže

Ovo stanje ispitne mreže također spada u normalno stanje ispitne mreže i kao takvo pojavljuje se u četiri vremenska intervala. Promatrani vremenski intervali prate opterećenje ispitne mreže i nastupili su u periodu više tarife, točnije u 9:00 h, 12:00 h, 14:00 h i 20:00 h. U ovom stanju bila su spojena opterećenja iz modela neupravljivih trošila te u velikom dijelu dana opterećenja iz modela fotonaponskih sustava. Opterećenje u ovom periodu kreće se od 70,4 % do maksimalno 74,2 %. Promatrani vremenski interval posjeduje veliku stohastičku promjenu opterećenja kao i značajnu proizvodnju iz FNE sustava koja je karakteristična za viši tarifni period. Promatrani vremenski interval nastupio u 14:00 h i vrlo je sličan ostalim navedenim vremenskim intervalima unutar ovog stanja mreže.

Stanje mreže prije pokretanja algoritma za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera u niskonaponskoj mreži na karakterističnim sabirnicama i čvorovima u 14:00 h prikazan je na Slika 5.26. i Slika 5.27. Slika 5.12



Slika 5.26. Stanje ispitne mreže u 14:00 h na karakterističnim sabirnicama prije optimizacije



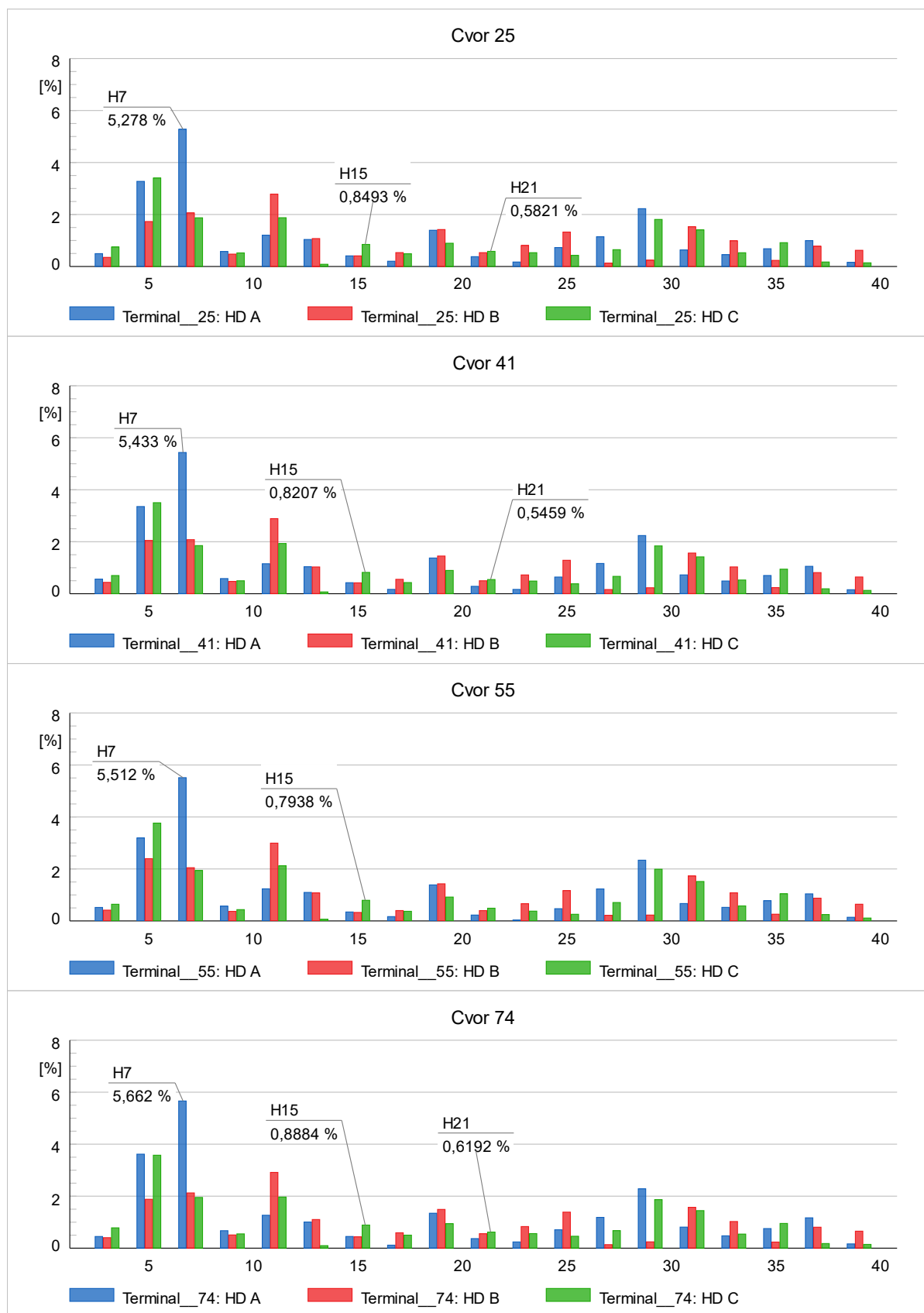
Slika 5.27. Stanje ispitne mreže u 14:00 h u karakterističnim čvorovima prije optimizacije

Rezultati harmonijskih proračuna za karakteristične sabirnice mreže prije pokretanja optimizacijskog procesa prikazuju da prva karakteristična sabirnica KTS 16 0,4 kV ima povišenu vrijednost 19. harmonika, dok su pojedinačna harmonijska izobličenja neparnih harmonika u karakterističnoj sabirnici pod rednim brojem 12. prekoračena za 15. 19, 21. i 25. harmonik. Karakteristična sabirnica pod rednim brojem 31. osim gore spomenutih redova viših harmonika ima još i povišenu vrijednost 7. harmonika. Rezultati harmonijskih proračuna na karakterističnim čvorovima vidljivi su na Slika 5.27. i prikazuju da su se u svim karakterističnim čvorovima također pojavile povećane vrijednosti za sve gore navedene harmonike. Važno je napomenuti da ukoliko se promotri stanje iznad 25. reda harmonika, može se uočiti pojava povećanih vrijednosti od 29. harmonika, međutim, Norma EN 50160 ne definira vrijednosti harmonika iznad 25 reda.

Dobiveni rezultati nakon procesa optimizacije potvrđuju da je optimizacijska metoda uspješno odredila parametre i optimalne postavke APF-a. Optimizacijski proces pri ovom stanju mreže dodjeljuje u ispitnu mrežu samo jedan APF-a nazivne struje 45 A i to u čvor 55. Optimizacijski proces pomoću jednog APF-a uspješno je smanjio IHD_V u svim karakterističnim čvorovima. Dobiveni rezultati na karakterističnim sabirnicama vidljivi su na Slika 5.28. dok su rezultati karakterističnih čvorova prikazani na Slika 5.29.



Slika 5.28. Stanje ispitne mreže u 14:00 h na karakterističnim sabirnicama nakon optimizacije



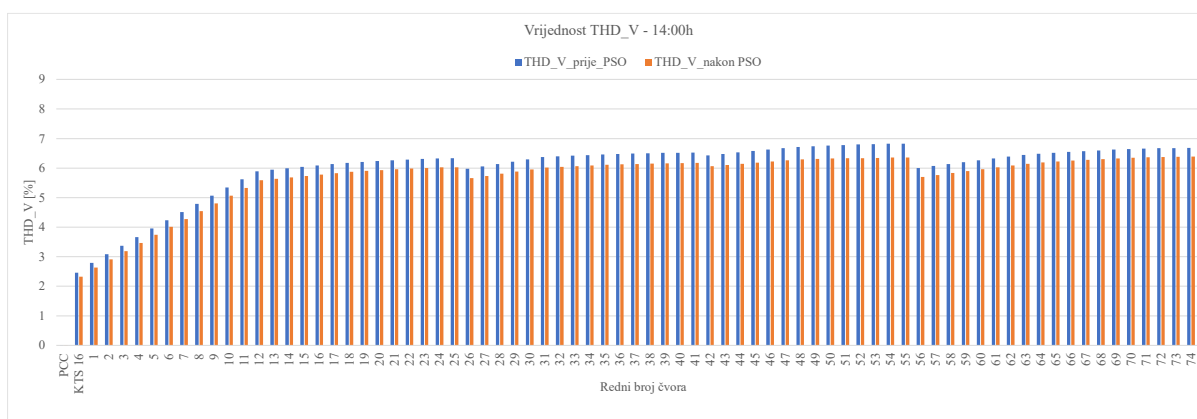
Slika 5.29. Stanje ispitne mreže u 14:00 h na karakterističnim čvorovima nakon optimizacijskog procesa

Dobiveni rezultati prikazani na Slika 5.28. i Slika 5.29. prikazuju smanjenje IHD_V na svim promatranim mjestima. Stanje IHD_V u karakterističnoj sabirnici KTS 16 0,4 kV nije u potpunost zadovoljilo zahtjeve Norme, odnosno dobivena vrijednost 19. harmonika u fazi B je nešto iznad dozvoljene vrijednosti. Promatrane vrijednosti IHD_V u ostalim karakterističnim sabirnicama 12. i 31. također su se snizile. Uočljivo je da je vrijednost 25. harmonika snižena ispod normom propisanih vrijednosti, dok su ostale vrijednosti harmonijskih redova snižene, ali ne u potpunosti. Vrijednosti 7., 15., 19., i 21. harmonika i dalje su iznad normom propisanih vrijednosti. Izostanak potpunog sniženja 7. harmonika nastaje iz činjenice da optimizacijska metoda prvo djeluje na redove harmonika koji su višekratnici broja 3, a nakon njih na ostale neparne harmonike te zbog fizičke udaljenosti čvora od mjesta na kojem se nalazi APF. Dobiveni rezultati po čvorovima pokazuju puno bolje stanje nakon što je optimizacijski postupak dodjelio APF. Kod karakterističnih čvorova pod rednim brojem 25., 41., i 74. došlo je do smanjenja iznosa harmonijskih redova, pod rednim brojem 7., 15., i 21. su sniženi, dok su vrijednosti 19. i 25. harmonika snižene ispod normom propisanih vrijednosti. Najbolji rezultati očekivano su u čvoru pod rednim brojem 55., gdje su snižene vrijednosti ispod normom propisanih vrijednosti za 19., 21., i 25. harmonik, dok su vrijednosti 7. i 15. harmonika i dalje iznad normom propisanih vrijednosti. Optimizacijska metoda u ovom slučaju, zbog fizičkih ograničenja i opterećenja mreže, nije imala dovoljno prostora za dodavanje drugog filtera koji bi mogao u potpunosti poništiti djelovanje viših harmonika. Promatrano četvrto stanje ispitne mreže zahtjeva jako veliku količinu energije pomoću koje bi APF-ovi mogli mrežu dovesti u željeno stanje. Mogućnosti optimizacijskog procesa u promatranom stanju ispitne mreže zbog svega navedenog su ograničene, a time je i djelovanje APF-a očekivano smanjeno.

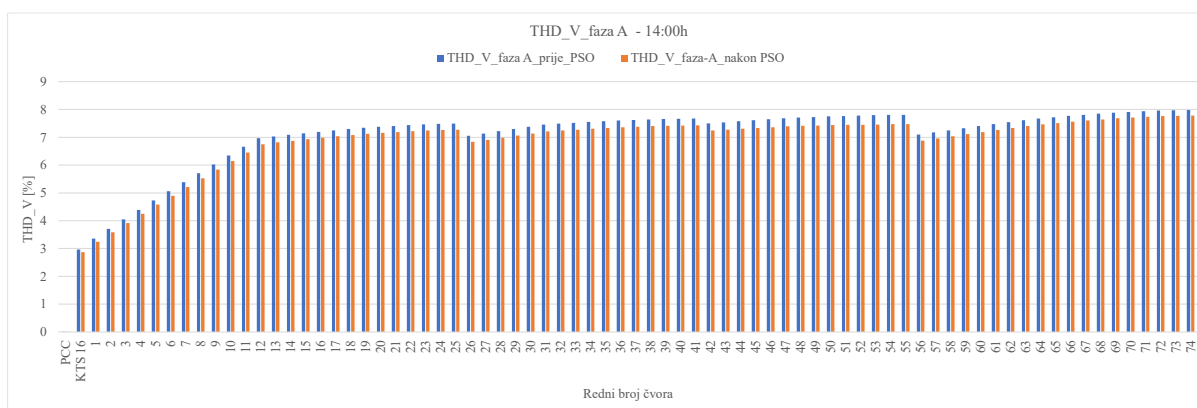
Kao i u prošlim stanjima mreže dobiveni rezultati potvrđuju da su se vrijednosti THD_V u svim čvorovima ispitne mreže snizili. Iznos sniženja THD_V u relativnim iznosima kreću se od 4,38 % (čvoru 74.), do 6,89 % (u čvoru 53.). Očekivano najveći relativni iznos sniženja dogodio se u čvoru 53. što je i logično jer se u tom čvoru nalazi APF. Slično kao i kod III. stanja ispitne mreže važno je promotriti vrijednosti THD_V po fazama gdje se može uočiti da faza A ima najveće relativne iznose harmonijskog izobličenja koje su vrlo blizu 8 % U_n . Prikaz dobivenih vrijednosti THD_V u svim čvorovima ispitne mreže je na Slika 5.30. dok je na Slika 5.31. prikaz dobivenih vrijednosti THD_V u fazi A. Sniženje THD_V u fazi A pomoću optimizacijskih procesa uspješno je izvršeno u svim čvorovima faze A te se dobiveni rezultati u relativnom iznosu kreću od 2,49 % do 5,33 %. Ukupno smanjenje THD_V u svim čvorovima ispitne mreže većinom

zadovoljava. Zbog navedenih fizičkih ograničenja, koja su vezana uz opterećenje ispitne mreže, ciljanu željenu vrijednost THD_V ispod 5 % U_n nije moguće ostvariti.

Ukupno relativno sniženje harmonijskih gubitaka nakon optimizacijskog procesa u promatranom vremenskom intervalu iznosi 3,67 %, dok se u ostalim vremenskim intervalima ukupno smanjenje harmonijskih gubitaka kretalo između 2,91 % u 20:00 h do 11,76 % koje je ostvareno u 9:00 h.



Slika 5.30. Vrijednosti THD_V u u 14:00 h u svim čvorovima ispitne mreže



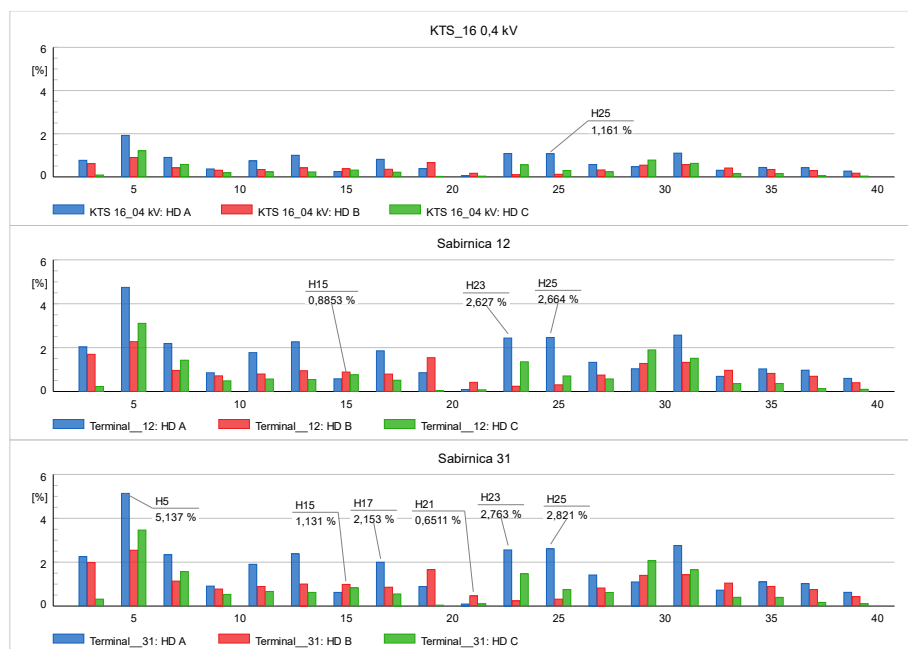
Slika 5.31. Vrijednosti THD_V u fazi A u 14:00 h u svim čvorovima ispitne mreže

Stanje mreže koje je nastupilo u 11:00 h, po klasifikaciji ovog doktorskog rada, pripada trećem stanju ispitne mreže u kojoj optimizacijski proces dodjeljuje u ispitnu mrežu dva APF-a. Optimalna je lokacija oba APF-a u istom kolateralu. Promatrano stanje, s obzirom na obuhvat djelovanja APF-ova, gotovo je isto kao i kod četvrtog stanja ispitne mreže, odnosno može se

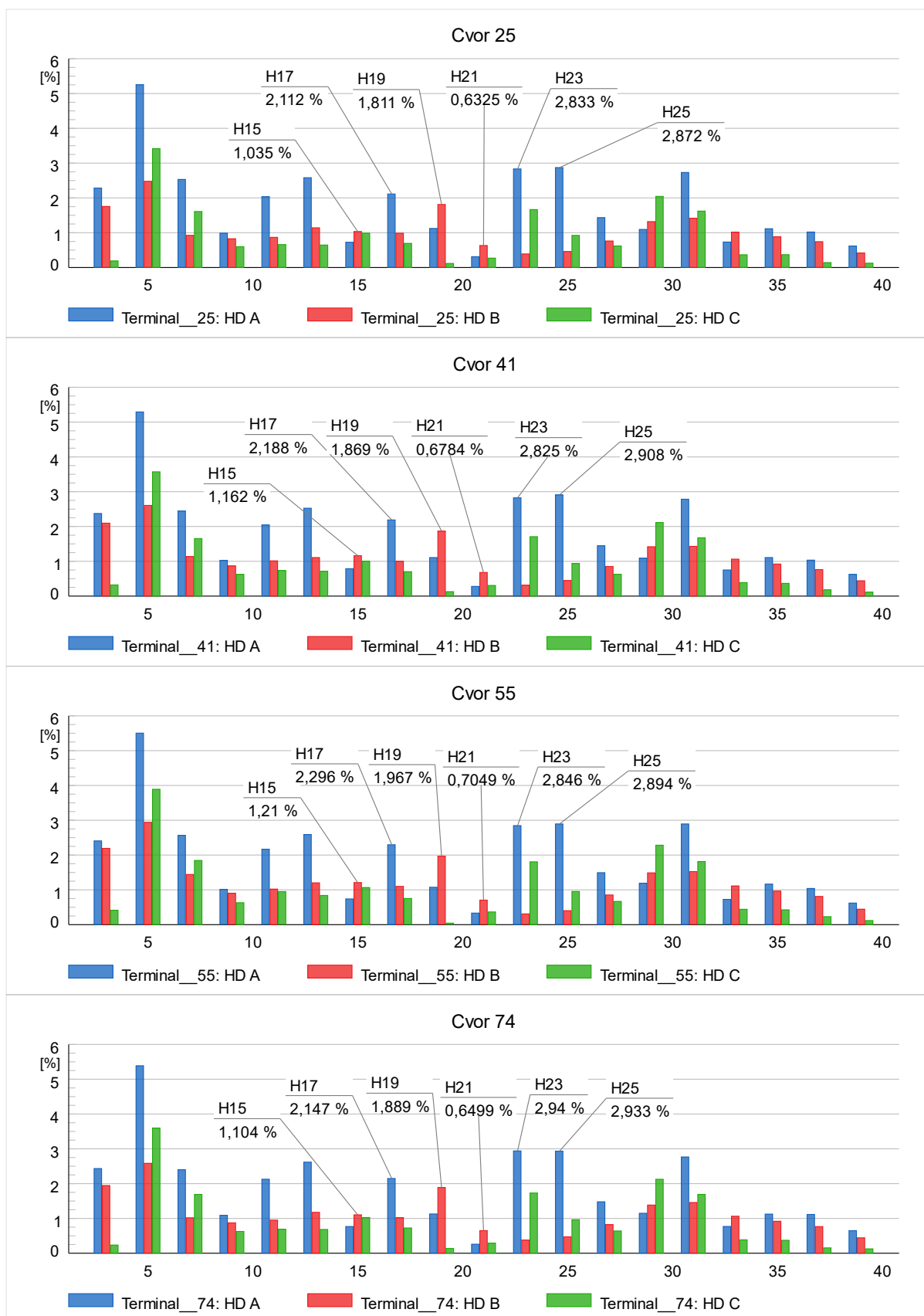
promatrati na način kao da u promatranoj mreži postoji samo jedan APF. Ovo je slučaj kada imamo dva APF-a u jednom kolateralu koji djeluju kao jedan, samo s puno većom nazivnom strujom APF. Optimizacijski proces u ispitnu mrežu u 11:00 h prvi APF dodjeljuje u čvor pod rednim brojem 18. nazive struje 70 A, dok je drugi APF dodjeljen u čvor pod rednim brojem 22. nazivne struje 45 A. Dobiveni rezultati u promatranom vremenskom intervalu samo će se prokomentirati jer su slični četvrtom stanju mreže (Slika 5.26. i Slika 5.27.). Rezultati harmonijskih proračuna za karakteristične sabirnice mreže prije pokretanja optimizacijskog procesa prikazuju da prva karakteristična sabirnica KTS_16 0,4 kV ima povišenu vrijednost 15. harmonika. Kod karakterističnih sabirnica pod rednim brojem 12. i 31. pojavile su se povećane vrijednosti za 15., 21. i 23. harmonik. Slični rezultati javljaju se kod harmonijskog proračuna na karakterističnim čvorovima te ukazuju također na povećane vrijednosti za sve gore navedene harmonike, dok se još u čvoru 74. pojavila i prekoračena dozvoljena vrijednost za 25. harmonik. Nakon procesa optimizacije dobiveni rezultati prikazuju smanjenje IHD_V u svim karakterističnim čvorovima i sabirnicama. Stanje IHD_V u karakterističnoj sabirnici KTS_16 0,4 kV u potpunost je zadovoljio zahtjeve Norme. Promatrane vrijednosti IHD_V u karakterističnoj sabirnici 12. uspjele su sniziti povišene vrijednosti za 21. i 23. harmonik, dok je vrijednost 15. harmonika malo iznad dozvoljene vrijednosti u fazama A i B. Stanje u karakterističnoj sabirnici 31. prikazuje djelovanje APF na način da su se sve vrijednosti smanjile, ali u ovom slučaju, osim vrijednosti 15. i 23. harmonika, koje su nešto iznad dozvoljenih vrijednosti. Rezultati su na karakterističnim čvorovima slični, optimizacijski postupak uspješno je uklonio sve više harmonike osim 15. i 23. harmonika na najudaljenijim čvorovima od APF-ova, a to su čvorovi 41., 55. i 74. Dodijeljeni APF-ovi koji djeluju u istom kolateralu puno bolje djeluje na ispitnu mrežu nego u slučaju s jednim APF-om koji je opisan za 14:00 h. Razlog boljeg djelovanja na ispitnu mrežu proizlazi iz nazivne struje APF-a koja je u ovom slučaju za razliku od promatranog slučaja u 14:00 h veća za 70 A. Nemogućnost potpunog sniženja povećanih vrijednosti gore navedenih harmonika dolazi iz dva razloga. Prvi razlog dolazi zbog obuhvata djelovanja APF-ova o kojem će se kasnije govoriti, a drugi zbog vrlo niskih dozvoljenih vrijednosti za 15. i za 23. harmonik. Reduciranje navedenih harmonika ispod normom propisane vrijednosti zahtjeva veliku količinu energije koju u ovom slučaju zbog fizičkih ograničenja mreže kao i velike udaljenosti čvorova od APF-a nije moguće ostvariti.

Peto stanje ispitne mreže

Posljednje stanje ispitne mreže spada u preopterećeno stanje ispitne mreže i pojavljuje se u nekoliko vremenskih intervala u višem i nižem periodu. Navedeno opterećenje ispitne mreže nastaje kada je opterećenje promatrane mreže veće od 92,5 % te u ispitnoj mreži nema uvjeta za dodavanje APF-a. Ispitna je mreža ovo stanje poprimila u vremenskim intervalima 13:00 h, 15:00 h, 16:00 h, 19:00 h i 23:00 h. Opterećenja ispitne mreže stvaraju opterećenja iz modela neupravljivih trošila te u velikom dijelu dana harmonijska opterećenja iz modela fotonaponskih sustava, dok su u periodu niže tarife bila uključena sva upravljiva trošila. Promatrani vremenski interval, u periodu više tarife, javlja se uz veliku stohastičku promjenu opterećenja te uz značajnu proizvodnju iz FNE sustava. U periodu niže tarife, navedeno stanje ispitne mreže javlja se uz veliku stohastičku promjenu opterećenja te uz maksimalnu potrošnju iz upravljivih trošila (punjača električnih vozila). Navedeni promatrani vremenski interval promatrat će se samo za stanje mreže u 13:00 h, svi su ostali vremenski intervali slični promatranom trenutku. Pri ovom stanju mreže optimizacijski proces može odrediti prvu lokaciju u ispitnoj mreži za dodavanje APF-a, ali se tada optimizacijski proces prekida jer bi dodavanje drugog APF-a preopteretilo mrežu. Stanje mreže kao takvo jedino može upotrijebiti višenamjenske obnovljive izvore energije, ukoliko bi oni kao takvi bili integrirani u mrežu. Stanje mreže na karakterističnim sabirnicama u 13:00 h prikazano je na Slika 5.32., dok je na Slika 5.33. stanje na karakterističnim čvorovima.



Slika 5.32. Stanje ispitne mreže u 13:00 h na karakterističnim sabirnicama prije pokretanja postupka optimizacije



Slika 5.33. Stanje ispitne mreže u 13:00 h u karakterističnim čvorovima prije pokretanja postupka optimizacije

5.5. Određivanje obuhvata djelovanja aktivnog filtera

Sveobuhvatna analiza rješenja koja su dobivana iz promatranih stanja ispitne mreže potvrđuje djelovanje optimizacijskog postupka u svim stanjima mreže kada je algoritam mogao dodijeliti APF. Analizirajući dobivene rezultate za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera u niskonaponskoj mreži, može se uočiti da dodjeljivanje APF jako ovisi o stohastičkoj promjeni opterećenja tijekom sva promatrana 24 vremenska intervala. Također dobiveni rezultati potvrđuju dvije vrlo bitne činjenice, koje su također potvrdili i autori u [120], da:

- interakcija različitih harmonijskih strujnih izvora stvara određenu razinu poništavanja harmonika
- vrijednosti THD_V imaju tendenciju povećanja s većom udaljenošću od trafostanice, što se može objasniti povećanjem impedancije na daljim sabirnicama.

Jednoznačna odluka odabira lokacije, koja bi djelovala u svim vremenskim intervalima, uz različita ograničenja koja se mogu javiti u mreži, zahtjeva određivanje obuhvata djelovanja APF-a. Obuhvat djelovanja trebao bi odrediti područje djelovanja APF-a na vodu, s obzirom na njegovu algoritmom određenu lokaciju. Kako je rezultat pripadajuće funkcije cilja minimiziranje ukupnog harmonijskog izobličenja napona u svim čvorovima, APF treba generirati takvu struju koja će djelovati na sve čvorove u ispitnoj mreže. Prema tome, potrebno je odrediti smjer i maksimalni utjecaj djelovanja APF-a, odnosno njegove kompenzirajuće struje.

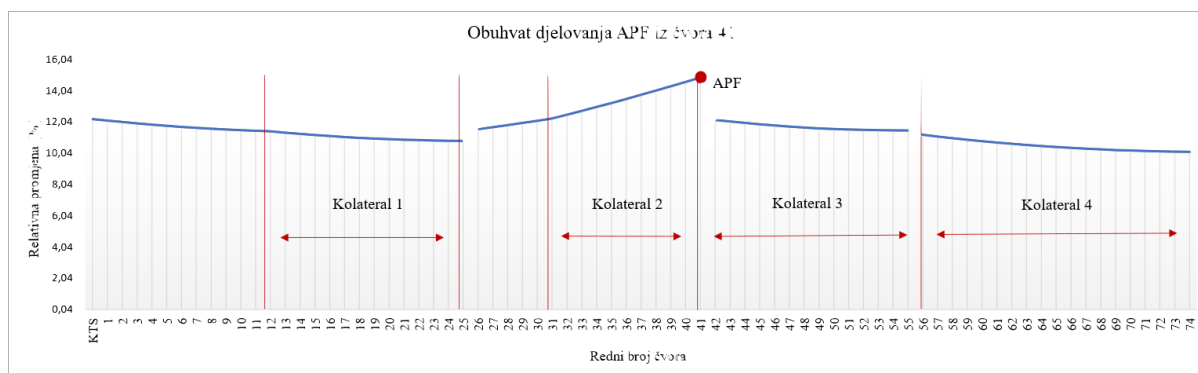
Dobiveni rezultati optimizacijskog postupka očekivano ukazuju da je najveće djelovanje filtera na mjestu čvora u koji je APF dodijeljen. Čvoru u kojem se nalazi APF nakon optimizacijskog postupka u ovoj analizi dodjeljuje se uloga referentnog čvora područja djelovanja. Određivanje područja djelovanja počinje s izračunom relativne promjene koje je predstavljeno izrazom (5-1)(5-1(. Navedena promjena dobije se na način da se od THD_V u svim čvorovima prije optimizacijskog procesa oduzmu vrijednosti THD_V u svim čvorovima nakon optimizacijskog procesa. Dobiveni rezultati razlike za svaki čvor dijele se s pojedinim vrijednostima THD_V u svim čvorovima prije optimizacijskog procesa. Tako dobiveni rezultati predstavljaju relativnu promjenu THD_V u svim čvorovima ispitne mreže. Analiza dobivenih rezultata proračuna relativne promjene THD_V grafički će se prikazati za vremenski interval u 17:00 h. Navedeni vremenski interval spada u stanje mreže koji se dogodio u najvećem broju slučajeva tijekom sva promatrana 24 vremenska intervala. Vremenski interval u 17 h može predstaviti kao ukupno rješenje optimizacijskog postupka za svih 24 vremenska intervala koji je

u promatranom vremenskom intervalu odabrao dva čvora za postavljanje APF. Prema tome bi čvorovi pod rednim brojem 41. i 25. bili čvorovi koji bi zadovoljili najveći dio dana te kao takvi predstavljaju rješenje.

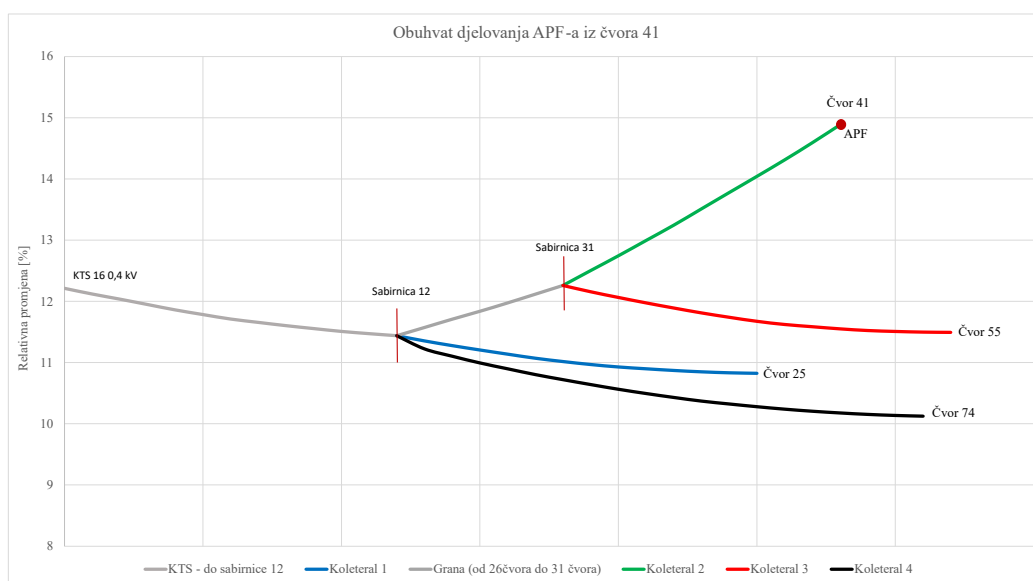
$$OD = \frac{THD_V m_{prije\ OP} - THD_V m_{nakon\ OP}}{THD_V m_{prije\ OP}} \cdot 100\% \quad (5-1)$$

Pri čemu su OD - obuhvat djelovanja, $THD_V m_{prije\ OP} - THD_V$ u svim čvorovima prije optimizacijskog procesa te $THD_V m_{nakon\ OP} - THD_V$ u svim čvorovima nakon optimizacijskog procesa.

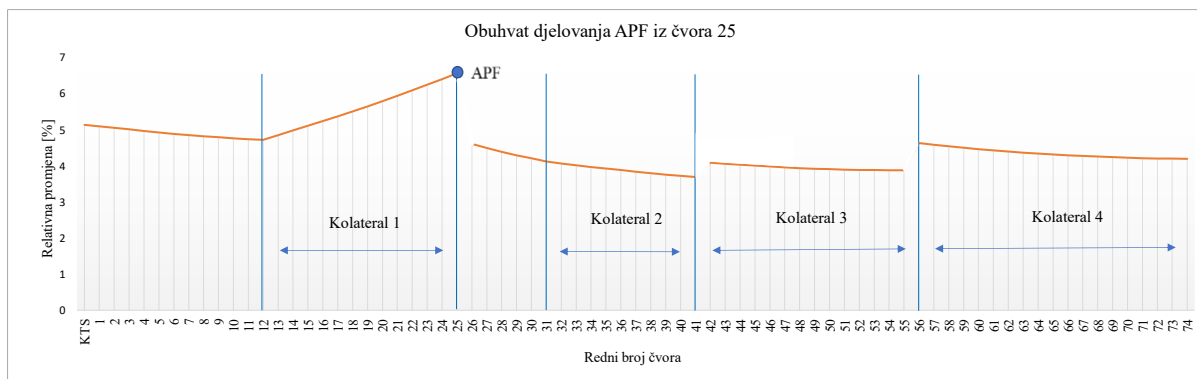
Slika 5.34. i Slika 5.35 prikazuju obuhvat djelovanja APF kada je postavljen u čvor 41., dok Slika 5.36. prikazuje obuhvat djelovanja APF-a za čvor 25.



Slika 5.34. Grafički prikaz obuhvata djelovanja APF- a iz čvora broj 41 u 17:00 h



Slika 5.35. Obuhvat djelovanja APF- a iz čvora broj 41 u 17:00 h



Slika 5.36. Grafički prikaz obuhvata djelovanja APF-a iz čvora broj 25 u 17:00 h

Analiza dobivenih rezultata, općenito može podijeliti obuhvat djelovanja filtera na dva načina:

- izravni obuhvat djelovanja
- neizravni obuhvat djelovanja.

Izravni obuhvat djelovanja obuhvaća djelovanje APF-a u promatranoj ispitnoj mreži od referentnog čvora, kao mjesta spajanja APF-a, do čvora kada prestaje izravni utjecaj kompenzirajuće struje. Područje izravnog djelovanja APF prema dobivenim rezultatima ima tendenciju djelovanja prema trafostanici. Dobiveni rezultati prikazani na Slika 5.34. i Slika 5.35 potvrđuju navedenu tvrdnju te prikazuju da je izravni utjecaj APF od referentnog čvora, pod rednim brojem 41., do čvora pod rednim brojem 26. Navedeni obuhvat djelovanja prikazuje smjer i jačinu djelovanja APF-a. Kada se promatra prvi dodjeljeni APF, njegov smjer djelovanja sastoji se od kolaterala u kojem se nalazi APF (od čvora 41. do čvora 31.) te grane ispitne mreže koja spaja navedeni kolateral s karakterističnom sabirnicom 12 (od čvora 31. do čvora 26. koji je pak spojen na sabirnicu 12). Slika 5.36. također potvrđuje gore navedenu tvrdnju te pokazuje da utjecaj drugog spojenog APF, u ovom slučaju je od referentnog čvora (broj 25.) do referentne sabirnice 12, kao početak prvog kolaterala. Važno je primijetiti da se sa svakim grananjem mreže snižava utjecaj djelovanja APF-a, što se može obrazložiti da na struju kompenzacije utječe veća promjena impedancije.

Definirani izravni obuhvat djelovanja u smjeru trafostanice, odnosno na čvorove koje su spojeni prije APF-a (čvorovi s nižim rednim brojem), dobiven je na osnovu nagiba krivulje, koje je vidljivo na Slika 5.34. Slika 5.35. i Slika 5.36.. Nagib krivulje izravnog obuhvata djelovanja puno je veće od nagiba ostalih krivulja. Izravno obuhvat djelovanja, u svim promatranim vremenskim intervalima, ima sličan nagib krivulje koji je uvijek izraženiji u smjeru djelovanja prema trafostanici s obzirom na lokaciju APF-a. Završetak izravnog

djelovanja APF nastaje kada krivulja izgubi svoj nagib. Ta krajnja točka ili mjesto smatra se najudaljenijim čvorem do koje dolazi izravni utjecaj APF-a. Razlog prestanka izravnog djelovanja dolazi zbog promjene impedancije, kao i različitih modela opterećenja u samom čvoru ili sabirnici. Konačni prikaz svih dodijeljenih čvorova u optimizacijskom procesu kao i obuhvat djelovanja APF-ova prikazan je na Slika 5.37.

Neizravni obuhvat djelovanja obuhvaća djelovanje APF-a u svim ostalim čvorovima u kojima nema izravnog utjecaja APF-a. Neizravan utjecaj može se okarakterizirati kao zajednički utjecaj funkcije cilja koja ima zadatak minimizirati THD_V u svim čvorovima te utjecaja interakcije različitih harmonijskih strujnih izvora koji poništavaju određenu razinu harmonika. Rezultati prikazani na Slika 5.34. Slika 5.35. i Slika 5.36. potvrđuju da je nagib krivulja, za razliku od izravnog djelovanja, blago, gotovo linearno smanjenje THD_V , gledano po kolateralama. To blago smanjenje THD_V -a prati povećanje impedancija izvoda s udaljenošću od trafostanice.

Proces određivanja obuhvata djelovanja u ovom doktorskom radu izvršit će se za sva 24 vremenska intervala kada je algoritam mogao dodati APF. U navedenim vremenskim intervalima promatrat će se relativna promjena THD_V u svim čvorovima prije i nakon optimizacijskog procesa. Rezultati obuhvata djelovanja prikazani su u Tablica 5.2. koja prikazuje broj dodijeljenih APF-ova, kao i njihovo obuhvatno djelovanje po čvorovima ispitne mreže. Dobiveni rezultati definiranja područja djelovanja ukazuju da APF, osim što najjače djeluje u čvoru u kojem je dodijeljen, svojim reduciranjem viših harmonika ima utjecaj na čvorove koji se nalaze iza njegovog čvora (čvorovi s većim rednim brojem). To znači da APF generira kompenzirajuću struju koja utječe na ukupnu struju kolaterala. Takva struja sada ima snižene vrijednosti iznosa viših harmonika te ona kao takva nastavlja teći prema čvorovima koji se nalaze iza APF.

Stanja ispitne mreže kada nije bilo potreban optimizacijski proces (drugo stanje ispitne mreže) kao i stanje preopterećenosti kada optimizacijski proces nije mogao dijeliti APF (peto stanje ispitne mreže) nije potrebno razmatrati jer u ispitnim mrežama nema dodijeljenih APF-ova.

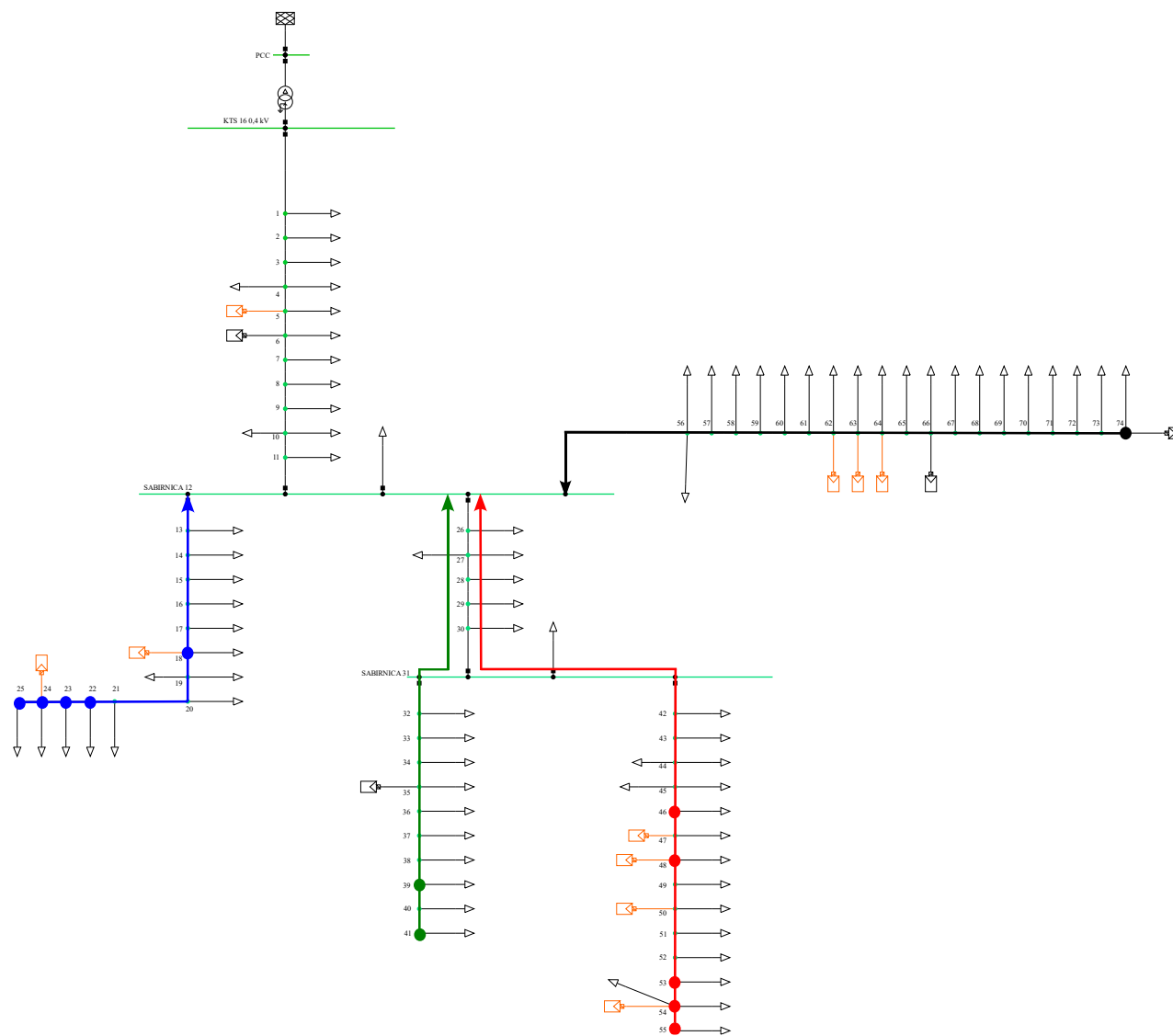
Sveobuhvatna analiza provedenog istraživanja pomoću kosimulacijskog modela za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera u niskonaponskoj mreži upotrijebila je kreirani

algoritam za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera u niskonaponskoj mreži te je donijela određene zaključke.

- S obzirom na to da kreirani model pokazuje veći broj harmonika na sabirnicama (i čvorovima) u dubini mreže, dokaz je opravdanosti ove metode za suzbijanje harmonika u samom niskonaponskom izvodu.
- U modelu se vidi veći broj previsokih harmonika 3. redova harmonika što opravdava navedeni redoslijed suzbijanja prvo redova harmonika koji su višekratnici broja 3, a zatim ostalih neparnih harmonika.
- Ukupno rješenje optimizacijskog postupka za sva 24 vremenska intervala koji je u promatranim vremenskim intervalima odabirao čvorove za postavljanje APF u promatranoj ispitnoj mreži bilo bi u čvorovima pod rednim brojem 41. i 25. Navedeni su čvorovi lokacije gdje bi posatavljanje APF-ova osiguravalo zadovoljavajuću razinu THD_V -a u svim čvorovima ispitne mreže tijekom cijelog dana te kao takvo predstavlja optimalno rješenje.
- Kod određivanja optimalnog rasporeda APF-ova u niskonaponsku distribucijsku mrežu s ciljem smanjenja strujnih izobličenja i harmonijskih gubitaka važno je odrediti obuhvat djelovanja APF-ova. Određivanje navedenog obuhvata djelovanja omogućuje definiranje optimalnog broja APF koji se treba integrirati u mrežu.

Tablica 5.2. Obuhvati djelovanja APF u svim vremenskim intervalima

vremenski interval	APF	dodijeljeni čvor	područje djelovanje izravnog obuhvata	broj čvorova
00:00h	1. APF	41	41 – 26	16
	2. APF	25	25 – 12	13
1:00h	1. APF	41	41 – 26	16
	2. APF	25	25 – 12	13
2:00h	1. APF	41	41 – 26	16
	2. APF	25	25 – 12	13
3:00h	1. APF	41	41 – 26	16
	2. APF	25	25 – 12	13
7:00h	1. APF	74	74 – 56	19
	2. APF	39	41 – 39 - 26	16
8:00h	1. APF	24	25 – 24 – 12	13
	2. APF	54	55 – 54 – 42	14
9:00h	1. APF	46	55 – 46 – 42, 31 – 26	20
10:00h	1. APF	23	25 – 23 – 12	13
	2. APF	74	74 – 56	19
11:00h	1. APF	18	25 – 18 – 12	13
	2. APF	22	25 – 23 – 12	
12:00h	1. APF	23	25 – 23 – 12	13
14:00h	1. APF	53	55 – 53 – 41	15
17:00h	1. APF	41	41 – 26	16
	2. APF	25	25 – 13	13
18:00h	1. APF	74	74 – 56	19
	2. APF	48	55 – 48 – 42, 31-26	20
20:00h	1. APF	55	55 – 42	14
21:00h	1. APF	41	41 – 26	16
	2. APF	25	25 – 12	13
22:00h	1. APF	41	41 – 26	16
	2. APF	25	25 – 12	13



Slika 5.37. Svi dodijeljeni čvorovi APF-ova u optimizacijskom procesu i njihov obuhvat djelovanja

6. ZAKLJUČAK

Trendovi koji su posljednjih godina prisutni, kao što su uporaba spremnika energije, električna mobilnost te integracija velikog broja distribuiranih izvora, mogu izazvati različite probleme u distribucijskoj mreži. Navedeni problemi vežu se uz dinamičku stabilnost sustava, teškoće kod regulacije djelatne i jalove snage, kao i problema povezanih s kvalitetom električne energije. Naglasak negativnog djelovanja u području kvalitete električne energije očituje se izobličenjem valnog oblika napona i struje odnosno stvaranjem viših harmonika. Reduciranje izobličenja, koje generiraju viši harmonici, postaje primarni cilj za poboljšanje kvalitete električne energije na distribucijskoj razini. Uređaji koji se posljednjeg desetljeća istražuju u svrhu reduciranja utjecaja viših harmonika paralelni su aktivni filteri pomoću kojih je moguće prevladavati spomenute probleme. Njihova prednost očituje se u kontinuiranom praćenju harmonijskih struja te generiranju struja koje uspješno reduciraju neželjene harmonijske struje. Osiguravanje određene razine kvalitete električne energije pomoću APF-a može zadovoljiti sve zahtjeve koje propisuju referentne norme i standardi. U distribucijskoj mreži sa značajnim brojem nelinearnih uređaja integriranje APF-a zahtjeva razvijanje metode koja bi omogućila rješavanje problema određivanja položaja i optimalnih postavki filtera. Kako bi se obuhvatila cijela distribucijaka mreža sa svojim tehničkim mogućnostima kao i fizikalnim svojstvima priključenih trošila i izvora, potreban je optimizacijski pristup. Tijekom razvoja optimizacijskog procesa, radi određivanja položaja i optimalnih postavki APF-a, naglasak istraživanja usmjeren je prema kreiranju optimizacijskog okvira koji omogućuje praćenje različitih stanja mreže s obzirom na promjene snage modeliranih trošila kao i modela izvora te njihovih pripadajućih harmonijskih spektara tijekom optimizacijskog problema. Pregledom literature istraživanje u ovom doktorskom radu usmjerilo se na dva znanstvena doprinosa: razvoj kosimulacijskog modela za određivanje parametara i optimalnih postavki paralelnog aktivnog filtera snage u nesimetričnoj niskonaponskoj mreži te određivanje i vrednovanje kriterija adekvatnosti primjene i obuhvata djelovanja aktivnog filtera snage s ciljem smanjenja strujnih harmonijskih izobličenja i harmonijskih gubitaka u različitim pogonskim stanjima u niskonaponskoj mreži.

Prvi izvorni znanstveni doprinos ostvaren je pomoću kosimulacijskog procesa u kojem je povezana metaheuristička optimizacijska metoda PSO sa simulacijskim alatom za modeliranje i analizu elektroenergetskih mreža *DIgSILENT PowerFactory*. Razvijeni model mreže sa svim kreiranim modelima trošila i modelima izvora implementirani su u navedeni programski paket.

Kreirana niskonaponska radijalna mreža predstavlja stvarni niskonaponski radijalni izvod koji se nalazi u okolici grada Osijeka, dok su trošila i izvori u mreži koji se upotrebljavaju u simulacijskom modelu kreirani kao harmonijski strujni izvori. Izvršavanje metaheurističke optimizacijske metode *PSO* izvedeno je pomoću algoritma za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera u niskonaponskoj mreži. Navedeni algoritam u optimizacijskom procesu izvodio se 24 puta, za 24 vremenska intervala, odnosno pratio je satnu promjenu opterećenja u jednom danu u svakom čvoru ispitne mreže. Promjene opterećenja pri tome su se odnosile na sve modele trošila i izvora s pripadajućim harmonijskim spektrima. Kreirana varijabilnost tijekom dana predočila je različita stanja kreirane niskonaponske mreže koja uzima u obzir transformaciju električnih mreža te neizbježnog povećanja integracije trošila s izraženijom nelinearnošću kao i varijabilnosti proizvodnje distribuiranih izvora. Zbog sveg navedenog u ovom doktorskom radu definirana su tri stanja mreže: stanje podopterećenja, normalno stanje mreže te stanje preopterećenja. Tijekom sva 24 vremenska intervala kao i kroz sva definirana stanja mreža algoritam s pripadajućom optimizacijskom metodom uspješno je odredio parametre i optimalne postavke paralelnih aktivnih filtera u ispitnoj niskonaponskoj mreži.

Drugi znanstveni doprinos ostvaren je vrednovanjem razvijenog sustava u kojem je određivanje položaja i optimalnih postavki APF-ova promatrano u nastalim karakterističnim trenutcima kada nastupaju određena stanja ispitne mreže. Karakteristični promatrani trenutci definirani su na osnovu dobivenih rezultata pri vrednovanju optimizacijske metode. Točnije, nastupili su kada se ispitna mreža nalazila u podopterećenom stanju, normalnom stanju, stanju preopterećenja te stanju ispitne mreže kada su vrijednosti $IHD-a$ kao i THD_v , unutar normom propisanih granica, odnosno kada nije potreban optimizacijski proces. Dobiveni rezultati razmještaja APF-ova u ispitnoj mreži primjenom algoritama izvršeni su u 24 satnom intervalu u kojem je algoritam za optimalnu lokaciju aktivnog filtera upotrijebio najviše dva aktivna filtera. Algoritam se u određenim dijelovima dana nije mogao izvršiti, odnosno u tim trenutcima na ispitnom vodu zbog preopterećenja nije bilo moguće dodati aktivni filter. Rezultati dobiveni algoritmom za određivanje optimalne lokacije APF, do kojeg se došlo na način da se nakon provedenog harmonijskog proračuna tokova snaga definira vod s najvećim udjelom trećeg harmonika, a posljedično tome i pripadajući čvor, nemaju jednoznačno rješenje. Dobivena rješenja definiraju vrlo bitnu činjenicu da je utjecaj harmonijskog spektra ovisan o promjeni opterećenja te da je optimalna lokacija APF u funkciji opterećenja koje je promjenjivog karaktera. Odluka odabira lokacije, koja bi djelovala u svim vremenskim intervalima, uz različita ograničenja koja se mogu javiti u mreži, zahtjevala je određivanje

obuhvata djelovanja APF-a. Dobiveni rezultati definiranja područja djelovanja ukazuju da APF, osim što najjače djeluje u čvoru u kojem je dodijeljen, djeluje u smjeru trafostanice, odnosno na čvorove koje su spojeni prije APF-a i proteže se do prve sabirnice na kojoj ima više spojenih grana mreže.

Ukoliko se promatraju grane u mreži u oba tarifna vremenska perioda te kako bi se zadovoljila sva stanja u mreži te normom definirane vrijednosti potrebno je integrirati APF u svaku granu mreže. Navedeni zaključak dolazi zbog činjenice da algoritam u 21 % slučajeva zbog stanja u mreži nije mogao integrirati APF, odnosno u 16.67 % slučajeva algoritam zbog visine opterećenja može integrirati samo jedan APF. Provedena istraživanja daje potvrdu važnosti integracije APF-ova u niskonaponsku distribucijsku mrežu s ciljem osiguravanja vrijednosti THD_V -a kao i $IHD-a$ unutar propisanih granica u svim čvorovima mreže.

Literatura

- [1] “RENEWABLE ENERGY IN ENERGY DEMAND.” Accessed: Feb. 06, 2024. [Online]. Available: https://www.ren21.net/gsr-2023/modules/energy_demand/
- [2] REN21, “RENEWABLES 2023 GLOBAL STATUS REPORT - GLOBAL OVERVIEW.”
- [3] A. Kalair, N. Abas, A. R. Kalair, Z. Saleem, and N. Khan, “Review of harmonic analysis, modeling and mitigation techniques,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 78. Elsevier Ltd, pp. 1152–1187, 2017. doi: 10.1016/j.rser.2017.04.121.
- [4] M. Klimas, D. Grabowski, and D. Buła, “Application of decision trees for optimal allocation of harmonic filters in medium-voltage networks,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 4, Feb. 2021, doi: 10.3390/en14041173.
- [5] O. Prakash Mahela and A. Gafoor Shaik, “Topological aspects of power quality improvement techniques: A comprehensive overview,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58. Elsevier Ltd, pp. 1129–1142, May 01, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2015.12.251.
- [6] Fernando N. Belchior; Lucas R. de Lima; Paulo F. Ribeiro; José F. C. Castro, “A Novel Approach Towards Passive Filter Placement,” in *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2015. doi: 10.1109/PESGM.2015.7286399.
- [7] M. Primorac, Z. Klaic, M. Znidarec, and A. Adric, “Optimal allocation and sizing of shunt active power filter in radial distribution systems using particle swarm optimization,” *EUROCON 2023 - 20th International Conference on Smart Technologies, Proceedings*, pp. 239–244, 2023, doi: 10.1109/EUROCON56442.2023.10199030.
- [8] A. Lakum and V. Mahajan, “A novel approach for optimal placement and sizing of active power filters in radial distribution system with nonlinear distributed generation using adaptive grey wolf optimizer,” *Engineering Science and Technology, an International Journal*, vol. 24, no. 4, pp. 911–924, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.jestch.2021.01.011.
- [9] Y. Naderi, S. H. Hosseini, S. Ghassem Zadeh, B. Mohammadi-Ivatloo, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “An overview of power quality enhancement techniques applied to

- distributed generation in electrical distribution networks,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 93. Elsevier Ltd, pp. 201–214, Oct. 01, 2018. doi: 10.1016/j.rser.2018.05.013.
- [10] Y. Y. Hong and Y. Y. Chen, “Placement of power quality monitors using enhanced genetic algorithm and wavelet transform,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 5, no. 4, pp. 461–466, Apr. 2011, doi: 10.1049/iet-gtd.2010.0397.
- [11] Amir Tokić and Viktor Milardić, *Kvalitet električne energije*. Tuzla: CIP-Katalogizacija u publikaciji Nacionalna i sveučilišna biblioteka BIH, Sarajevo, 2015.
- [12] Nikunj Shah, “Harmonics in power systems,” Mar. 2013.
- [13] “POWER QUALITY IN POWER SYSTEMS, ELECTRICAL MACHINES, AND POWER-ELECTRONIC DRIVES THIRD EDITION.”
- [14] C. Sankaran, *POWER QUALITY*, 1st ed., vol. 1. CRC Press LLC, 2002.
- [15] Hermina ALBERT, Alan ASCOLARI, and Angelo BAGGINI, *Handbook of Power Quality*, 1st ed., vol. 1. John Wiley & Sons Inc: John Wiley & Sons Ltd, The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, England, 2008.
- [16] R. Pinyol, “HARMONICS: CAUSES, EFFECTS AND MINIMIZATION,” 2015.
- [17] “Electrical Power Systems Quality, Second Edition.”
- [18] G. Chicco, P. Postolache, and C. Toader, “Triplen harmonics: Myths and reality,” *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 7, pp. 1541–1549, Jul. 2011, doi: 10.1016/j.epsr.2011.03.007.
- [19] A. Medina *et al.*, “Harmonic analysis in frequency and time domain,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 3, pp. 1813–1821, 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2258688.
- [20] Vincent P. Luciani, “Understanding power factor and crest factor,” *esp-surgex_white-paper*.
- [21] D. Buła, D. Grabowski, and M. Maciążek, “A Review on Optimization of Active Power Filter Placement and Sizing Methods,” *Energies*, vol. 15, no. 3. MDPI, Feb. 01, 2022. doi: 10.3390/en15031175.
- [22] B. D. Kanani, “4. Harmonics,” in *Power quality and managment* .

- [23] Z. Klaić, “Kvaliteta električne energije - Harmonici, predavanja .” FERIT Osijek, Osijek, 2023.
- [24] J. Arrillaga and N. R. Watson, *Power system harmonics*. J. Wiley & Sons, 2003.
- [25] M. Živić Đurković, V. Komen, and R. Čučić, “Istraživanje i Utvrđivanje Stanja Kvalitete Električne Energije - Researching And Defining The Quality Of Electrical Energy Conditions,” pp. 45–54, 2008.
- [26] De La Rosa Francisco C., *Harmonics and Power Systems*, Volume 13. CRC Press: Boca Raton, FL, USA: Taylor & Francis Group, LLC, 2006. doi: 10.1201/9781420004519.ch8.
- [27] “Guidance Notes On Control Of Harmonics In Electrical Power Systems,” 2006.
- [28] G. Strbac, P. Djapic, D. Pudjianto, I. Konstantelos, and R. Moreira, “Strategies for reducing losses in distribution networks,” 2018.
- [29] P. Quality, S. G. Written, and A. Kamenka, “Six tough topics about harmonic distortion and Power Quality indices in electric power systems A white paper of the Schaffner Group Written by Alexander Kamenka,” 2014.
- [30] “EN 50160 - Voltage characteristics of electricity supplied by public,” *CENELEC*, 2007.
- [31] A. Pavić HEP -ODS doo and I. Periša HEP -ODS doo, “Osvrt na novo izdanje norme EN50160 Iz 2010. godine Review of new edition of EN50160 from 2010. year.”
- [32] Francisco C. De La Rosa, *Harmonics and Power Systems*. CRC PressTaylor & Francis Group, 2006.
- [33] I. Ziari and A. Jalilian, “Optimal placement and sizing of multiple APLCs using a modified discrete PSO,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 43, no. 1, pp. 630–639, Dec. 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.06.055.
- [34] T. Antić, L. Thurner, T. Capuder, and I. Pavić, “Modeling and open source implementation of balanced and unbalanced harmonic analysis in radial distribution networks,” *Electric Power Systems Research*, vol. 209, Aug. 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2022.107935.

- [35] S. Jain, "Control strategies of shunt active power filter," in *Modeling and Control of Power Electronics Converter System for Power Quality Improvements*, Elsevier, 2018, pp. 31–84. doi: 10.1016/B978-0-12-814568-5.00002-8.
- [36] M. Maciążek, "Active Power Filters and Power Quality," *Energies*, vol. 15, no. 22. MDPI, Nov. 01, 2022. doi: 10.3390/en15228483.
- [37] Y. Naderi, S. H. Hosseini, S. Ghassem Zadeh, B. Mohammadi-Ivatloo, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "An overview of power quality enhancement techniques applied to distributed generation in electrical distribution networks," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 93. Elsevier Ltd, pp. 201–214, Oct. 01, 2018. doi: 10.1016/j.rser.2018.05.013.
- [38] M. H. Rashid, "POWER ELECTRONICS HANDBOOK," 2018.
- [39] W. Juan, J. Ixxon, and C. Garcia, "A Control System for a Three Phase Active Power Filter which Simultaneously Compensates Power Factor and Unbalanced Loads."
- [40] P. S. Revuelta, J. P. Thomas, and S. P. Litrán, *Active Power Line Conditioners : Design, Simulation and Implementation for Improving Power Quality*.
- [41] S. Choudhury, D. P. Acharya, and N. Nayak, "A Comprehensive Survey on Active Power Filters: Classifications, Issues and Future Trends," in *2021 International Conference in Advances in Power, Signal, and Information Technology, APSIT 2021*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021. doi: 10.1109/APSIT52773.2021.9641490.
- [42] S. Devassy and B. Singh, "Control of a Solar Photovoltaic Integrated Universal Active Power Filter Based on a Discrete Adaptive Filter," *IEEE Trans Industr Inform*, vol. 14, no. 7, pp. 3003–3012, Jul. 2018, doi: 10.1109/TII.2017.2778346.
- [43] S. Devassy and B. Singh, "Design and Performance Analysis of Three-Phase Solar PV Integrated UPQC," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Jan. 2018, pp. 73–81. doi: 10.1109/TIA.2017.2754983.
- [44] S. Devassy and B. Singh, "Implementation of Solar Photovoltaic System with Universal Active Filtering Capability," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, Institute

- of Electrical and Electronics Engineers Inc., Jul. 2019, pp. 3926–3934. doi: 10.1109/TIA.2019.2906297.
- [45] B. Singh, M. Kandpal, and I. Hussain, “Control of Grid Tied Smart PV-DSTATCOM System Using an Adaptive Technique,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 3989–3993, Sep. 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2645600.
- [46] A. K. P. L. S. Rajesh Kumar Lenka, “Grid integrated multifunctional EV charging infrastructure with improved power quality,” *J Energy Storage*, vol. 76, Jan. 2024.
- [47] I. Ziari and A. Jalilian, “A new approach for allocation and sizing of multiple active power-line conditioners,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 2, pp. 1026–1035, 2010, doi: 10.1109/TPWRD.2009.2036180.
- [48] I. Ziari and A. Jalilian, “Optimal Allocation and Sizing of Active Power Line Conditioners Using a New Particle Swarm Optimization-based Approach,” <https://doi.org/10.1080/15325008.2011.631084>, vol. 40, no. 3, pp. 273–291, Jan. 2012, doi: 10.1080/15325008.2011.631084.
- [49] R. Brahmachary, A. Bhattacharya, and I. Ahmed, “Allocation of Active Power Filter in Distribution Network Considering Nonlinear Loads,” in *Proceedings of 2021 IEEE 2nd International Conference on Smart Technologies for Power, Energy and Control, STPEC 2021*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021. doi: 10.1109/STPEC52385.2021.9718732.
- [50] G. Carpinelli, D. Proto, and A. Russo, “Optimal Planning of Active Power Filters in a Distribution System Using Trade-off/Risk Method,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 2, pp. 841–851, Apr. 2017, doi: 10.1109/TPWRD.2016.2587063.
- [51] M. Guo, Q. Jin, and Z. Yao, “Implementation of Adaptive Step-Size Algorithm in Distribution Network for Optimal Location and Sizing of SAPFs,” *2020 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia, I and CPS Asia 2020*, pp. 1562–1566, Jul. 2020, doi: 10.1109/ICPSASIA48933.2020.9208377.
- [52] P. S. Revuelta, S. P. Litrán, and J. P. Thomas, “Active Power Line Conditioners: Design, Simulation and Implementation for Improving Power Quality,” *Active Power Line Conditioners: Design, Simulation and Implementation for Improving Power Quality*, pp. 1–421, Jul. 2015, doi: 10.1016/C2014-0-02915-2.

- [53] D. Grabowski and J. Walczak, "Strategies for optimal allocation and sizing of active power filters," *2012 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC 2012 - Conference Proceedings*, pp. 1098–1103, 2012, doi: 10.1109/IEEEIC.2012.6221544.
- [54] J. Gong, D. Li, T. Wang, W. Pan, and X. Ding, "A comprehensive review of improving power quality using active power filters," *Electric Power Systems Research*, vol. 199. Elsevier Ltd, Oct. 01, 2021. doi: 10.1016/j.epsr.2021.107389.
- [55] Jizhong Zhu, *Optimization of Power System Operation*, Second edition. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2015.
- [56] V. Kumar and S. M. Yadav, "A state-of-the-Art review of heuristic and metaheuristic optimization techniques for the management of water resources," *Water Supply*, vol. 22, no. 4. IWA Publishing, pp. 3702–3728, Apr. 01, 2022. doi: 10.2166/ws.2022.010.
- [57] I. Ziari and A. Jalilian, "Optimal Placement of an Active Filter in a Power System."
- [58] Y. S. Wang, S. Hua, X. M. Liu, L. Jun, and S. B. Gou, "Optimal allocation of the active filters based on the Tabu algorithm in distribution network," in *Proceedings - International Conference on Electrical and Control Engineering, ICECE 2010*, 2010, pp. 1418–1421. doi: 10.1109/iCECE.2010.351.
- [59] A. Moradifar and H. R. Soleymanpour, "A fuzzy based solution for allocation and sizing of multiple active power filters," *Journal of Power Electronics*, vol. 12, no. 5, pp. 830–841, 2012, doi: 10.6113/JPE.2012.12.5.830.
- [60] M. Shivaie, A. Salemnia, and M. T. Ameli, "A multi-objective approach to optimal placement and sizing of multiple active power filters using a music-inspired algorithm," *Applied Soft Computing Journal*, vol. 22, pp. 189–204, 2014, doi: 10.1016/j.asoc.2014.05.011.
- [61] F. M. Alhaddad and M. El-Hawary, "Optimal filter placement and sizing using ant colony optimization in electrical distribution system," in *Proceedings - 2014 Electrical Power and Energy Conference, EPEC 2014*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Feb. 2014, pp. 128–133. doi: 10.1109/EPEC.2014.41.
- [62] A. Rosyadi, O. Penangsang, and A. Soeprijanto, "Optimal filter placement and sizing in Radial Distribution System using whale optimization algorithm," *2017 International*

- Seminar on Intelligent Technology and Its Application: Strengthening the Link Between University Research and Industry to Support ASEAN Energy Sector, ISITIA 2017 - Proceeding*, vol. 2017-January, pp. 87–92, Nov. 2017, doi: 10.1109/ISITIA.2017.8124060.
- [63] A. Lakum and V. Mahajan, “Optimal placement and sizing of multiple active power filters in radial distribution system using grey wolf optimizer in presence of nonlinear distributed generation,” *Electric Power Systems Research*, vol. 173, pp. 281–290, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.epsr.2019.04.001.
- [64] M. R. Sindhu, M. Jisma, P. Maya, P. Krishnapriya, and M. Vivek Mohan, “Optimal Placement and Sizing of Harmonic and Reactive Compensators in Interconnected Systems,” in *2018 15th IEEE India Council International Conference (INDICON)*, 2018 15th IEEE India Council International Conference (INDICON), Dec. 2018. doi: 10.1109/INDICON45594.2018.8987025.
- [65] M. MacIazek, D. Grabowski, and M. Pasko, “Genetic and combinatorial algorithms for optimal sizing and placement of active power filters,” *International Journal of Applied Mathematics and Computer Science*, vol. 25, no. 2, pp. 269–279, Jun. 2015, doi: 10.1515/amcs-2015-0021.
- [66] M. Ahmed, N. Al Masood, and T. Aziz, “An approach of incorporating harmonic mitigation units in an industrial distribution network with renewable penetration,” *Energy Reports*, vol. 7, pp. 6273–6291, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.egyr.2021.09.072.
- [67] M. Abou Houran, K. Sabzevari, A. Hassan, A. Oubelaid, M. Tostado-Véliz, and N. Khosravi, “Active power filter module function to improve power quality conditions using GWO and PSO techniques for solar photovoltaic arrays and battery energy storage systems,” *J Energy Storage*, vol. 72, p. 108552, Nov. 2023, doi: 10.1016/J.EST.2023.108552.
- [68] H. Samet, F. Hashemi, and T. Ghanbari, “Minimum non detection zone for islanding detection using an optimal Artificial Neural Network algorithm based on PSO,” vol. 52, pp. 1–18, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.07.080.
- [69] A. Krama, L. Zellouma, A. Benaissa, B. Rabhi, M. Bouzidi, and M. F. Benkhoris, “Design and Experimental Investigation of Predictive Direct Power Control of Three-Phase Shunt Active Filter with Space Vector Modulation using Anti-windup PI

- Controller Optimized by PSO,” *Arab J Sci Eng*, vol. 44, no. 8, pp. 6741–6755, 2019, doi: 10.1007/s13369-018-3611-6.
- [70] Hasnaa M. El-Arwash, Ahmed M. Azmy, and Esam M. Rashad, “A GA-Based Initialization of PSO for Optimal APFs Allocation in Water Desalination Plant,” in *2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, 2017. doi: 10.1109/MEPCON.2017.8301363.
- [71] A. G. Gad, “Particle Swarm Optimization Algorithm and Its Applications: A Systematic Review,” *Archives of Computational Methods in Engineering*, vol. 29, no. 5, pp. 2531–2561, Aug. 2022, doi: 10.1007/s11831-021-09694-4.
- [72] J. Kennedy, R. Eberhart, and bls gov, “Particle Swarm Optimization.”
- [73] M. R. Alrashidi¹, M. F. Alhajri², A. K. Al-Othman³, and K. M. El-Naggar⁴, “Particle Swarm Optimization and Its Applications in Power Systems.”
- [74] V. Chakeri and M. Tarafdar Hagh, “Optimal Allocation of the Distributed Active Filters Based on Total Loss Reduction ,” *International Journal of Smart Electrical Engineering*, vol. 6, no. 4, pp. 171–175, Dec. 2017.
- [75] I. Ziari and A. Jalilian, “A new approach for allocation and sizing of multiple active power-line conditioners,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 2, pp. 1026–1035, Apr. 2010, doi: 10.1109/TPWRD.2009.2036180.
- [76] Z. Yang *et al.*, “Implementation of Multi-objective Particle Swarm Optimization in Distribution Network for Highefficiency Allocation and Sizing of SAPFs,” in *22nd International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, 2019. doi: 10.1109/ICEMS.2019.8922399.
- [77] M. Guo, Q. Jin, and Z. Yao, “Implementation of Adaptive Step-Size Algorithm in Distribution Network for Optimal Location and Sizing of SAPFs,” in *2020 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia)*, 2020 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia), Ed., 2020. doi: 10.1109/ICPSAsia48933.2020.9208377.
- [78] W. K. Chang, S. Empros, and B. Park, “Minimizing Harmonic Voltage Distortion with Multiple Current-Constrained Active Power Line Conditioners,” 1997.

- [79] Carpinelli Guido, Russo Angela, and Varilone Pietro, “Active filters: a multi-objective approach for the optimal allocation and sizing in distribution networks,” in *IEEE, E. D. A. and M. 2014 International Symposium on Power Electronics, Ed.*, 2014. doi: 10.1109/SPEEDAM.2014.6872011.
- [80] Z. Yang *et al.*, “Implementation of Multi-objective Particle Swarm Optimization in Distribution Network for High-efficiency Allocation and Sizing of SAPFs,” *2019 22nd International Conference on Electrical Machines and Systems, ICEMS 2019*, Aug. 2019, doi: 10.1109/ICEMS.2019.8922399.
- [81] M. MacIazek, D. Grabowski, and M. Pasko, “Genetic and combinatorial algorithms for optimal sizing and placement of active power filters,” *International Journal of Applied Mathematics and Computer Science*, vol. 25, no. 2, pp. 269–279, Jun. 2015, doi: 10.1515/amcs-2015-0021.
- [82] W. Guo and W. Xu, “Research on optimization strategy of harmonic suppression and reactive power compensation of photovoltaic multifunctional grid connected inverter,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 145, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.ijepes.2022.108649.
- [83] H. Zhai *et al.*, “An Optimal Compensation Method of Shunt Active Power Filters for System-Wide Voltage Quality Improvement,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 67, no. 2, pp. 1270–1281, Feb. 2020, doi: 10.1109/TIE.2019.2899561.
- [84] P. P. Biswas, P. N. Suganthan, and G. A. J. Amaratunga, “Minimizing harmonic distortion in power system with optimal design of hybrid active power filter using differential evolution,” *Applied Soft Computing Journal*, vol. 61, pp. 486–496, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.asoc.2017.08.031.
- [85] S. Mahaboob, S. K. Ajithan, and S. Jayaraman, “Optimal design of shunt active power filter for power quality enhancement using predator-prey based firefly optimization,” *Swarm Evol Comput*, vol. 44, pp. 522–533, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.swevo.2018.06.008.
- [86] A. F. Zobaa, “Optimal multiobjective design of hybrid active power filters considering a distorted environment,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, no. 1, pp. 107–114, 2014, doi: 10.1109/TIE.2013.2244539.

- [87] G. Carpinelli, F. Mottola, D. Proto, and A. Russo, "A Decision Theory Approach for the Multi-objective Optimal Allocation of Active Filters in Smart Grids," in *Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP*, IEEE Computer Society, 2022. doi: 10.1109/ICHQP53011.2022.9808433.
- [88] D. Buła, D. Grabowski, M. Lewandowski, M. Maciażek, and A. Piwowar, "Software solution for modeling, sizing, and allocation of active power filters in distribution networks," *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 1, Jan. 2021, doi: 10.3390/en14010133.
- [89] A. Lakum and V. Mahajan, "A novel approach for optimal placement and sizing of active power filters in radial distribution system with nonlinear distributed generation using adaptive grey wolf optimizer," *Engineering Science and Technology, an International Journal*, vol. 24, no. 4, pp. 911–924, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.jestch.2021.01.011.
- [90] A. Lakum and V. Mahajan, "A novel approach for optimal placement and sizing of active power filters in radial distribution system with nonlinear distributed generation using adaptive grey wolf optimizer," *Engineering Science and Technology, an International Journal*, vol. 24, no. 4, pp. 911–924, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.jestch.2021.01.011.
- [91] A. Q. Al-Shetwi, M. Z. Sujod, M. A. Hannan, M. A. Abdullah, A. S. Al-Ogaili, and K. P. Jern, "Impact of Inverter Controller-Based Grid-Connected PV System in the Power Quality," *International Journal of Electrical and Electronic Engineering and Telecommunications*, vol. 9, no. 6, pp. 462–469, Nov. 2020, doi: 10.18178/IJEETC.9.6.462-469.
- [92] M. Ikic, B. Colic, J. Mikulovic, and S. Jokic, "Impact assessment of irradiance and temperature variation on PV system current harmonics injection," in *2022 21st International Symposium INFOTEH-JAHORINA, INFOTEH 2022 - Proceedings*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022. doi: 10.1109/INFOTEH53737.2022.9751295.
- [93] M. Farhoodnea, A. Mohamed, H. Shareef, and H. Zayandehroodi, "Optimum placement of active power conditioner in distribution systems using improved discrete firefly algorithm for power quality enhancement," *Appl Soft Comput*, vol. 23, pp. 249–258, Oct. 2014, doi: 10.1016/J.ASOC.2014.06.038.

- [94] R. Keypour, H. Seifi, and A. Yazdian-Varjani, "Genetic based algorithm for active power filter allocation and sizing," *Electric Power Systems Research*, vol. 71, no. 1, pp. 41–49, Sep. 2004, doi: 10.1016/J.EPSR.2004.01.004.
- [95] M. Shivaie, A. Salemnia, and M. T. Ameli, "A multi-objective approach to optimal placement and sizing of multiple active power filters using a music-inspired algorithm," *Applied Soft Computing Journal*, vol. 22, pp. 189–204, 2014, doi: 10.1016/j.asoc.2014.05.011.
- [96] A. Moradi Far and A. Akbari Foroud, "Cost-effective optimal allocation and sizing of active power filters using a new fuzzy-MABICA method," *IETE J Res*, vol. 62, no. 3, pp. 307–322, May 2016, doi: 10.1080/03772063.2015.1093435.
- [97] A. G. Gad, "Particle Swarm Optimization Algorithm and Its Applications: A Systematic Review," *Archives of Computational Methods in Engineering*, vol. 29, no. 5, pp. 2531–2561, Aug. 2022, doi: 10.1007/s11831-021-09694-4.
- [98] Barukčić, Marinko "Optimiranje Dinamičkog Upravljanja Kondenzatorskim Baterijama u Razdjelnim Mrežama Hibridnom Metodom."
- [99] Varga, Toni "Razvoj i Primjena Kosimulacijskih Sustava za Sintezu Regulacijskih Struktura Asinkronog Stroja." [Online]. Available: <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:200:685877>
- [100] Žnidarec, Matej, "Unaprijeđeni Dvoslojni Adaptivni Sustav Upravljanja Energijom Za Kratkoročno Planiranje Pogona Mikromreže." [Online]. Available: <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:200:396272>
- [101] M. Stojkov, K. Trupinić, and Nikolovski Srete, "Procedure for Determination of Harmonic Distortion Along the Distribution Network," *Technical Gazette 16*, vol. 4, pp. 19–26, 2009.
- [102] "Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks (EN 50160:2010)," Mar. 2012.
- [103] W. Kumagai and K. Yasuda, "Black-Box Optimization and Its Applications."
- [104] J. Kennedy, R. Eberhart, and bls gov, "Particle Swarm Optimization."

- [105] E.-G. Talbi, *Metaheuristics from design to implementation*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc, 2009.
- [106] B. Warsito, H. Yasin, and A. Prahutama, "Particle Swarm Optimization to Obtain Weights in Neural Network," 2019. [Online]. Available: www.matematika.utm.my
- [107] D. Domović, "Optimizacija rojem čestica," Zagreb, 2008.
- [108] "PowerFactory - DlgSILENT." Accessed: Feb. 20, 2020. [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>
- [109] N. Nakhodchi, "On Harmonics in Low-voltage Networks."
- [110] O. Lennerhag and M. H. J. Bollen, "A Stochastic Aggregate Harmonic Load Model," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 5, pp. 2127–2135, Oct. 2020, doi: 10.1109/TPWRD.2019.2961790.
- [111] "Vista de Impact of supply voltage distortion on the current harmonic emission of non-linear loads _ DYNA".
- [112] "Mobile power quality meter PQ-Box 200 | A. EBERLE." Accessed: Apr. 20, 2024. [Online]. Available: <https://www.a-eberle.de/en/products/mobile-power-quality-analyzer-pq-box-200/>
- [113] K. Yamashita *et al.*, "CIGRE SC C4 2012 Hakodate Colloquium Overview of Existing Methodologies for Load Model Development." [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/271273017>
- [114] "Mrežna pravila distribucijskog sustava." Accessed: Apr. 20, 2024. [Online]. Available: https://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/2018_08_74_1539.html
- [115] "Električni strojevi." Accessed: Apr. 22, 2024. [Online]. Available: <https://www.yumpu.com/xx/document/read/55923739/elektricni-strojevi>
- [116] K. Rahimi, S. Mohajeryami, and A. Majzoobi, "Effects of Photovoltaic Systems on Power Quality," Denver, CO, USA: IEEE, Nov. 2016.
- [117] M. Benšić and N. Šuvak, *Uvod u vjerojatnost i statistiku*. 2014.
- [118] S. Balduin, E. M. Veith, and S. Lehnhoff, "Sampling Strategies for Static Powergrid Models," Apr. 2022, [Online]. Available: <http://arxiv.org/abs/2204.09053>

- [119] “Informatika 6 - 2.1 Algoritam slijeda, grananja i ponavljanja.” Accessed: Apr. 23, 2024. [Online]. Available: https://edutorij-admin-api.carnet.hr/storage/extracted/2219080/html/552_algoritam_slijeda_grananja_i_ponavljanja.html
- [120] S. Abdelrahman and J. V. Milanović, “Practical Approaches to Assessment of Harmonics Along Radial Distribution Feeders,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 34, no. 3, pp. 1184–1192, Jun. 2019, doi: 10.1109/TPWRD.2019.2901245.

Popis slika

Slika 2.1. Osnovni valni oblik struje i izobličeni oblik trećeg harmonika.....	4
Slika 2.2. Snaga distorzije prikazana u ravni pomoću vektora [13]	6
Slika 2.3. Uravnoteženi trofazni sustav [14].....	8
Slika 2.4. Transformacija nesimetričnog sustava na direktni, inverzni i nulti sustav.....	9
Slika 2.5. Smjer struja trećeg harmonika u trofaznom transformatoru [17]	11
Slika 2.6. Pokazatelji harmonijskog izobličenja	13
Slika 2.7. Utjecaj THD-a na Jouleov gubitke i gubitke u željezu [28]	17
Slika 3.1. Evolucija različitih uređaja za poboljšanje kvalitete električne energije [37]	26
Slika 3.2. Klasifikacija filtera aktivne snage prema konfiguraciji [37]	28
Slika 3.3. Princip rada paralelnog aktivnog filtera [37].....	29
Slika 4.1. Blokovska shema kosimulacijskog modela za određivanje parametara optimalnih postavki APF-a.....	48
Slika 4.2. Prikaz određivanja položaja pozicija čestice i pripadajući intenzitet vektora brzine	50
Slika 4.3. Model frekvencijske domene trošila [109]	52
Slika 4.4. Parametri kabela i zračnog voda.....	53
Slika 4.5. Parametri transformatora	55
Slika 4.6. Načini spajanja trošila na mrežu.....	55
Slika 4.7. Primjer DigSilent modela za trofazna četverožilna trošila	56
Slika 4.8. Primjer harmonijskog spektra trofaznog trošila	57
Slika 4.9. Dnevni dijagram opterećenja trošila na niskonaponskom izvodu	58
Slika 4.10. Model punjenja električnih vozila	59
Slika 4.11. Dijagram proizvodnje modela fotonaponskih elektrana.....	61
Slika 4.12. Model trofaznog trožilnog aktivnog filtera.....	61
Slika 4.13. Primjer harmonijskog spektra APF-a	62
Slika 4.14. Dijagram toka algoritama za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera u niskonaponskoj mreži	68
Slika 5.1. Ispitna niskonaponska mreža s pripadajućim kolateralima	72
Slika 5.2. Sabirnica KTS 16 0,4 kV	73
Slika 5.3. Karakteristične sabirnice	74
Slika 5.4. Dnevni dijagram opterećenja radijalnog niskonaponskog izvoda	75
Slika 5.5. Rezultati algoritma za odabir lokacije prvog APF-a	76

Slika 5.6. Rezultati algoritma za odabir druge lokacije APF-a.....	77
Slika 5.7. Rezultati razmještaja APF u ispitnoj mreži primjenom u 24 satnom intervalu	78
Slika 5.8. Odnos odabira prve lokacije o vremenu odabira čvorova i o opterećenju	79
Slika 5.9. Odnos odabira druge lokacije o vremenu odabira čvorova i o opterećenju	79
Slika 5.10. Odabira prve lokacije u vremenskom periodu više tarife.....	80
Slika 5.11. Odabira druge lokacije u vremenskom periodu više tarife.....	81
Slika 5.12. Stanje ispitne mreže u 00:00 h na karakterističnim sabirnicama prije pokretanja postupka optimizacije	83
Slika 5.13. Stanje ispitne mreže u 00:00 h u karakterističnim čvorovima prije pokretanja postupka optimizacije	84
Slika 5.14. Stanje ispitne mreže (spektar viših harmonika napona) u 00:00h na karakterističnim sabirnicama nakon pokretanja postupka optimizacije	85
Slika 5.15. Vrijednosti ukupnog THD _V u 00:00 h na svim čvorovima ispitne mreže prije i nakon pokretanja postupka optimizacije.....	86
Slika 5.16. Vrijednosti THD _V u fazi A u 00:00 h na karakterističnim sabirnicama prije i nakon pokretanja postupka optimizacije	86
Slika 5.17. Stanje ispitne mreže u 4:00 h na karakterističnim sabirnicama.....	87
Slika 5.18. Stanje ispitne mreže u 4:00 h na karakterističnim čvorovima	88
Slika 5.19. Vrijednosti THD _V u fazi A u 4:00 h u svim čvorovima ispitne mreže.....	89
Slika 5.20. Stanje ispitne mreže u 17:00 h na karakterističnim sabirnicama prije pokretanja postupka optimizacije	90
Slika 5.21. Stanje ispitne mreže u 17:00 h u karakterističnim čvorovima prije pokretanja postupka optimizacije	91
Slika 5.22. Stanje ispitne mreže u 17:00 h u karakterističnim sabirnicama nakon optimizacije	92
Slika 5.23. Stanje ispitne mreže u 17:00 h u karakterističnim čvorovima nakon optimizacijskog procesa	93
Slika 5.24. Vrijednosti ukupnog THD _V u 17:00 h na svim čvorovima ispitne mreže prije i nakon pokretanja postupka optimizacije	94
Slika 5.25. Vrijednosti THD _V u fazi B u 17:00 h na karakterističnim sabirnicama prije i nakon pokretanja postupka optimizacije	95
Slika 5.26. Stanje ispitne mreže u 14:00 h na karakterističnim sabirnicama prije optimizacije	96
Slika 5.27. Stanje ispitne mreže u 14:00 h u karakterističnim čvorovima prije optimizacije..	97

Slika 5.28. Stanje ispitne mreže u 14:00 h na karakterističnim sabirnicama nakon optimizacije	98
Slika 5.29. Stanje ispitne mreže u 14:00 h na karakterističnim čvorovima nakon optimizacijskog procesa.....	99
Slika 5.30. Vrijednosti THD_V u u 14:00 h u svim čvorovima ispitne mreže.....	101
Slika 5.31. Vrijednosti THD_V u fazi A u 14:00 h u svim čvorovima ispitne mreže.....	101
Slika 5.32. Stanje ispitne mreže u 13:00 h na karakterističnim sabirnicama prije pokretanja postupka optimizacije	103
Slika 5.33. Stanje ispitne mreže u 13:00 h u karakterističnim čvorovima prije pokretanja postupka optimizacije	104
Slika 5.34. Grafički prikaz obuhvata djelovanja APF- a iz čvora broj 41 u 17:00 h.....	106
Slika 5.35. Obuhvat djelovanja APF- a iz čvora broj 41 u 17:00 h	106
Slika 5.36. Grafički prikaz obuhvata djelovanja APF-a iz čvora broj 25 u 17:00 h.....	107
Slika 5.37. Svi dodijeljeni čvorovi APF-ova u optimizacijskom procesu i njihov obuhvat djelovanja.....	111
Slika P 1. Anketni upit o vrsti vozila	133
Slika P 2. Anketni upit o vlasništvu vozila.....	133
Slika P 3. Anketni upit o načinu upotrebe električnog vozila.....	134
Slika P 4. Anketni upit o kapacitetu baterije električnog vozila.....	134
Slika P 5. Anketni upit o potrošnji električnog vozila	135
Slika P 6. Anketni upit o mjestu punjenja električnog vozila.....	135
Slika P 7. Anketni upit o snazi priključka na mjestu punjenja električnog vozila.....	136
Slika P 8. Anketni upit o vremenu i načinu punjenja električnog vozila.....	136
Slika P 9. Anketni upit o prosječnoj dnevnoj potrošnji električnogvozila	137
Slika P 10. Anketni upit o frekvenciji punjenja električnog vozila	137

Popis tablica

Tablica 2.1. Veza simetričnih komponenti i harmonijskog reda $m=1,2,3 \dots N$	9
Tablica 2.2. Standardi kvalitete električne energije s ograničenjima vezanim uz više harmonike	21
Tablica 2.3. Vrijednosti pojedinih viših harmonika napona na mjestu predaje, u % U_n , [31].	22
Tablica 2.4. Norma IEC 61000	22
Tablica 3.1. Klasifikacija metaheurističkih algoritama	35
Tablica 3.2. Upotrebljavani ispitni sustavi	38
Tablica 5.1. Raspored modela na radijalnoj niskonaponskoj ispitnoj mreži	74
Tablica 5.2. Obuhvati djelovanja APF u svim vremenskim intervalima	110
Tablica P. 1.. Rezultati raspodjele modela neupravljivih trošila u ispitnoj mreži pomoću uniformne neprekidne distribucije	138
Tablica P. 2. Rezultati raspodjele modela upravljivih trošila u ispitnoj mreži pomoću uniformne neprekidne distribucije	139
Tablica P. 3. Rezultati raspodjele modela fotonaposnih sustava u ispitnoj mreži pomoću uniformne neprekidne distribucije	140

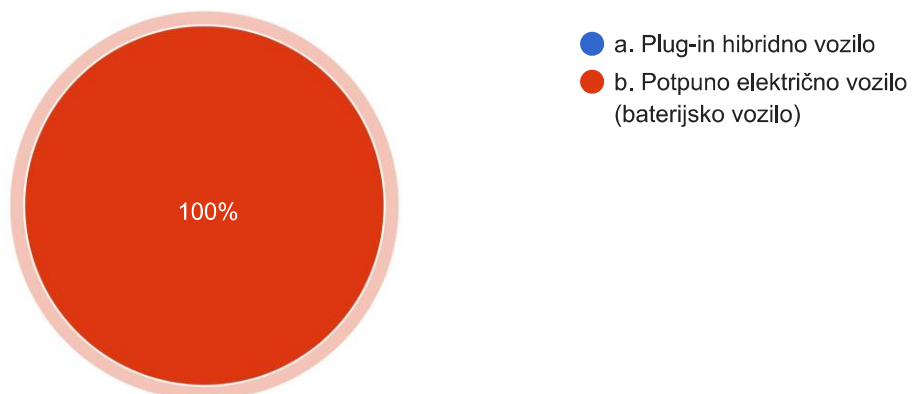
Popis kratica

- PQ - Kvaliteta električne energije (engl. *Power Quality*)
- IHD - Pojedinačno harmonijsko izobličenje
- THD - Ukupno harmonijsko izobličenje (engl. *Total Harmonic Distortion*)
- THD_I - Ukupno harmonijsko izobličenje struje (engl. *Total Harmonic Distortion of current*)
- THD_V - Ukupno harmonijsko izobličenje napona (engl. *Total Harmonic Distortion of voltage*)
- APF - Paralelni aktivni filter (engl. *Shunt active power filter*)
- PSO - Optimizacija rojem čestica (engl. *Particle Swarm Optimization*)
- FNE - fotonaponske elektrane
- ODS - Operator distribucijskog sustava
- HEP - Hrvatska elektroprivreda
- SL - Referentni čvor (engl. *Slack Bus, Swing ili Reference Bus*)
- OD - obuhvat djelovanja

Prilozi

Molim Vas navedite tip Vašeg električnog vozila:

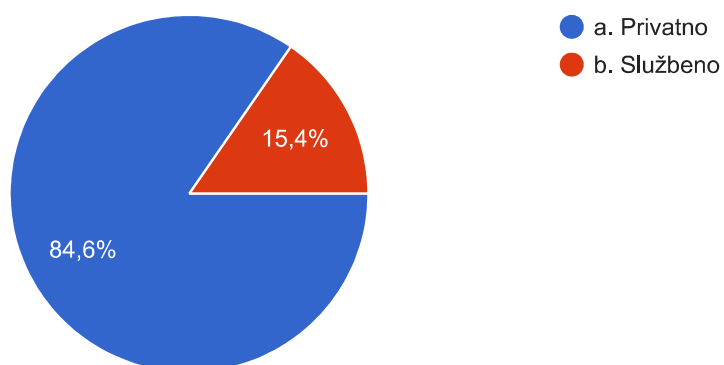
26 odgovora



Slika P 1. Anketni upit o vrsti vozila

Molim Vas navedite vlasništvo električnog vozila koje koristite:

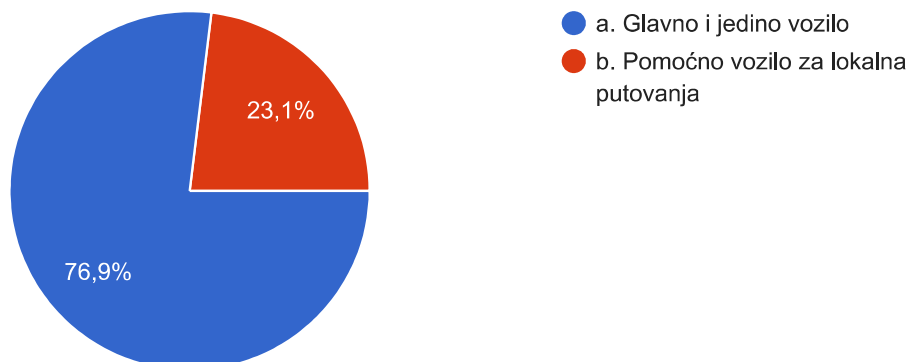
26 odgovora



Slika P 2. Anketni upit o vlasništvu vozila

Na koji način koristite Vaše električno vozilo?

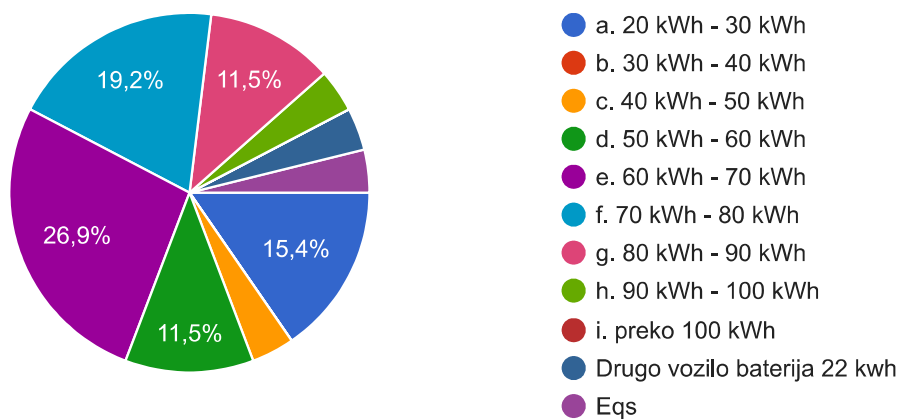
26 odgovora



Slika P 3. Anketni upit o načinu upotrebe električnog vozila

Koliki je kapacitet baterije Vašeg električnog vozila u kWh (ako Vam nije poznat kapacitet baterije unesite koji tip i marku električnog vozila koristite)?

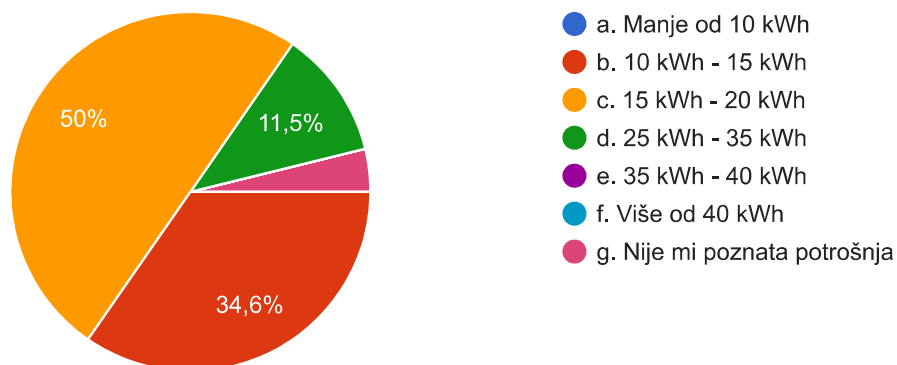
26 odgovora



Slika P 4. Anketni upit o kapacitetu baterije električnog vozila

Kolika je stvarna prosječna potrošnja Vašeg električnog vozila na prijeđenih 100 km u kWh?

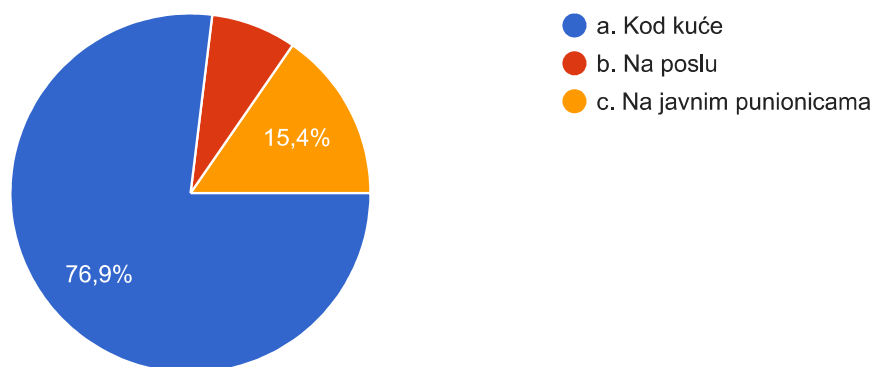
26 odgovora



Slika P 5. Anketni upit o potrošnji električnog vozila

Gdje najčešće punite Vaše električno vozilo?

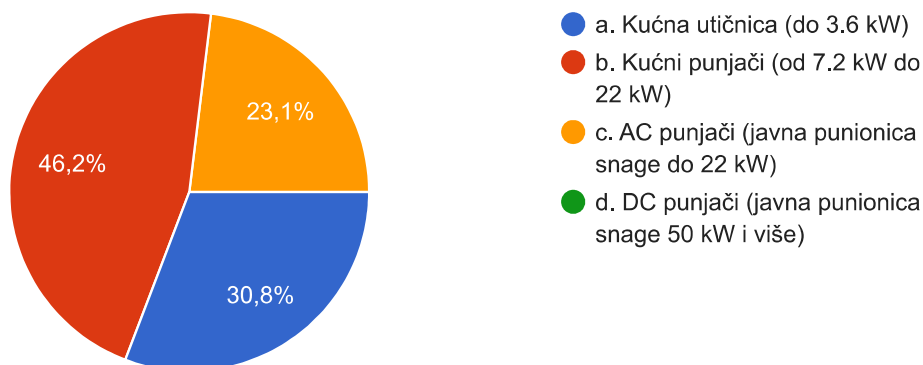
26 odgovora



Slika P 6. Anketni upit o mjestu punjenja električnog vozila

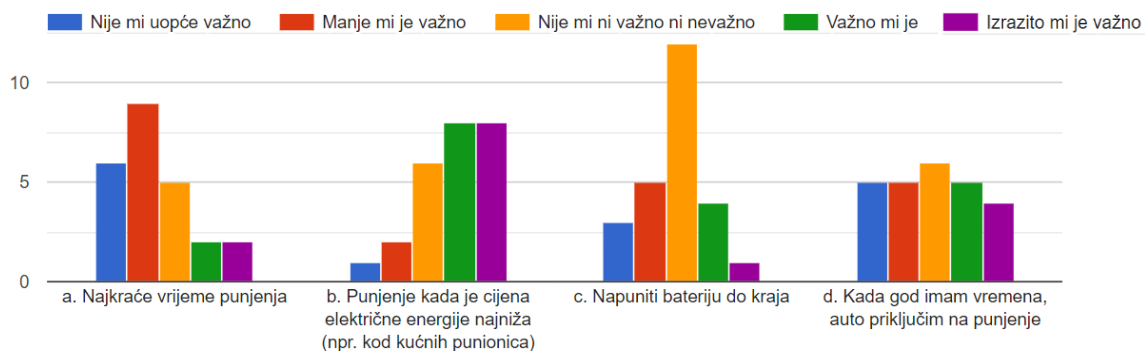
Na koji način najčešće punite Vaše električno vozilo?

26 odgovora



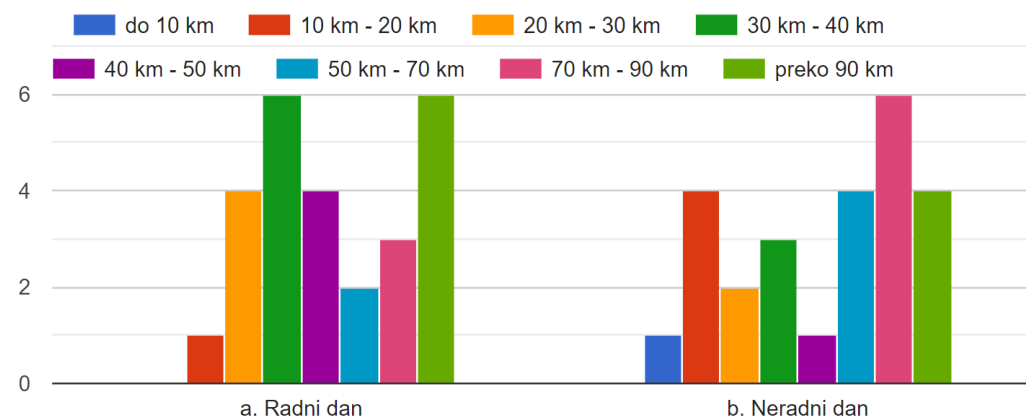
Slika P 7. Anketni upit o snazi priključka na mjestu punjenja električnog vozila

Prilikom punjenja Vašeg električnog vozila na kućnoj punionici navedite koliko Vam vam je važno sljedeće:



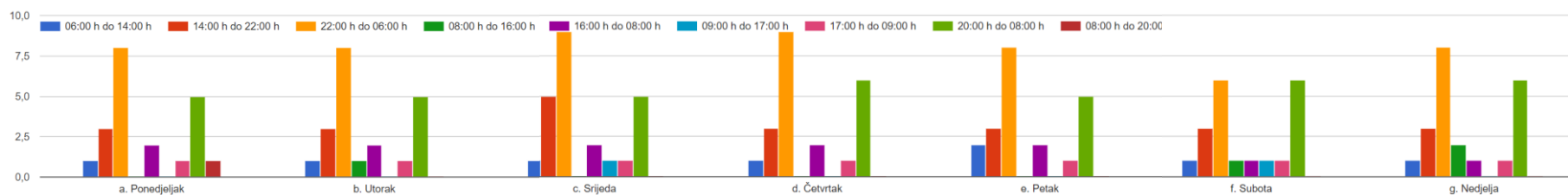
Slika P 8. Anketni upit o vremenu i načinu punjenja električnog vozila

Koliko prosječno dnevno prelazite kilometara Vašim električnim vozilom?



Slika P 9. Anketni upit o prosječnoj dnevnoj potrošnji električnog vozila

Kojim danima i u koje doba dana najčešće puniti Vaše električno vozilo na kućnoj punionici (moguće odabir višestrukog odgovora)?



Slika P 10. Anketni upit o frekvenciji punjenja električnog vozila

Tablica P. 1.. Rezultati raspodjele modela neupravljivih trošila u ispitnoj mreži pomoću uniformne neprekidne distribucije

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
B	D	A	D	D	C	C	B	D	B
0,0064 6614	0,0097 2091	0,0148 5253	0,0232 9181	0,0393 2072	0,0398 6635	0,0479 3962	0,0536 1707	0,0758 304	0,0775 1008
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
D	C	A	C	D	A	A	A	A	C
0,1054 7504	0,1222 6166	0,1222 6446	0,1411 4489	0,1503 3028	0,1580 1462	0,1654 457	0,1771 671	0,2279 6776	0,2366 7823
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
C	A	D	C	C	A	A	C	D	D
0,2370 535	0,2407 9961	0,2431 855	0,2488 5833	0,2649 0189	0,2790 7865	0,2980 3614	0,3074 5061	0,3362 0341	0,3414 8128
31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
C	A	C	A	B	C	C	A	D	B
0,3466 8756	0,3623 3702	0,3635 4564	0,4055 9552	0,4115 4776	0,4206 8419	0,4522 7515	0,4614 2673	0,4894 4455	0,5002 8392
41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
D	C	B	A	B	B	D	A	A	D
0,5015 8849	0,5071 2664	0,5091 2329	0,5207 6854	0,5238 7219	0,5245 4007	0,5386 7999	0,5453 2658	0,5638 2577	0,5764 4937
51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
A	B	B	B	C	C	D	B	D	B
0,5783 7934	0,5789 4976	0,6016 2293	0,6069 1096	0,6079 4777	0,6206 9191	0,6363 22	0,6665 9994	0,6913 2723	0,6941 7149
61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
A	B	C	B	C	A	C	D	D	A
0,6965 8931	0,7007 1528	0,7058 8961	0,7174 8556	0,7211 1172	0,7265 0045	0,7321 5325	0,7361 7253	0,7413 1258	0,7500 1066
71	72	73	74	Redni brojevi označavaju čvorove u ispitnoj mreži A, B, C i D označavaju modele neupravljivih trošila					
B	D	C	B						
0,7508 2419	0,7551 3256	0,7592 0033	0,7638 5651						

Tablica P. 2. Rezultati raspodjele modela upravljivih trošila u ispitnoj mreži pomoću uniformne neprekidne distribucije

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	EV	0	EV	0	0	0	0	0	0
0,0129 57	0,0164 2	0,0371 47	0,0466 49	0,0490 52	0,0959 75	0,0966 86	0,1050 25	0,1137 81	0,1205 3
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0,1306 49	0,1329 09	0,1436 81	0,1851 22	0,1913 38	0,1939 25	0,2014 06	0,2122 62	0,2142 76	0,2354 53
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
0	EV	0	EV	EV	0	0	0	0	0
0,2433 41	0,2550 37	0,2581 9	0,2695 18	0,2803 1	0,3052 67	0,3095 85	0,3124 55	0,3203 49	0,3261 7
31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
0	0	0	EV	0	0	0	0	EV	0
0,3297 4	0,3341 66	0,4108 82	0,4523 01	0,4530 98	0,4627 29	0,4799 7	0,4831 76	0,4857 6	0,4918 99
41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
0	0	0	0	EV	EV	EV	0	0	0
0,4919 02	0,5048 65	0,5093 99	0,5474 97	0,5650 43	0,5711 31	0,5754 46	0,5799 5	0,6030 6	0,6044 61
51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0,6079 87	0,6112 61	0,6146 06	0,6173 33	0,6502 8	0,7082 71	0,7197 74	0,7241 35	0,7394 87	0,7415 88
61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
EV	0	EV	0	0	0	EV	0	0	0
0,7498 17	0,7503 44	0,7695 56	0,7789 82	0,8195 81	0,8226 25	0,8430 77	0,8533 69	0,8562 27	0,9370 57
71	72	73	74	Redni brojevi označavaju čvorove u ispitnoj mreži EV - označava modele upravljivih trošila					
0	0	0	EV						
0,9391 63	0,9765 33	0,9795 19	0,9936 79						

Tablica P. 3. Rezultati raspodjele modela fotonaponskih sustava u ispitnoj mreži pomoću uniformne neprekidne distribucije

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	0	0	0	FNE	FNE	0	0	0	0
0,0128 3399	0,0219 3803	0,0370 0494	0,0423 2337	0,0447 3646	0,0544 4602	0,0613 1855	0,0743 7873	0,0929 187	0,1004 6373
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
0	0	0	0	0	0	0	FNE	0	0
0,1031 2706	0,1123 6501	0,1141 8786	0,1415 2895	0,1481 9518	0,1483 601	0,1539 8052	0,1731 4433	0,1846 5132	0,1878 1306
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
0	0	0	FNE	0	0	0	0	0	0
0,1968 8337	0,2147 8013	0,2350 7182	0,2448 1057	0,2455 2465	0,2550 4351	0,2599 644	0,2730 8371	0,2756 6211	0,2822 2269
31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
0	0	0	0	FNE	0	0	0	0	0
0,3014 8637	0,3030 1835	0,3341 5005	0,3457 9118	0,3481 7292	0,3490 3677	0,3508 2213	0,3781 7228	0,3899 4808	0,4770 5895
41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
0	0	0	0	0	0	FNE	FNE	0	0
0,4910 2011	0,5175 5406	0,5196 7776	0,5475 4075	0,5670 6802	0,5719 0986	0,5789 6789	0,6608 7043	0,6619 9829	0,6866 1958
51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
FNE	0	0	FNE	0	0	0	0	0	0
0,7076 4982	0,7111 3598	0,7113 1493	0,7491 0368	0,7579 8193	0,7675 4028	0,7736 5066	0,7866 1832	0,7927 1369	0,7942 8963
61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
0	FNE	FNE	FNE	0	FNE	0	0	0	0
0,8442 2111	0,8493 2325	0,8638 8791	0,9057 1093	0,9133 9154	0,9157 9961	0,9247 527	0,9367 708	0,9493 2409	0,9497 2979
71	72	73	74	Redni brojevi označavaju čvorove u ispitnoj mreži FNE - označava modele fotonaponskih elektrana					
0	0	0	FNE						
0,9575 7881	0,9626 0943	0,9675 5774	0,9941 5322						

Sažetak

U doktorskom rada razvijen je i prikazan kosimulacijski model za određivanje parametara i optimalnih postavki paralelnog aktivnog filtera snage u nesimetričnoj niskonaponskoj mreži. Razvijeni model mreže sa svim kreiranim modelima trošila i modelima izvora u optimizacijskom procesu izvodi se 24 puta za 24 vremenska intervala. Izvršavanje optimizacijskog procesa izvršeno je pomoću algoritama za određivanje optimalnih postavki aktivnih filtera snage u niskonaponskoj mreži koji prati navedenu satnu promjenu opterećenja u jednom danu u svakom čvoru ispitne mreže. Algoritam kao optimizacijsku metodu upotrebljava metodu optimizacije roja čestica te s kreiranom varijabilnosti prolazi kroz različita stanja niskonaponske mreže. Tijekom svih vremenskih intervala algoritam s metodom optimizacije roja čestica određuje lokaciju te parametre i optimalne postavke paralelnih aktivnih filtera u niskonaponskoj mreži.

Određivanje i vrednovanjem razvijenog sustava promatra se u karakterističnim trenutcima kada nastupaju određena stanja ispitne mreže. Karakteristični promatrani trenutci definirani su iz dobivenih rezultata vrednovanja optimizacijske metode. Kreirana promjena opterećenja u mreži utjecalo je na odluku odabira lokacije te dovela do određivanja obuhvata djelovanja APF-a. Definiranje područja djelovanja kao i kriteriji za adekvatnost primjene aktivnog filtera naglašavaju važnosti integracije APF-ova u niskonaponsku distribucijsku mrežu.

Ključne riječi: paralelni aktivni filter, optimizacija rojem čestica, algoritam za određivanje optimalnih postavki paralelnog aktivnog filtera, obuhvat djelovanja aktivnog filtera.

Abstract

In the doctoral thesis, a co-simulation model was developed and presented for determining the parameters and optimal settings of shunt active power filters in a nonlinear low-voltage network. The developed network model with all created models of consumers and models of sources in the optimization process is performed 24 times, for 24 time intervals. The optimization process was carried out using algorithms for determining the optimal settings of active power filters in the low-voltage network, which monitors the specified hourly load change in one day in each node of the test network. The algorithm uses the particle swarm optimization method as an optimization method, and with the created variability it goes through different states of the low-voltage network. During all time intervals, the algorithm with the particle swarm optimization method determines the location, parameters and optimal settings of shunt active filters in the low-voltage network.

Determination and evaluation of the developed system is observed at characteristic moments when certain conditions of the test network occur. The characteristic observed moments are defined from the obtained evaluation results of the optimization method. The created loads change in the network influenced the decision to select the location and led to the determination of the scope of APF activities. Defining the area of operation as well as the criteria for the adequacy of the application of the active filter emphasize the importance of integrating APFs into the low-voltage distribution network.

Keywords: shunt active filter, particle swarm optimization, algorithm for determining the optimal settings of the shunt active filter, scope action of the active power filter.

Životopis

Mario Primorac rođen je 31. siječnja 1979. godine u Osijeku, oženjen je te otac troje djece. Osnovnu školu završio je 1993. godine i iste godine upisuje srednju Elektrotehničku i prometnu školu Osijek na smjeru Elektrotehničar. Nakon završene srednje škole upisuje viši studij na Elektrotehničkom fakultetu Sveučilišta J.J. Strossmayera u Osijeku gdje uspješno diplomira 2003. g. na Zavodu za elektroenergetiku. Nastavlja studiranje na diplomskom studiju Elektrotehničkog fakulteta Sveučilišta J.J. Strossmayera u Osijeku te uspješno završava 2007. godine. Iste godine zapošljava se u Saponiji d.d. gdje radi na poslovima projektiranja i održavanja proizvodnog pogona. Osim navedene tvrtke radio je u tvrtkama Zavod za unapređenje sigurnosti d.d. te u Centru energije d.o.o. kao voditelj odjela za integraciju fotonaponskih sustava.

Na Elektrotehničkom fakultetu Sveučilišta J.J. Strossmayera u Osijeku zapošljava se 2013. godine kao laborant te uskoro prelazi na mjesto stručnog suradnika. Trenutno je zaposlen kao stručni savjetnik u Laboratoriju za Elektromagnetsku kompatibilnost na Zavodu za elektroenergetiku Fakulteta elektrotehnike računarstva i informacijski tehnologija Osijek. Uže područje istraživanja vezana su za kvalitetu električne energije u elektroenergetskim mrežama kao i obnovljivi izvori energije. Objavio je veći broj znanstvenih radova u međunarodnim i domaćim časopisima te na konferencijama. Također sudjeluje na više međunarodnih i domaćih projekata i održava nastavu iz više kolegija na preddiplomskim i diplomskim studijskim programima iz područja elektroenergetskih postrojenja, integracije obnovljivih izvora energije s naglaskom na kvalitetu električne energije i signala i sustava.