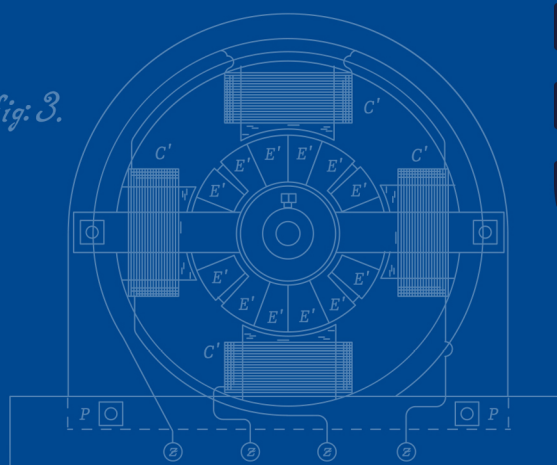




fig. 3.



ISSN 3009-2892 (Online)

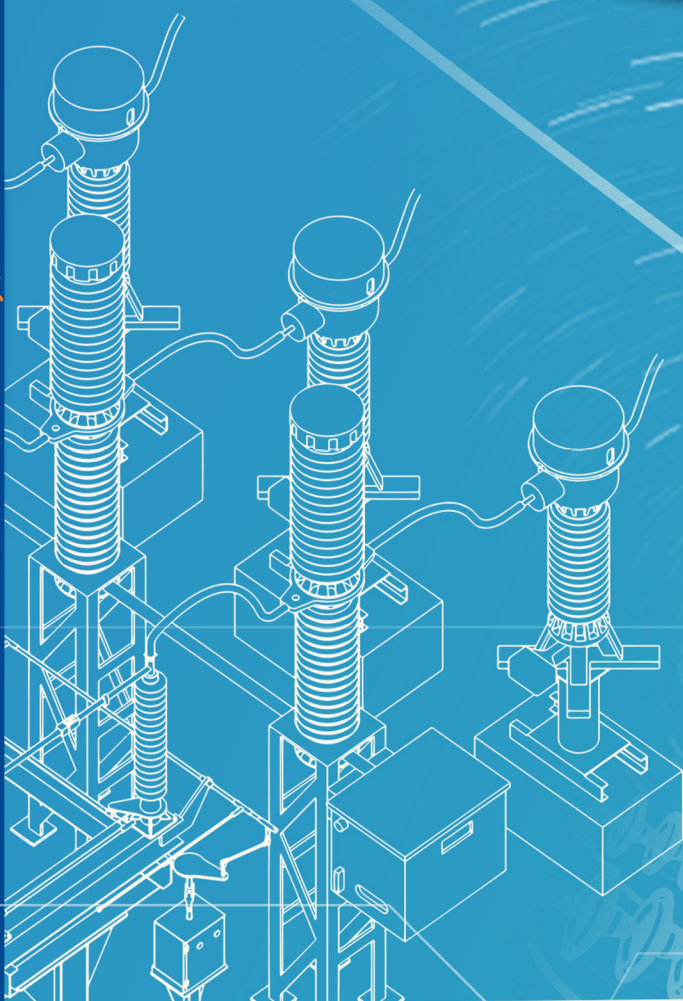
UDK 620.9
621.31

Elektroprivreda

Electric Power Industry Journal

2025

Godina 3, Broj 2
Volume 3, Issue 2



SPECIJALNO
IZDANJE



CIREĐ Srbija



Elektroprivreda

Electric Power Industry Journal



Naučno-stručni časopis Akcionarskog društva „Elektroprivreda Srbije”
u suizdavaštvu sa Elektrotehničkim institutom „Nikola Tesla” Beograd



Godina 3, Broj 2

Sadržaj

Impresum	
Reč Uredništva	65-65
Reč gostujućeg urednika	66-66
Članci	
Marko M. Šućurović, Dardan O. Klimenta, Dragan S. Tasić Određivanje temperature i struje zemljospoja paralelnog provodnika uzemljenja energetskih kablova sa metalnim ekranima uzemljenim na jednom kraju	67-77
Dušan Vukotić, Božidar Ćirić, Stojan Šiškoski Evolucija koncepta automatizacije kablovske srednjenaponske elektrodistributivne mreže	78-98
Danijel Davidović, Dalibor Crnoja, Sreten Davidov Identifikacija faza i prekida u niskonaponskim mrežama na osnovu podataka o događajima registrovanim u pametnim brojlilima	99-105
Katarina Kovačević, Uroš Ognjenović Predviđanje regulatorno dozvoljenog prihoda u funkciji opštih pokazatelja kvaliteta funkcionisanja distributivnog sistema	106-115
Dodatak – prilozi	
Uređivačka politika i tematske oblasti časopisa	116-116
Kategorizacija (rangiranje) rukopisa	117-117
Detaljno uputstvo autorima o načinu pripreme članka	118-122

ISSN 3009-2892 = Elektroprivreda (Online)

IZVRŠNI IZDAVAČ

AKCIONARSKO DRUŠTVO „ELEKTROPRIVREDA SRBIJE” BEOGRAD

11 000 Beograd, Balkanska 13

Elektronska prezentacija: www.eps.rs

Telefon Uredništva: +381-11-365-23-63

Imejl: epijournal.editor@eps.rs

Veb-platforma Časopisa: <https://epijournal.eps.rs>

SUIZDAVAČ

ELEKTROTEHNIČKI INSTITUT „NIKOLA TESLA” BEOGRAD

11 000 Beograd, Koste Glavinića 8a

Elektronska prezentacija: www.ieent.org

Telefon: +381-11-39-52-000

Telefaks: +381-11-36-90-487

ZA IZVRŠNOG IZDAVAČA

Dušan Živković, dipl. inž. el.

Generalni direktor EPS AD

ZA SUIZDAVAČA

Dr Dragan Kovačević, dipl. inž. el.

Direktor ETI „Nikola Tesla”

GLAVNI I ODGOVORNI UREDNIK

Dr Vladimir M. Šiljkut, dipl. inž. el.

IZDAVAČKI SAVET

Dr Dragan Kovačević, Elektrotehnički institut „Nikola Tesla” Beograd

Nebojša Petrović, „Elektromreža Srbije” AD Beograd, predsednik CIGRE Srbija

Vanr. prof. dr Željko Popović, FTN Novi Sad, predstavnik CIRED Srbija

Mr Nenad Šijaković, „Elektromreža Srbije” AD Beograd

Mr Dušan Vukotić, „Elektro distribucija Srbije” DOO Beograd

Prof. dr Vladimir A. Katić, profesor u penziji FTN Novi Sad, predsednik Uređivačkog odbora

Dr Vladimir M. Šiljkut, „Elektroprivreda Srbije” AD Beograd, glavni i odgovorni urednik

UREĐIVAČKI ODBOR

Prof. dr Vladimir A. Katić, profesor u penziji FTN Novi Sad, predsednik

Prof. dr Dragutin D. Salamon, profesor u penziji ETF Beograd, zamenik predsednika

Prof. dr Aleksandar Gajić, Akademija inženjerskih nauka Srbije (AINS),
profesor u penziji Mašinskog fakulteta Beograd

Prof. dr Jovan Nahman, AINS, profesor u penziji ETF Beograd

Prof. dr Nikola Rajaković, predsednik Saveza energetičara Srbije, profesor u penziji ETF Beograd

Prof. dr Mladen Kezunović, Texas A&M University

Prof. dr Miroslav Begović, Texas A&M University

Prof. dr Jovica Milanović, University of Manchester, School for Electrical Engineering

Prof. dr Vladimir Terzija, Newcastle University

Prof. dr Boris Dumnić, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad

Prof. dr Luka Strezoski, Fakultet tehničkih nauka, Novi Sad

Prof. dr Dragan Tasić, Elektronski fakultet, Niš

Prof. dr Lidija Korunović, Elektronski fakultet, Niš

Prof. dr Dragana Životić, Rudarsko-geološki fakultet, Beograd

Prof. dr Mića Jovanović, Tehnološko-metalurški fakultet, Beograd

Vanr. prof. dr Tina Dašić, Građevinski fakultet, Beograd

Doc. dr Jelena Ponoćko, Go2Power Consulting i University of Manchester, School for Electrical Engineering

Dr Ana Dajić, Tehnološko-metalurški fakultet, Beograd

Dr Dragoslav Perić, honorarni konsultant, Beograd

Dr Saša M. Stojković, Akademija tehničko-umetničkih strukovnih studija, Beograd

Dr Dragan Kovačević, Elektrotehnički institut „Nikola Tesla”, Beograd

Dr Ninel Čukalevski, Institut „Mihajlo Pupin”, Beograd

Dr Milinko Radosavljević, Rudarski institut, Beograd

Dr Marija Đorđević, „Elektromreža Srbije” AD, Beograd

Dr Jasna Marković Petrović, EPS AD, Beograd

Dr Rada Krgović, EPS AD, Beograd
Dr Vladimir Đorđević, EPS AD, Beograd
Dr Milorad Pantelić, EPS AD, Beograd
Dr Milisav Tomić, EPS AD, Beograd
Mr Dragan Vlasisavljević, Beograd
Mr Aleksandar Jakovljević, EPS AD, Beograd
Mr Nikola Obradović, „Elektromreža Srbije” AD, Beograd
Vladan Ristić, „Elektromreža Srbije” AD, Beograd
Radovan Stanić, EPS AD, Beograd
Biljana Stekić Jovanović, EPS AD, Beograd
Jovan Ilić, EPS AD, Beograd
Milan Đorđević, EPS AD, Beograd
Radoš Čabarkapa, Elektroenergetski koordinacioni centar, Beograd
Aleksandar Latinović, EPS AD, Beograd
Željko Lazarević, EPS AD, Beograd

GOSTUJUĆI UREĐIVAČKI ODBOR SPECIJALNOG IZDANJA

(Izdanje posvećeno najzapaženijim radovima na 14. savetovanju CIRED Srbija 2024)

Dr Zoran Simendić, predsednik CIRED Srbija, gostujući glavni urednik
Dr Maja Grbić, sekretar Stručne komisije STK-1 CIRED Srbija, gostujući urednik
Prof. dr Vladimir Katić, predsednik STK-2 CIRED Srbija, gostujući urednik
Mr Zoran Ristanović, član STK-3 CIRED Srbija, gostujući urednik
Vanr. prof. dr Željko Popović, predsednik STK-4 CIRED Srbija, gostujući urednik
Dr Aleksandar Janjić, predsednik STK-5 CIRED Srbija, gostujući urednik
Dr Nenad Katić, predsednik STK-6 CIRED Srbija, gostujući urednik

TEHNIČKO UREDNIŠTVO

Razvoj, dizajn i uređivanje veb-platforme

Igor Medenica (ED Srbije DOO)
Danilo Mijatović
Radovan Brajović

Lektor i korektor

Milesa Karadžić

Prevodioci

Jasna Đurović
Srđan Bugarić
Ivana Jevtović
Sunčica Đokić Krstić
Ranka Mladenović

Tehnički sekretarijat

Mr Angelina Milovanović
Dejana Kosanović

Časopis „Elektroprivreda“ – *Electric Power Industry Journal*
izlazi dvaput godišnje, isključivo u elektronskom obliku,
na <https://epijournal.eps.rs> i tipa je *Open Access*



Sadržaj časopisa dostupan je u otvorenom pristupu, u skladu sa licencom CC BY-NC-ND 4.0:
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>

COBISS.SR-ID - 121874441

UVODNA REČ UREDNIŠTVA

Poštovani čitaoci i saradnici,

Pred vama je novi broj časopisa „Elektroprivreda” – *Electric Power Industry Journal*, četvrti po redu od obnove izdavanja časopisa i objavljivanja njegovog prvog elektronskog izdanja, pre dve godine (2. avgusta 2023). Ovoga puta, u pitanju je još jedno specijalno izdanje, u kome objavljujemo proširene i unapređene rukopise četiri odabrana konferencijska rada koja su nagrađena na 14. nacionalnom savetovanju CIRED Srbija sa regionalnim učešćem.

U prvom članku su analizirani podzemni jednožilni kablovi, položeni u trougaonoj formaciji, sa metalnim ekranima koji su galvanski spojeni i uzemljeni samo na jednom kraju. Obrazložen je razlog za primenu paralelnog provodnika uzemljenja (PPU) kod kablovskih vodova sa ovakvim načinom vezivanja metalnih ekrana. Izložen je postupak za procenu temperature i minimalnog poprečnog preseka PPU, i maksimalne dozvoljene struje zemljospoja u funkciji rastojanja PPU od kablovskog voda. Za proračun temperature korišćena je metoda konačnih elemenata. Dat je detaljan uvid u aspekte koje treba uzeti u obzir prilikom primene PPU. Rezultati ovog istraživanja mogu biti veoma korisni za širu stručnu javnost koja je zainteresovana za problematiku elektroenergetskih kablova.

Drugi članak prikazuje razvoj koncepta automatizacije srednjenaponske elektrodistributivne mreže (SN EDM), od decentralizovanog pristupa i integracije u sistem daljinskog upravljanja (SDU), ka funkcionalnim unapređenjima, uslovljenim i omogućenim intenzivnom digitalizacijom. Tekst stavlja akcenat i na zahteve za pouzdanost napajanja kao podstrek za dodatnu automatizaciju. Razvoj je moguć u pravcu poludecentralizovane koncepcije sa mrežnim kontrolerima, ali i prema koncepciji bez njih, sa predefinisanim aplikativnim algoritmom u okviru ugrađene i integrisane opreme za automatizaciju SN EDM. U članku su analizirana i upoređena primenjena rešenja, sa osvrtom na njihove prednosti i uočene nedostatke.

Naredni tekst razmatra problematiku digitalizacije niskonaponske (NN) EDM, uvođenjem „pametnih” brojila električne energije. Njihova sposobnost da prate, kontrolišu i – gotovo u realnom vremenu – pružaju podatke o većem broju veličina i funkcija, otvara nove mogućnosti operatorima distributivnog sistema (ODS), kao što su uvid u događaje na mreži i njihova analiza. Članak je stoga posvećen identifikaciji faza i prekidâ napajanja u NN mrežama na osnovu podataka u vezi sa događajima koje registruju „pametna” brojila.

Poslednji članak pruža prikaz mogućih posledica po ODS u slučaju odstupanja od zadatih parametara kvaliteta. Ovaj tekst ističe važnu i aktuelnu temu reforme regulatornih mehanizama u energetsom sektoru i pruža konkretan model koji povezuje kvalitet usluge i finansijske podsticaje. Kao primer, opisana je *Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije* u Crnoj Gori, odnosno onaj njen deo koji se odnosi na ciljne vrednosti opštih pokazatelja kvaliteta isporuke električne energije (posmatrano i tretirano preko parametra SAIDI).

Nadajući se da će vam ovakav sadržaj ovog broja biti zanimljiv i od koristi, ponavljamo naš ljubazan poziv na aktivno učešće čitalačke publike. Uredništvu možete dostaviti rukopise članaka, ali i diskusija, polemika ili ličnih stavova u vezi sa već objavljenim tekstovima i konkretnim stručnim i naučnim problemima i pitanjima koja su u njima razmatrana. Rado ćemo razmotriti sve materijale koje i ubuduće budemo primali i sagledati mogućnost za njihovo objavljivanje u narednom broju Časopisa.

U ime Uredništva,



Dr Vladimir Šiljkut
Glavni i odgovorni urednik

REČ GOSTUJUĆEG UREDNIKA

Poštovani čitaoci,

Pred vama se nalazi novi broj časopisa „Elektroprivreda”. Reč je o njegovom specijalnom izdanju, posvećenom tematikama odabranih nagrađenih radova sa 14. savetovanja koje je u septembru 2024. godine, na Kopaoniku, organizovao naš nacionalni komitet za elektrodistributivne mreže, CIRED Srbije.

Podsećamo da nacionalni komitet CIRED Srbije, po uzoru na međunarodni CIRED (*Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution*), ima šest svojih stručnih komisija (STK):

- STK 1 – Komponente mreža;
- STK 2 – Kvalitet električne energije u elektrodistributivnim sistemima;
- STK 3 – Zaštita i upravljanje elektrodistributivnim mrežama;
- STK 4 – Distribuirana proizvodnja i efikasno korišćenje električne energije;
- STK 5 – Planiranje distributivnih sistema;
- STK 6 – Tržište električne energije i deregulacija.

Nacionalna savetovanja sa regionalnim učešćem održavaju se svake parne kalendarske godine. Tom prilikom svaka STK dodeljuje nagradu za najzapaženiji rad u oblastima elektrodistributivne delatnosti iz svog delokruga rada. Osim toga, postoji mogućnost dodele i sedme nagrade, koja se dodeljuje na nivou celog nacionalnog komiteta CIRED Srbije, za rad koji prikazuje tehničku inovaciju. I na 14. savetovanju je to bio slučaj – dodeljena je i ta nagrada.

Autori većine radova nagrađenih u septembru 2024. odazvali su se zajedničkom pozivu stalnog Uredništva časopisa i rukovodstva CIRED Srbije i dostavili su rukopise sa proširenim i unapređenim verzijama svojih radova. Kao i u prvom broju obnovljenog časopisa „Elektroprivreda”, posvećenom tematikama nagrađenih radova sa prethodnog, 13. savetovanja CIRED Srbije 2022, i ovoga puta je svaki od rukopisa tekstualno proširen za najmanje trećinu u odnosu na nagrađeni rad, kvalitativno unapređen i dodatno, detaljno recenziran, po istoj proceduri koja je predviđena za rukopise kandidovane za objavljivanje u redovnim izdanjima „Elektroprivrede”. Nakon usaglašavanja autora sa recenzentima i obavljene lekture, pred vama se nalazi izbor onih nagrađenih radova, autora iz Srbije, Crne Gore i Slovenije, čiji su prošireni i unapređeni rukopisi obezbedili najmanje dve pozitivne recenzije i dobili konačno odobrenje za objavljivanje.

Ovom publikacijom, CIRED Srbija nastavlja saradnju sa „Elektroprivredom” kao partnerskim časopisom, na korist i zadovoljstvo svih, a pre svega – nadamo se – nagrađenih autora i čitalačke publike. Verujemo da će članci objavljeni u ovom, specijalnom broju časopisa biti od interesa za stručnu javnost, da će dati naučni i stručni doprinos elektrodistributivnoj delatnosti i elektroenergetici generalno, i podstaći autore iz Srbije i drugih zemalja da i ubuduće objavljuju svoje radove u časopisu „Elektroprivreda”.

U ime Gostujućeg uređivačkog odbora
specijalnog izdanja Časopisa,



Dr Zoran Simendić
Gostujući glavni urednik,
predsednik CIRED Srbije

Marko M. Šućurović¹, Dardan O. Klimenta², Dragan S. Tasić³

Određivanje temperature i struje zemljospoja paralelnog provodnika uzemljenja energetskih kablova sa metalnim ekranima uzemljenim na jednom kraju

¹ Univerzitet u Kragujevcu, Fakultet tehničkih nauka u Čačku, Srbija*² Univerzitet u Prištini sa privremenim sedištem u Kosovskoj Mitrovici, Fakultet tehničkih nauka, Kosovska Mitrovica, Srbija³ Univerzitet u Nišu, Elektronski fakultet u Nišu, Srbija

Pregledni rad

Ključne poruke

- U radu su dati primeri kablovskih vodova sastavljeni od jednožilnih kablova velikog poprečnog preseka čiji su metalni ekrani uzemljeni samo na jednom kraju
- Opisani su razlozi za primenu paralelnog provodnika uzemljenja (PPU), kao i način proračuna njegovog minimalnog poprečnog preseka
- Numeričkom metodom izračunate su temperature PPU, a zatim su analitički određene maksimalne dozvoljene struje zemljospoja u funkciji rastojanja PPU od kablovskog voda

Kratak sadržaj

Kod kablovskog voda izrađenog od jednožilnih kablova velikih poprečnih preseka provodnika cirkulacione struje i gubici u metalnim ekranima mogu biti znatni. Ukoliko nema tehničkih i ekonomskih opravdanosti za izvođenje transpozicije metalnih ekrana, oni se mogu galvanski spojiti i direktno uzemljiti samo na jednom kraju voda. U tom slučaju dolazi do prekidanja provodnog puta za struje zemljospoja. Iz tog razloga je neophodna upotreba dodatnog zaštitnog provodnika, tj. paralelnog provodnika uzemljenja (PPU) kojim se galvanski povezuju lokalni uzemljivači na početku i na kraju voda. PPU se dimenzioniše tako da njegova izolacija ne bude toplotno ugrožena pri proticanju struje kvara. PPU se polaže zajedno sa energetskim kablovima i zbog toga može imati visoku početnu vrednost temperature. S tim u vezi, u ovom radu su izvršeni numerički proračuni temperature za PPU od bakra sa izolacijom od PVC i umreženog polietilena (XLPE). Proračuni su izvršeni za različita rastojanja između PPU i energetskih kablova. Nakon numerički izračunate temperature analitički su određene maksimalne dozvoljene struje zemljospoja koje se mogu pojaviti u PPU poprečnih preseka 240 i 300 mm². Proračuni su izvedeni sa jednožilnim energetskim kablovima tipa Cu/XLPE/CTS/PVC/AWA/PVC 19/33 kV (BS 6622), preseka provodnika 800 mm² i 1.000 mm², pod pretpostavkom da su položeni direktno u zemljište bez isušivanja. Takođe, pretpostavlja se da je zbog transpozicije izvedene na sredini voda eliminisana cirkulaciona struja u samom PPU.

Ključne reči

Metoda konačnih elemenata, metoda uzemljenja metalnih ekrana, paralelni provodnik uzemljenja, podzemni energetski kabl, trougaona formacija

Napomena:

Ovaj članak predstavlja proširenu, unapređenu i dodatno recenziranu verziju rada „Proračun minimalnog poprečnog preseka paralelnog provodnika uzemljenja za podzemne energetske kablove u trougaonoj formaciji sa metalnim ekranima uzemljenim na jednom kraju“, nagrađenog u Stručnoj komisiji STK-1 Komponente mreža, na 14. Savetovanju CIRED Srbija, Kopaonik, 16-20. septembra 2024.

Primljeno: 8. april 2025. Recenzirano: 18. maj 2025.

Izmenjeno: 2. jun 2025. Odobreno: 2. jul 2025.

* Korespondirajući autor: Marko Šućurović, +381640570801

E-mail: marko.sucurovic@ftn.kg.ac.rs

1. UVOD

Vrednost trajno dozvoljene struje srednjenaponskog kablovskog voda zavisi od temperature okolnog zemljišta, toplotne otpornosti tla, dubine polaganja kablova, kao i od konstrukcionih parametara kabla. Usled Džulovih (*Joule*) gubitaka u provodnim delovima (provodnik, metalni ekran, armatura) generiše se toplota. U metalnom ekranu gubici nastaju kao posledica postojanja cirkulacionih i vrtložnih struja, [1]. Kod jednožilnih kablova cirkulacione struje postoje ukoliko su metalni ekrani galvanski povezani i direktno uzemljeni na oba kraja kablovskog voda. U pojedinim situacijama neophodno je povećanje strujnog opterećenja kabla, što se između ostalog može učiniti smanjenjem gubitaka u metalnom ekranu. Gubici u metalnim ekranima se mogu smanjiti eliminisanjem cirkulacionih struja, a u tu svrhu primenjuju se različiti načini povezivanja i uzemljenja ekrana kao što su: transpozicija metalnih ekrana (eng. *Cross-bonding system*) i galvansko povezivanje i direktno uzemljenje metalnih ekrana kablova samo na jednom kraju (eng. *Single-point bonding system*). Primenom ova dva načina povezivanja i uzemljenja ekrana ne eliminišu se gubici u metalnim ekranima usled vrtložnih struja, [2].

Pri spajanju i uzemljenju metalnih ekrana na jednom kraju onemogućeno je proticanje struje kvara između dva lokalna uzemljivača koja se nalaze na početku i na kraju kablovskog voda. Iz tog razloga je kod ovakvog načina uzemljenja metalnih ekrana neophodno korišćenje paralelnog provodnika uzemljenja (PPU). PPU se polaže zajedno sa energetskim kablovima i to na odgovarajući način, u zavisnosti od formacije polaganja jednožilnih kablova, [3, 4]. Površina poprečnog preseka PPU, kao zaštitnog provodnika, mora imati odgovarajuću vrednost kako pri proticanju struje kvara ne bi došlo do oštećenja njegove izolacije. Pojedini standardi definišu minimalne poprečne preseke zaštitnih provodnika, čije vrednosti zavise od materijala i stvarnog poprečnog preseka faznog provodnika. Kao primer, mogu se navesti podaci iz [5], gde su vrednosti poprečnih preseka zaštitnih provodnika dati tablično. Minimalna površina poprečnog preseka zaštitnog provodnika, a samim tim i PPU, generalno se određuje primenom izraza za toplotni impuls (Džulov integral). Prema ovom izrazu uzimaju se u obzir intenzitet struje kvara (zemljospoja) i vreme trajanja kvara, kao i konstrukcioni parametri: materijal provodnika, materijal izolacije, početna i krajnja (maksimalno dozvoljena) temperatura izolacije, [5-7].

Početna vrednost temperature PPU zavisi od mesta njegovog polaganja, tj. od udaljenosti PPU od energetskog kabla. Gubici koji se u samom PPU mogu pojaviti zbog cirkulacione struje jesu posledica promenljivog magnetnog polja koje postoji u okolini jednožilnih kablova, [8]. Ako se na sredini trase voda izvrši transpozicija PPU, cirkulaciona struja postaje zanemarljiva, a samim tim i gubici u provodniku. Polaganje PPU uz sam kablovski vod koji je opterećen trajno dozvoljenom strujom predstavlja najnepovoljniji slučaj, jer je temperatura PPU tada najviša. Sa povećanjem rastojanja između PPU i energetskih kablova dolazi do smanjenja njegove temperature. Ukoliko se pri određivanju minimalnog poprečnog preseka PPU za

njegovu početnu temperaturu koristi vrednost temperature okolnog tla, može se napraviti određena greška jer se PPU nalazi u blizini kablovskog voda. Iz tog razloga su u ovom radu prikazani i komentarisani rezultati proračuna temperature i jednosekundne struje za PPU. Samim tim prikazan je uticaj pozicije PPU na vrednost početne temperature, a zatim i na dozvoljenu vrednost struje zemljospoja koja se može pojaviti u ovom provodniku. S obzirom na to da za jednožilne kablove sa velikim poprečnim presecima ($> 630 \text{ mm}^2$), [9], pojedini proizvođači preporučuju uzemljenje metalnih ekrana samo sa jedne strane, [10], primena PPU postaje nužna. Iz tog razloga je u ovom radu analizirana primena PPU kod podzemnih vodova sa kablovima tipa Cu/XLPE/CTS/PVC/AWA/PVC 19/33 kV sa provodnicima poprečnih preseka 800 mm^2 i 1.000 mm^2 .

U nastavku rada, u Poglavlju 2, predstavljene su metode uzemljenja metalnih ekrana kablova koje podrazumevaju primenu PPU. U Poglavlju 3 prikazan je postupak za proračun minimalnog poprečnog preseka PPU. Postupak numeričkog proračuna temperature energetskih kablova i PPU sa geometrijskim i toplotnim parametrima predstavljen je u Poglavlju 4. Na kraju su, u Poglavlju 5, prikazani i diskutovani rezultati numeričkog proračuna temperature energetskih kablova i PPU sa izolacijom od PVC i XLPE. Takođe, prikazani su i komentarisani rezultati proračuna jednosekundne struje kvara kroz PPU u zavisnosti od njegove pozicije.

2. PRIMENA PARALELNOG PROVODNIKA UZEMLJENJA KOD KABLOVSKIH VODOVA

Galvansko spajanje i direktno uzemljenje metalnih ekrana jednožilnih kablova na jednom kraju izvodi se u slučaju postojanja velikih vrednosti cirkulacionih struja pri direktnom uzemljenju metalnih ekrana na oba kraja. Ove struje se mogu eliminisati i primenom *cross-bonding* sistema vezivanja metalnih ekrana. Međutim, ukoliko nema tehničke mogućnosti i ekonomske opravdanosti za to, izvodi se uzemljenje metalnih ekrana na jednom kraju. Uzemljenje metalnih ekrana samo na jednom kraju obično se izvodi kod kablovskih vodova dužine do 500 m, [1]. Ograničenje dužine kablovskog voda sa ovakvim načinom uzemljenja metalnih ekrana neophodno je zbog pojave indukovano napona na neuzemljenom kraju voda, a koji može premašiti vrednost bezopasnog napona, [11]. U normalnom pogonu napon metalnog ekrana na uzemljenom kraju jednak je nuli i postepeno raste kako se ide ka neuzemljenom kraju, gde ima maksimalnu vrednost. Vrednost napona metalnog ekrana na neuzemljenom kraju direktno zavisi od dužine voda i jačine struje u provodniku kabla. Osim indukovanih opasnih napona, na neuzemljenim krajevima metalnih ekrana mogu se pojaviti i prenaponi uzrokovani zemljospojevima, [11], komutacijama ili atmosferskim pražnjenjima, [12]. Usled ovih prenapona direktno su ugroženi spoljašnji plaševi jednožilnih kablova. Iz tog razloga se na neuzemljenim krajevima metalnih ekrana postavljaju ograničavači

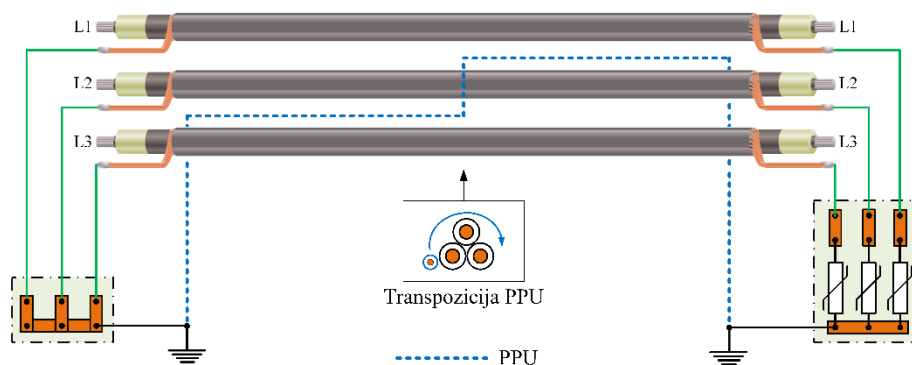
napona (odvodnici prenapona), kao što je to pokazano na Slici 1.

PPU se direktno vezuje za uzemljivače koji se nalaze na oba kraja kablovskog voda čime se obezbeđuje provodni put za struju zemljospoja. U slučaju kada kablovski vod povezuje komponente koje su deo istog postrojenja, tj. jednog uzemljivača, tada nema potrebe za instalacijom PPU, [3]. S obzirom na to da se PPU polaže paralelno sa jednožilnim kablovima, može doći do pojave cirkulacione struje u samom PPU, što je direktna posledica promenljivog magnetnog polja koje stvaraju trofazne struje za cirkulacionu struju formira se od PPU, jednog lokalnog uzemljivača, zemlje i drugog lokalnog uzemljivača. Da bi se ova cirkulaciona struja smanjila, vrši se transpozicija PPU na sredini trase voda (Slika 1). Ukoliko je neophodno, duž trase se vrši višestruka transpozicija PPU, [3]. Za slučaj da se na metalnom ekranu pri zemljospoju može pojaviti nedopustivo visoka vrednost prenapona, neophodno je izvršiti dodatno uzemljenje metalnih ekrana na sredini voda, [11].

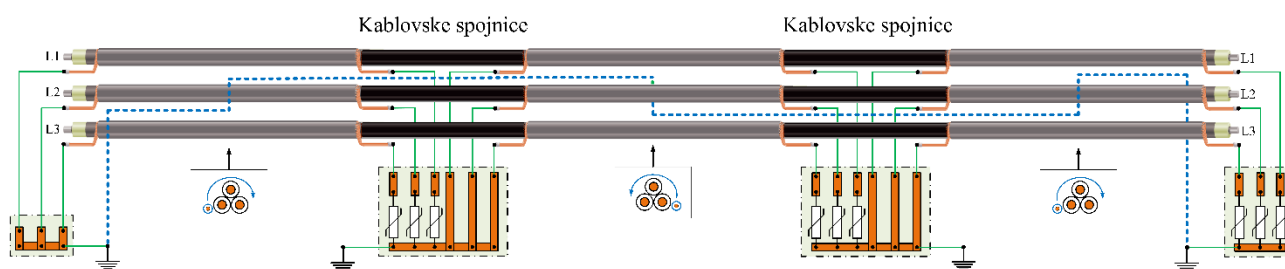
Ako se ovakav sistem uzemljenja metalnih ekrana želi primeniti kod relativno dugih kablovskih vodova, onda se čitava trasa voda mora podeliti na više sekcija, [12]. Na Slici 2 prikazan je primer kablovskog voda koji je podeljen na tri sekcije. U svakoj sekciji metalni ekrani su na jednom kraju galvaniski spojeni i direktno uzemljeni, dok su na drugom kraju povezani sa uzemljivačem preko ograničavača napona. U jednom takvom sistemu dužine pojedinih sekcija ne moraju da budu jednake, kao što je to slučaj kod *cross-bonding* sistema, već je bitno da se ne premaši maksimalni dozvoljeni indukovani napon na krajevima pojedinih sekcija. Na Slici 3 prikazan je kablovski vod sa uzemljenim metalnim ekranima na sredini trase. Metalni ekrani su uzemljeni preko

ograničavača napona na oba kraja voda. U ovom slučaju napon metalnih ekrana na sredini voda je jednak nuli i postepeno raste kako se ide prema krajevima kablovskog voda. Uzemljenje metalnih ekrana na jednom kraju izvodi se i u slučaju delimične transpozicije metalnih ekrana (delimični *cross-bonding* sistem), kao što je to pokazano na Slici 4. Naime, *cross-bonding* sistem se ponekad ne može izvesti na celoj trasi kablovskog voda. Tada se metalni ekrani poslednje sekcije kablovskog voda, koja ne pripada *cross-bonding* sistemu, galvaniski spajaju i direktno uzemljuju samo na jednom kraju. Iz tog razloga se na poslednjoj sekciji voda obično instalira PPU, [13].

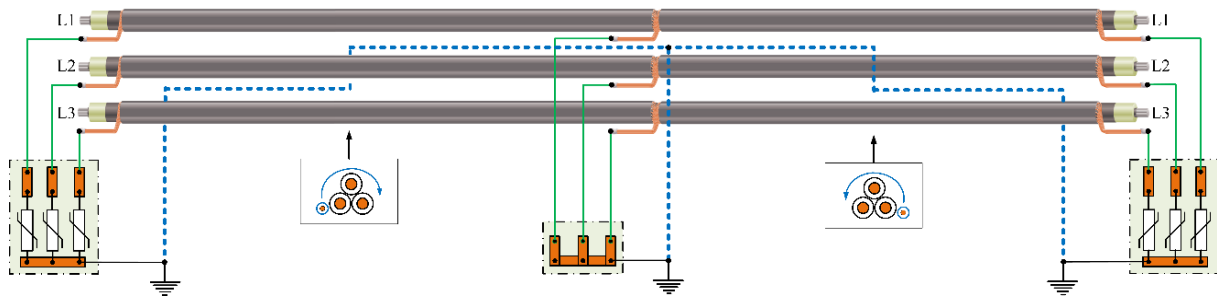
Položaj PPU u odnosu na kablovski vod zavisi od razmeštaja kablova u njemu. Ukoliko su jednožilni kablovi položeni u horizontalnoj ravni na većem međusobnom rastojanju, PPU se postavlja između dva jednožilna kablova. Takođe, u tom slučaju potrebno je da rastojanje između PPU i srednjeg energetskog kablova ima vrednost 70% rastojanja između dva energetska kablova, [4]. U slučajevima kada se jednožilni kablovi dodiruju ne postoji mogućnost polaganja PPU između energetskih kablova. Tada PPU treba postaviti uz same energetske kablove. Kod svih načina polaganja neophodna je transpozicija PPU na sredini trase voda, osim u situacijama kada se vrši transpozicija jednožilnih energetskih kablova duž trase, [14]. Transpozicijom PPU na sredini kablovskog voda smanjuje se cirkulaciona struja i dodatni gubici koji se pri tome generišu. Osim toga, dodatni pozitivni efekat transpozicije PPU predstavlja smanjenje indukovanih napona na neuzemljenim krajevima metalnih plašteva, [4, 11]. Uz standardne načine polaganja PPU, u radu [8] razmatran je slučaj polaganja PPU u sredini trougaone formacije energetskih kablova kada je cirkulaciona struja zanemarljivo mala (reda mA).



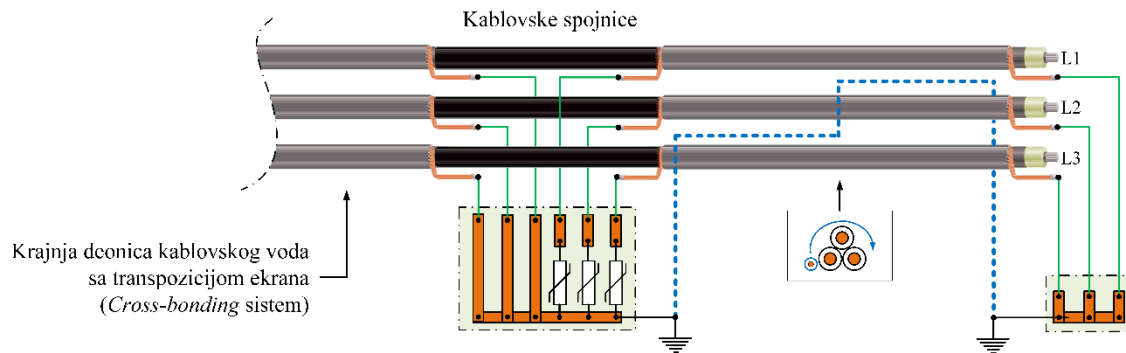
Slika 1. Primena PPU na kablovskom vodu čiji su metalni ekrani galvaniski spojeni i direktno uzemljeni na jednom kraju



Slika 2. Primena PPU na kablovskom vodu podeljenom u tri sekcije



Slika 3. Primena PPU na kablovskom vodu čiji su metalni ekrani galvaniski spojeni i uzemljeni na sredini voda



Slika 4. Primena PPU na preostaloj sekciji kablovskog voda sa delimičnim cross-bonding sistemom

3. IZBOR MINIMALNOG POPREČNOG PRESEKA PARALELNOG PROVODNIKA UZEMLJENJA

Minimalna površina poprečnog preseka PPU zavisi od više parametara. Generalno, uslovljena je maksimalno dozvoljenom temperaturom materijala od kojeg je izrađena izolacija PPU. Vreme trajanja kvara, odnosno vreme trajanja proticanja struje kroz PPU je relativno kratko (do nekoliko sekundi). Pretpostavlja se da u tom vremenu nema odvođenja toplote od PPU prema ambijentu, pa se proces njegovog zagrevanja smatra adijabatskim. Tada se sva toplota troši na porast temperature PPU, pa se toplotni impuls može definisati sa [6, 7]:

$$\int_0^{t_k} i_k^2 \cdot dt = k^2 S^2, \quad (1)$$

gde je i_k – trenutna vrednost struje kvara koja protiče kroz PPU u A, t_k – vreme trajanja kvara u s, S – površina poprečnog preseka PPU u m^2 , k – koeficijent čija vrednost zavisi od toplotnih i električnih karakteristika materijala provodnika i izolacije PPU u $(A \cdot s^{0.5})/m$. Leva strana jednačine (1) predstavlja toplotni impuls oslobođen u provodniku tokom vremenskog intervala trajanja kvara i izražava se u $A^2 \cdot s$.

Vremenski oblik struje kvara i_k je neperiodičnog oblika zbog postojanja jednosmerne komponente struje kvara. Zbog toga su proračun i primena integrala sa leve strane jednakosti (1) komplikovani za inženjersku praksu. Pojednostavljena

formula za proračun minimalne površine poprečnog preseka zaštitnog provodnika koja uzima u obzir adijabatske uslove i koja važi za maksimalno vreme trajanja kvara do 5 s je, prema [6, 7]:

$$S \geq \frac{I_k}{k} \sqrt{t_k}, \quad (2)$$

gde I_k predstavlja efektivnu vrednost struje kvara koja protiče kroz PPU. Vrednost koeficijenta k zavisi od toplotnih i električnih karakteristika materijala provodnika PPU, kao i od početne i maksimalno dozvoljene temperature materijala izolacije PPU. Ovaj koeficijent se određuje pomoću izraza, [6, 7]:

$$k = \sqrt{\frac{c}{\alpha_0 \cdot \rho_0} \ln \frac{1 + \alpha_0 \cdot \theta_{\max}}{1 + \theta_0 \cdot \alpha_0}}, \quad (3)$$

gde je c – specifični zapreminski toplotni kapacitet materijala provodnika u $J/(m^3 \cdot K)$, α_0 – temperaturni koeficijent specifične električne otpornosti materijala provodnika u K^{-1} , ρ_0 – specifična električna otpornost materijala provodnika na početnoj temperaturi u $\Omega \cdot m$, θ_0 – početna temperatura provodnika u $^{\circ}C$ i $\theta_{\max}$ – krajnja temperatura provodnika u $^{\circ}C$. Vrednosti za α_0 , ρ_0 i c za materijale od kojih se izrađuju provodnici i ekrani date su u Tabeli A.I iz Priloga, dok su vrednosti za početnu i krajnju temperaturu, θ_0 i $\theta_{\max}$ različitih izolacionih materijala date u Tabeli A.II iz Priloga.

U Tabeli A.II date su vrednosti početnih temperatura za materijale izolacije i one zapravo predstavljaju maksimalne temperature izolacije pri referentnim uslovima, odnosno pri normalnim pogonskim uslovima. U izrazu (3) ove temperature predstavljaju početne ukoliko je zaštitni provodnik, tj. PPU, sastavni deo energetskog kabla (sastavni deo višezilnog kabla). S obzirom na to da se u ovom radu razmatra slučaj kablovskog voda sa tri jednožilna kabla, PPU nije sastavni deo višezilnog kabla i njegova početna temperatura može imati i niže vrednosti. Ukoliko se PPU polaže uz same energetske kablove, može se pretpostaviti da je njegova početna temperatura približno jednaka temperaturi spoljašnje površine nekog od tri energetska kabla u vodu. Međutim, PPU se može postaviti i na odgovarajućem odstojanju od kablovskog voda kao što je to učinjeno u [4]. U tom slučaju sprovodi se numerički proračun temperature PPU primenom metode konačnih elemenata.

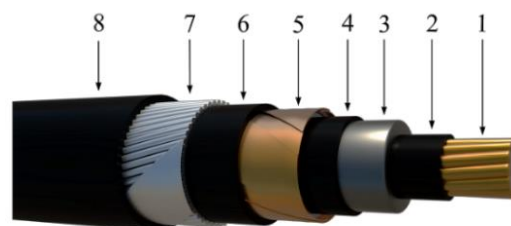
4. NUMERIČKI PRORAČUN TEMPERATURA ENERGETSKOG KABLA I PARALELNOG PROVODNIKA UZEMLJENJA

S obzirom na to da se polaže paralelno sa kablovskim vodom, PPU se nalazi u njegovom temperaturnom polju i ima određenu temperaturu. U stacionarnim uslovima, temperatura PPU zavisi od gubitaka u energetskim kablovima i predstavlja početnu temperaturu PPU za neko havarijsko stanje (θ_0). Samim tim ova temperatura se mora uzeti u obzir pri proračunu koeficijenta k , odnosno pri proveru uslova za minimalni poprečni presek PPU. Najnepovoljniji slučaj je kada je PPU instaliran uz sam kablovski vod i tada je početna temperatura θ_0 maksimalna. Takođe, ovde se razmatra najnepovoljniji slučaj po osnovu strujnog opterećenja kablovskog voda, tj. slučaj kada su jednožilni kablovi opterećeni trajno dozvoljenom strujom. S aspekta cirkulacione struje kroz PPU razmatra se povoljniji slučaj – pretpostavlja se da je zbog transpozicije PPU na sredini voda uticaj cirkulacione struje eliminisan i da nema generisanja toplote u samom PPU usled gubitaka.

Numerički proračun temperaturnog polja u okolini kablovskog voda izvršen je softverom *FEMM 4.2* (u modulu za toplotne proračune – *Heat Flow Problem*) primenom metode konačnih elemenata, [15]. Rešavani domen kreiran je saglasno tehničkom izveštaju IEC TR 62095, [16], a njegove dimenzije su $40\text{ m} \times 20\text{ m}$. Početni uslovi su uključili zapreminske izvore toplote uzrokovane gubicima u pojedinim elementima konstrukcije energetskih kablova. Ovi izvori toplote su prethodno određeni analitičkim proračunom trajno dozvoljenog strujnog opterećenja saglasno standardu IEC 60287-1-1, a dobijene vrednosti se mogu naći u [17]. Svi toplotni i električni parametri razmatranih kablova preseka provodnika od 800 mm^2 i 1.000 mm^2 takođe su dati u [17]. Granični uslovi definisani su prema [16] i to tako da je gornja granica rešavanog domena (površina zemlje) modelirana graničnim uslovom konstantne temperature od 15°C , dok su preostale granice (leva, desna i donja) modelirane adijabatskim graničnim uslovom.

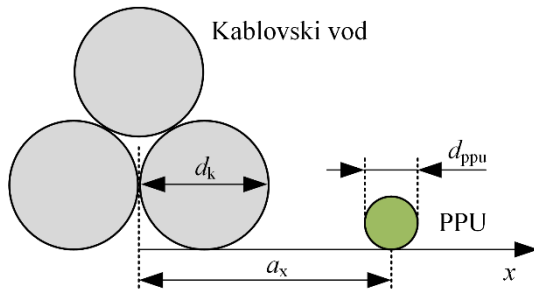
Numerički proračuni temperature izvršeni su za slučaj jednožilnih kablova tipa Cu/XLPE/CTS/PVC/ AWA/PVC 19/33 kV, [9]. Konstrukcija ovog kabla prikazana je na

Slici 5. Pretpostavlja se da su jednožilni kablovi instalirani u formaciji trougla sa centrom na dubini od $0,8\text{ m}$. Razmatrana su dva različita poprečna preseka provodnika kablova, od 800 mm^2 i 1.000 mm^2 . Kao PPU upotrebljen je niskonaponski jednožilni kabl sa provodnikom od pouzanih bakarnih žica klase 2. Takođe, razmatrana su dva različita materijala izolacije PPU: od PVC i XLPE. Nazivni poprečni preseki PPU izabrani su saglasno uslovu za minimalne poprečne preseke zaštitnih provodnika iz tabela datih u [5]. Na osnovu vrednosti prečnika provodnika jednožilnih kablova izračunati su stvarni poprečni preseki provodnika koji za kablove nazivnih preseka 800 mm^2 i 1.000 mm^2 iznose redom $945,7\text{ mm}^2$ i $1.134,1\text{ mm}^2$ [18]. Kod energetskih kablova čiji su nazivni poprečni preseki provodnika veći od 630 mm^2 , minimalni poprečni presek PPU kao zaštitnog provodnika treba da bude jednak 25% stvarnog poprečnog preseka provodnika energetskog kabla, [5]. Tako su dobijene sledeće vrednosti minimalnog poprečnog preseka PPU: $0,25 \cdot 945,7 = 236,4\text{ mm}^2$ – za kablovski vod sa provodnicima preseka 800 mm^2 i $0,25 \cdot 1.134,1 = 283,5\text{ mm}^2$ – za kablovski vod sa provodnicima preseka 1.000 mm^2 , [18]. Ovako su određeni nazivni poprečni preseki provodnika PPU (240 mm^2 i 300 mm^2) koji su korišćeni u daljim proračunima temperature i jednosekundnih struja.



Slika 5. Konstrukcija razmatranog energetskog kabla: 1 – provodnik; 2 – ekran provodnika; 3 – izolacija; 4 – ekran izolacije; 5 – metalni ekran; 6 – postelja; 7 – armatura; 8 – spoljašnji zaštitni plašt

Numerički proračuni temperature izvršeni su za različite položaje PPU u odnosu na energetske kablove. Prema Slici 6, PPU leži na istoj horizontalnoj ravni, kao i dva donja jednožilna energetska kabla iz trougaone formacije. Ovakav položaj PPU u odnosu na energetske kablove je odabran prema primerima iz [4, 11]. Kao što se može videti sa Slike 6, najmanja vrednost horizontalnog odstojanja između centara PPU i trougaone formacije jednožilnih energetskih kablova (a_x) određena je spoljašnjim prečnicima jednožilnih kablova (d_k) i PPU (d_{ppu}). Spoljašnji prečnici jednožilnih kablova sa provodnicima preseka 800 mm^2 i 1.000 mm^2 redom iznose $d_{k,800} = 71\text{ mm}$ i $d_{k,1000} = 75,5\text{ mm}$ [17]. Spoljašnji prečnici PPU sa izolacijom od PVC preseka 240 mm^2 i 300 mm^2 redom iznose $d_{ppu,240} = 26,2\text{ mm}$ i $d_{ppu,300} = 29,2\text{ mm}$, dok u slučaju PPU sa izolacijom od XLPE imaju vrednosti $d_{ppu,240} = 25,8\text{ mm}$ i $d_{ppu,300} = 27,8\text{ mm}$.



Slika 6. Položaj PPU u odnosu na trougaonu formaciju jednožilnih energetskih kablova

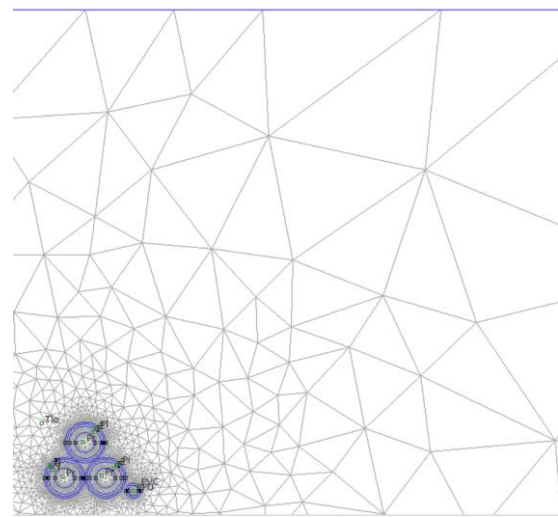
5. REZULTATI I DISKUSIJA

Kako je u svim proračunima razmatrana primena PPU uz pretpostavku da su metalni ekrani energetskih kablova uzemljeni samo na jednom kraju, to znači da nije bilo uticaja cirkulacionih struja na dodatno zagrevanje kablova i PPU. Dakle, pošlo se od pretpostavke da se, osim u provodnicima, gubici generišu i u metalnim ekranima usled vrtložnih struja, [19]. Za date uslove polaganja, analitičkim proračunom dobijeno je da trajno dozvoljena strujna opterećenja za kablovske vodove sa provodnicima preseka od 800 mm² i 1.000 mm² iznose $I_{td,800} = 970,2$ A i $I_{td,1000} = 1.055,5$ A. Na osnovu ovih vrednosti trajno dozvoljenih struja, kao i gubitaka usled vrtložnih struja u metalnim ekranima, određene su zapreminske snage izvora toplote u provodnicima i ekvivalentnim ekranima kablova. Zapreminske snage izvora toplote u provodnicima i ekvivalentnim metalnim ekranima energetskih kablova sa provodnicima preseka 800 mm² iznose $Q_{p,800} = 92.944,6$ W/m³ i $Q_{ee,800} = 1.295,7$ W/m³, dok za energetske kablove sa provodnicima preseka 1.000 mm² imaju vrednosti $Q_{p,1000} = 27.896,3$ W/m³ i $Q_{ee,1000} = 1.434$ W/m³. Zapreminske snage izvora toplote u izolaciji kablova određene su prema nazivnom faznom naponu korišćenog tipa kablova, dielektričnim karakteristikama i geometriji izolacije od XLPE. Za energetske kablove sa provodnicima preseka 800 mm² i 1.000 mm² njihove vrednosti redom iznose $Q_{xlpe,800} = 155,8$ W/m³ i $Q_{xlpe,1000} = 156,1$ W/m³ [17].

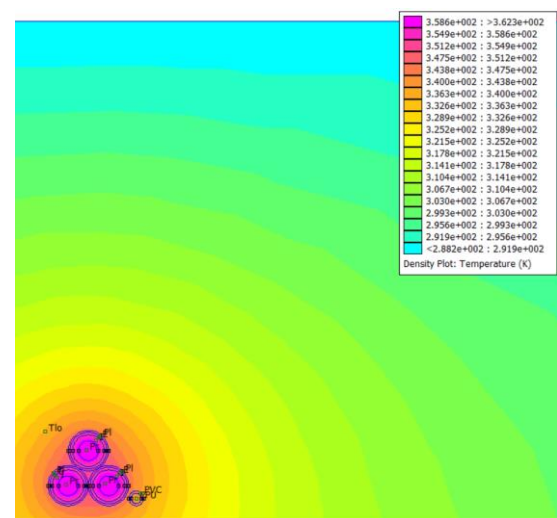
Početni proračuni temperature u FEMM 4.2 izvršeni su samo sa energetskim kablovima, tj. bez prisustva PPU. To je učinjeno zbog numeričke verifikacije analitički izračunatih trajno dozvoljenih strujnih opterećenja i zapreminskih gubitaka u provodnicima i ekvivalentnim metalnim ekranima. Na ovaj način dobijene su maksimalne vrednosti temperatura provodnika koje iznose: 88,9°C – za kablovski vod sa provodnicima preseka 800 mm² i 89°C – za kablovski vod sa provodnicima preseka 1.000 mm². S obzirom na to da odstupanja numeričkih temperatura provodnika od 800 mm² i 1.000 mm² u odnosu na njima odgovarajuće analitičke temperature iznose oko 1°C, može se smatrati da su analitičke vrednosti strujnih opterećenja i gubitaka u provodnicima i ekranima tačne. Time je potvrđeno da se predloženi numerički model može koristiti za proračun raspodele temperaturnog polja po rešavanom domenu, a samim tim i za određivanje početne temperature PPU instaliranog u blizini kablovskog voda.

Na Slici 7 prikazana je mreža konačnih elemenata generisana u delu rešavanog domena sa jednožilnim

kablovima sa provodnicima poprečnog preseka 800 mm² i PPU sa provodnikom poprečnog preseka 240 mm². U ovom primeru, PPU je položen uz sami kablovski vod i tada rastojanje a_x ima minimalnu vrednost. Za ovaj položaj PPU generisana je raspodela temperature po razmatranom domenu sa Slike 8. Očigledno je da u ovom slučaju PPU, zbog svoje lokacije, ima maksimalnu vrednost temperature. Prema [4], PPU se prilikom transpozicije postavlja simetrično u odnosu na kablovski vod, tj. na jednaka odstojanja od kablovskog voda u obe sekcije. Kako je raspodela temperaturnog polja simetrična u odnosu na vertikalnu osu (koja prolazi kroz centar trougaone formacije kablovskog voda), to znači da ne postoji potreba za proračunom temperature PPU za slučaj gde se on nalazi sa druge strane voda posle transpozicije. U ovom radu su svi proračuni temperature urađeni sa PPU koji se nalazi sa desne strane kablovskog voda, kao što je to prikazano u primeru sa Slike 8.



Slika 7. Prikaz mreže konačnih elemenata generisane u delu rešavanog domena sa energetskim kablovima i PPU



Slika 8. Raspodela temperature u delu rešavanog domena sa energetskim kablovima i PPU

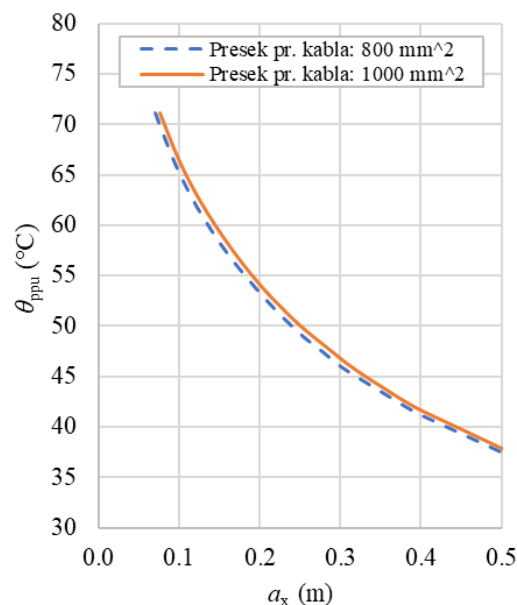
Numerički izračunate temperature PPU u funkciji njihove pozicije a_x prikazane su na Slici 9. Ovako izračunate vrednosti temperature predstavljaju početne temperature PPU θ_0 koje se koriste za proračun koeficijenta k prema izrazu (3). Samim tim, pozicija PPU sa provodnikom datog poprečnog preseka može uticati na vrednost dozvoljene struje kvara koja u određenom vremenskom intervalu protiče kroz PPU. Na Slici 10 prikazane su analitičke vrednosti struje kvara kroz PPU sa izolacijom od PVC izračunate pomoću izraza (2) za trajanje od 1 s (tzv. jednosekundna struja). U proračunima za ovu vrstu izolacije PPU korišćena je vrednost maksimalne temperature izolacije od 140°C (Tabela A.II). Date vrednosti jednosekundnih struja kvara ($I_{k,1s}$) zavise, saglasno izrazima (2) i (3), od početne temperature θ_0 , a samim tim i od odstojanja a_x . Jednosekundne struje kvara za PPU sa provodnikom preseka 240 mm² i PVC izolacijom kreću se od 24,2 kA, što odgovara poziciji PPU uz sam kablovski vod do vrednosti od 30,2 kA koja odgovara poziciji PPU od $a_x = 0,5$ m. Kada je u pitanju PPU sa provodnikom preseka od 300 mm², vrednosti jednosekundnih struja su više i kreću se od 30,3 kA za poziciju PPU uz sam kablovski vod do 37,8 kA za poziciju PPU od $a_x = 0,5$ m. Maksimalna odstupanja vrednosti jednosekundnih struja za oba PPU i kablovske vodove sa provodnicima preseka 800 mm² i 1.000 mm² iznosi 0,1 kA.

Vrednosti jednosekundnih struja za PPU sa provodnicima preseka 240 mm² i 300 mm² i izolacijom od XLPE očekivano su više od onih dobijenih za PPU sa izolacijom od PVC. Razlog tome je znatno viša maksimalna (krajnja) temperatura izolacije, koja u slučaju XLPE izolacije iznosi 250°C (Tabela A.II). Izračunate vrednosti jednosekundnih struja u funkciji rastojanja a_x za slučaj PPU sa izolacijom od XLPE prikazane su na Slici 11. Za razmatrane položaje PPU sa provodnikom poprečnog preseka 240 mm² i izolacijom od XLPE jednosekundne struje imaju vrednosti od 36,8 kA do 41 kA. U slučaju PPU sa provodnikom preseka 300 mm² i istog opsega vrednosti za rastojanje a_x , jednosekundna struja imala bi vrednost iz opsega od 46 kA do 51,3 kA.

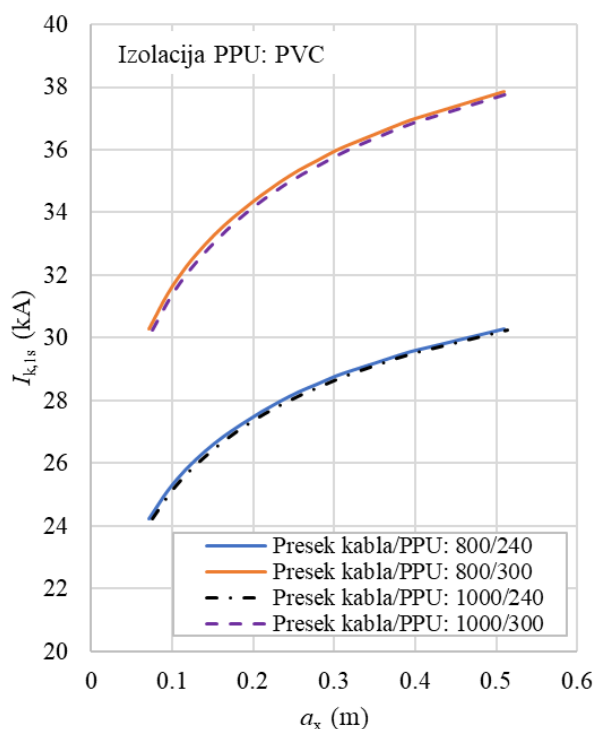
Na osnovu izračunatih vrednosti za jednosekundnu struju ($I_{k,1s}$) sa slika 10 i 11, moguće je izračunati dozvoljene struje kvara (I_k) za bilo koje drugo vreme trajanja kvara prema izrazu

$$I_k = I_{k,1s} \sqrt{t_k^{-1}}. \quad (4)$$

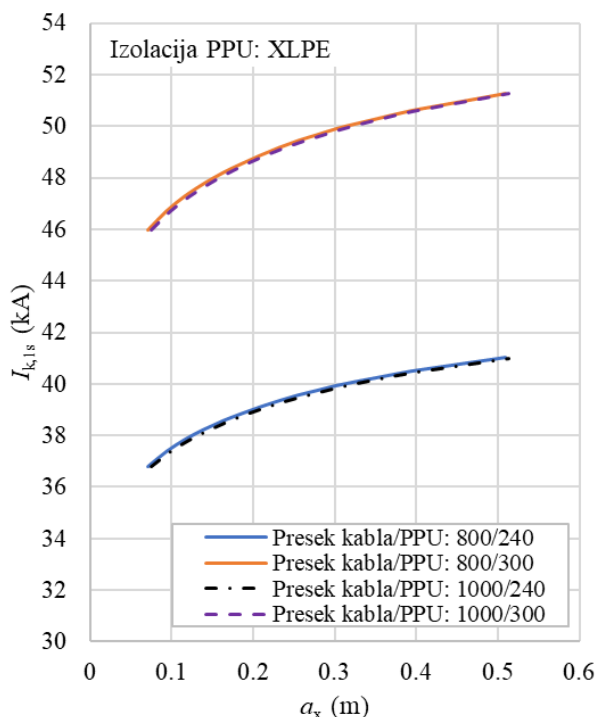
gde je t_k vreme trajanja kvara u s. Odabir odgovarajućeg poprečnog preseka i materijala izolacije PPU zavisi od vrednosti struje zemljospoja koja bi se imala na kraju razmatranog kablovskog voda, kao i od vremena trajanja kvara, što svakako zavisi od vremena reagovanja zemljospojne zaštite.



Slika 9. Temperature PPU u zavisnosti od njihovog odstojanja u odnosu na kablovske vodove sa provodnicima preseka 800 mm² i 1.000 mm²



Slika 10. Vrednosti jednosekundne struje kroz PPU sa izolacijom od PVC preseka 240 mm² i 300 mm² instaliranih u blizini energetskih kablova sa provodnicima preseka 800 mm² i 1.000 mm²



Slika 11. Vrednosti jednosjekundne struje kroz PPU sa izolacijom od XLPE preseka 240 mm² i 300 mm² instaliranih u blizini energetskih kablova sa provodnicima preseka 800 mm² i 1.000 mm²

6. ZAKLJUČAK

U ovom radu su analizirani podzemni jednožilni kablovi instalirani u trougaonoj formaciji sa metalnim ekranima koji su galvanski spojeni i uzemljeni samo na jednom kraju. Opisan je razlog za primenu PPU kod kablovskih vodova sa ovakvim načinom vezivanja metalnih ekrana. Za slučaj određivanja minimalnog poprečnog preseka PPU kao zaštitnog provodnika definisana je zavisnost između parametara PPU, struje kvara (zemljospoja) i vremena trajanja kvara. Kao važan parametar izdvojena je početna temperatura izolacije PPU, zbog čega je bilo neophodno uvažiti i odstojanje između kablovskog voda i PPU. Za proračun temperature korišćena je metoda konačnih elemenata. Dati su rezultati proračuna temperature za PPU sa provodnicima od bakra poprečnih preseka 240 mm² i 300 mm² i dve različite vrste izolacije, od PVC i XLPE. Proračuni su izvedeni za kablovske vodove izrađene od jednožilnih kablova tipa Cu/XLPE/CTS/PVC/AWA/PVC 19/33 kV velikih poprečnih preseka provodnika (800 mm² i 1.000 mm²). Prema rezultatima proračuna, sa porastom odstojanja između kablovskog voda i PPU dolazi do znatnog pada temperature PPU, što rezultira većim dopuštenim vrednostima jednosjekundnih struja kroz korišćeni PPU. Dalja istraživanja u vezi sa kablovskim vodovima sa PPU obuhvatiće različite vrste materijala provodnika PPU i različite formacije jednožilnih energetskih kablova, a time i ostale moguće pozicije PPU u odnosu na kablovski vod.

ZAHVALNICA

Ovaj rad je zasnovan na istraživanju sprovedenom u okviru naučnoistraživačkog rada na akreditovanim visokoškolskim ustanovama u 2025. godini br. 451-03-137/2025-03/200132, 451-03-18/2025-03/200155 i 451-03-137/2025-03/200102 podržanih od strane Ministarstva nauke, tehnološkog razvoja i inovacija Republike Srbije.

LITERATURA

- [1] L. Heinhold, „Power Cables and Their Application – Part 1”, Berlin: Siemens Aktiengesellschaft, 1990.
- [2] D. Tasić, „Osnovi elektroenergetske kablovske tehnike”, Elektronski fakultet, Niš, 2001.
- [3] Sheath Bonding Systems of AC Transmission Cables – Design, Testing, and Maintenance: Reference 797, Technical Brochure, CIGRE, Paris, 2020.
- [4] IEEE Std 575; IEEE Guide for Bonding Shields and Sheaths of Single-Conductor Power Cables Rated 5 kV through 500 kV. IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2014.
- [5] Electrical Installations (Known as the Australian/New Zealand Wiring Rules). AS/NZS 3000:2018.
- [6] Protective Earth Cable Sizing. Electrotechnik: Electrical Power Systems Design and Analysis Software. [citirano 4. 4. 2025] Dostupno na: <https://elek.com/articles/protective-earth-cable-sizing/>
- [7] M. Mitolo, M. Tartaglia, „An Analytical Evaluation of the Factor k2 for Protective Conductors”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 48, no. 1, str. 211-217, 2012.
- [8] J. E. G. Asorza, J. S. Colqui, F. F. da Silva, J. P. Filho, „Earth Continuity Conductor Location in Single-circuit Underground Transmission Line Using the Generalized Model”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 235, 2024.
- [9] Standard MV power cables – BS6622/BS7835 Single Core Armoured 33 kV XLPE Stranded Copper Conductor. [citirano 4. 4. 2025] Dostupno na: <https://www.powerandcables.com/wp-content/uploads/2017/03/33kV-MV-Cables-BS6622-BS7835-Single-Core-XLPE-AWA-Stranded-Copper-Conductors.pdf>
- [10] Dynamic Cables Pvt. Ltd, str. 85 [citirano 4. 4. 2025] Dostupno na: https://www.dynamiccables.co.in/DCL_product-catalogue.pdf
- [11] S. Czapp, K. Dobrzynski, „Safety Issues Referred to Induced Sheath Voltages in High-Voltage Power Cables – Case Study”, *Applied Sciences*, Vol. 10, No. 19, 2020.
- [12] Hitachi ABB Power Grids, „Application note 3.1 – Cable Sheaths Overvoltage Protection”, 2020.
- [13] B. Lalević, „Elektroenergetski kablovi”, Beograd, 1993.
- [14] Cable Systems Electrical Characteristics: Reference 531, Technical Brochure, CIGRE, Paris, 2013.

- [15] Programski paket *Finite Element Method Magnetics*, verzija 4.2 – *FEMM 4.2*.
[citirano 30. 5. 2025] Dostupno na:
<http://www.femm.info/wiki/Download>
- [16] Electric cables – Calculations for Current Ratings – Finite Element Method. IEC TR 62095:2003, Ed. 1.0, 2003.
- [17] M. Šučurović, D. Klimenta, D. Tasić, „Correction of the IEC Formula for the Eddy-current Loss Factor: The Case of Single-core Cables in Trefoil Formation with Metallic Screens Bonded and Earthed at One End”, *Facta Universitatis-Series: Electronics and Energetics*, Vol. 37, No. 2, 2024.
- [18] M. Šučurović, D. Klimenta, D. Tasić, „Proračun minimalnog poprečnog preseka paralelnog provodnika uzemljenja za podzemne energetske kablove u trougaonoj formaciji sa metalnim ekranima uzemljenim na jednom kraju”, 14. Savetovanje o elektrodistributivnim mrežama sa regionalnim učešćem – CIREĐ Srbija, Zbornik radova, Broj rada: R-1.12., DOI broj: 10.46793/CIREĐ24.R-1.12MS, Kopaonik, 16-20. septembar 2024.
- [19] Electric cables – Calculation of the Current Rating – Part 1-1: Current Rating Equations (100% Load Factor) and Calculation of Losses – General. IEC 60287-1-1:2023 CMV, Ed. 3.0, 2023.

DODATAK

Tabela A.I Parametri materijala provodnika i metalnih ekrana korišćenih za proračun faktora k , [6]

Materijal		ρ_0 ($\Omega \cdot m$)	α_0 (K^{-1})	C ($J/(mm^3 \cdot K)$)
Provodnik:	– Bakar	$1,7241 \cdot 10^{-5}$	$3,93 \cdot 10^{-3}$	$3,45 \cdot 10^{-3}$
	– Aluminijum	$2,8264 \cdot 10^{-5}$	$4,03 \cdot 10^{-3}$	$2,422 \cdot 10^{-3}$
Metalni ekran i armatura:	– Olovo i legure olova	$21,4 \cdot 10^{-5}$	$4 \cdot 10^{-3}$	$1,44 \cdot 10^{-3}$
	– Čelik	$13,8 \cdot 10^{-5}$	$4,5 \cdot 10^{-3}$	$3,756 \cdot 10^{-3}$
	– Nerđajući čelik	$70 \cdot 10^{-5}$	Zanemarljivo	$3,756 \cdot 10^{-3}$
	– Aluminijum	$2,84 \cdot 10^{-5}$	$4,03 \cdot 10^{-3}$	$2,422 \cdot 10^{-3}$

Tabela A.II Početne i krajnje temperature izolacionih materijala, [6]

Vrsta izolacije	Temperatura provodnika ($^{\circ}C$)	
	Pod normalnim pogonskim uslovima (pri trajno dozvoljenom strujnom opterećenju)	Maksimalna vrednost tokom kratkog spoja
Termoplastika (V-75, HFI-75-TP, TPE-75, V-90, HFI-90-TP, TP-90, V-90HT) – $S \leq 300 \text{ mm}^2$ – $S > 300 \text{ mm}^2$	75	140
	75	160
Polietilen (PE, linearni RE niske gustine) – $S \leq 300 \text{ mm}^2$ – $S > 300 \text{ mm}^2$	70	140
	70	160
Umreženi elastomer: – R-EP-90, R-CPE-90, R-HF-90, R-CSP-90 – R-HF-110, R-E-110	90	250
	110	250
Umreženi polietilen (XLPE): – X-90, X-90UV, X-HF-90 – X-HF-110	90	250
	110	250
Kablovi sa mineralnom izolacijom i spoljašnjim zaštitnim plaštom od metala	100	250
Za visoke temperature: R-S-150 i tip 150 fiber	150	350
Impregnirani papir	85	250

BIOGRAFIJE



Marko Šućurović je rođen 1988. godine u Trsteniku. Osnovne akademske studije završio je 2011. godine, a master akademske studije 2012. godine na Fakultetu tehničkih nauka u Čačku Univerziteta u Kragujevcu. Student je doktorskih studija Elektronskog fakulteta Univerziteta u Nišu, na modulu

Elektroenergetika. Glavne oblasti njegovog interesovanja su tehnika elektroenergetskih kablova, elektromagnetno i termičko modelovanje elemenata elektroenergetskih sistema i termičko modelovanje fotonaponskih tehnologija. Zaposlen je na Fakultetu tehničkih nauka u Čačku kao asistent. ORCID: 0000-0001-9574-6101.



Dardan Klimenta je rođen 1975. godine u Peći. Diplomirao je na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Prištini 1998. godine. Magistrirao je na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Beogradu 2001. godine, gde je i doktorirao 2007. godine. Glavne oblasti njegovog interesovanja su tehnika elektroenergetskih kablova,

elementi elektroenergetskih sistema, obnovljivi izvori energije, termički procesi i metoda konačnih elemenata. Zaposlen je na Fakultetu tehničkih nauka u Kosovskoj Mitrovici kao redovni profesor. ORCID: 0000-0003-0019-8371.



Dragan Tasić je rođen 1961. godine u Guberevcu, opština Leskovac. Diplomirao je 1986. godine na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Beogradu, gde je i magistrirao 1991. godine. Doktorirao je 1997. godine na Elektronskom fakultetu Univerziteta u Nišu. Glavne oblasti njegovog

interesovanja su analiza elektroenergetskih sistema, tehnika elektroenergetskih kablova, metode optimizacije u elektroenergetici i termički procesi. Zaposlen je na Elektronskom fakultetu u Nišu kao redovni profesor. ORCID: 0000-0001-5957-9617.

Marko M. Šučurović¹, Dardan O. Klimenta², Dragan S. Tasić³

Determining the Temperature and Earth Fault Current of an Earth Continuity Conductor of Power Cables with Metallic Screens Bonded and Earthed at One End

¹ University of Kragujevac, Faculty of Technical Sciences, Čačak, Republic of Serbia*² University of Priština in Kosovska Mitrovica, Faculty of Technical Sciences, Kosovska Mitrovica, Republic of Serbia³ University of Niš, Faculty of Electronic Engineering, Niš, Republic of Serbia

Review article

Highlights

- The paper presents examples of power cable installations using large single-core cables with metallic screens bonded and earthed at one end only
- It explains the purpose of an Earth Continuity Conductor (ECC) and outlines a method for calculating its minimum cross-sectional area
- The temperatures of selected ECCs are calculated numerically, followed by an analytical determination of the maximum permissible earth fault currents, based on the ECC's distance from the cable line

Abstract

When a power cable line comprises large single-core cables, significant circulating currents and losses may occur in the metallic screens. If cross-bonding of these screens is not technically or economically justified, they can instead be bonded and earthed at one end only. This interrupts the earth fault current path, necessitating the use of an additional protective conductor – commonly referred to as an Earth Continuity Conductor (ECC) – to interconnect the local earthing systems at both ends of the line.

To prevent thermal damage to its insulation during fault conditions, the ECC must be accurately sized. Since it is placed near the power cables, it may be exposed to high ambient temperatures. This paper performs numerical calculations to assess the thermal behaviour of copper ECCs insulated with PVC and cross-linked polyethylene (XLPE), taking into account various distances from the power cables.

Following the temperature simulations, analytical methods are used to determine the maximum permissible earth fault currents for ECCs with cross-sectional areas of 240 mm² and 300 mm². These calculations are based on single-core power cables of the Cu/XLPE/CTS/PVC/AWA/PVC 19/33 kV type (BS 6622), with conductor cross-sections of 800 mm² and 1000 mm². It is assumed that the cables are laid directly in soil, without considering soil drying, and that due to transposition at the midpoint of the line, no circulating current flows through the ECC itself.

Keywords

Earth Continuity Conductor (ECC), Finite Element Method (FEM), Metallic Screen Bonding Design, Trefoil Formation, Underground Power Cable

Note:

This article represents an expanded, improved and additionally peer-reviewed version of the paper "Calculating Minimum Cross-Sectional Area of the Parallel-Earthing-Conductor for Underground Power Cables in Trefoil Formation with Metallic Screens Bonded and Earthed at one End", awarded by Expert Committee EC-1 Network Components at the 14th CIRED Serbia Conference, Kopaonik, September 16-20, 2024

Received: April 8th, 2025Reviewed: May 18th, 2025Modified: June 2nd, 2025Accepted: July 2nd, 2025

*Corresponding author: Marko Šučurović, +381640570801

E - mail: marko.sucurovic@ftn.kg.ac.rs

Dušan Vukotić^{1*}, Božidar Ćirić¹, Stojan Šiškoski¹



Evolucija koncepta automatizacije kablovske srednjenaponske elektrodistributivne mreže

¹„Elektrodistribucija Srbije” d. o. o. Beograd, Srbija

Stručni rad

Ključne poruke

- Automatizacija srednjenaponske (SN) elektrodistributivne mreže je okosnica inteligentnih mreža
- Potrebno je da se dosadašnji primenjeni koncept automatizacije SN elektrodistributivne mreže značajno unapredi
- Unapređeni koncept automatizacije SN elektrodistributivne mreže omogućava efikasnu restauraciju napajanja krajnjih korisnika nakon pojave kvara

Kratak sadržaj

Pre više od dve decenije, za elektrodistributivno područje Beograda usvojen je koncept automatizacije srednjenaponske (SN) elektrodistributivne (ED) mreže, koji je bio početna osnova za njenu dalju intenzivnu automatizaciju. Koncept SN ED mreže se pre svega zasniva na decentralizovanom konceptu, gde je veliki broj elemenata bio planiran za integraciju u Sistem daljinskog upravljanja (SDU), sa mogućnošću aktiviranja standardnih predefinisanih funkcija lokalne automatike. Tokom poslednje decenije došlo je do značajnog funkcionalnog unapređenja opreme za automatizaciju SN ED mreže, usled intenzivne digitalizacije. Stoga je bilo potrebno redefinisati dalje pravce u smislu unapređenja postojećeg koncepta automatizacije, gde bi se veliki broj postojećih i novih automatizovanih tačaka u okviru SN ED mreže efikasno integrisao u SDU. Takođe, zahtevi u pogledu sve veće pouzdanosti SN ED mreže doveli su do situacije da je potrebno povećati stepen njene automatizacije, ali i da se obezbedi daleko veći stepen koordinacije između ugrađene opreme za automatizaciju SN ED mreže. Iz navedenih razloga bilo je neophodno započeti sa primenom novih savremenih koncepata napredne automatizacije SN ED mreže, koji su bili podržani najnovijom generacijom opreme i rešenja najvećih svetskih proizvođača opreme. Jedno rešenje je obuhvatalo primenu poludecentralizovane koncepcije sa mrežnim kontrolerima, dok je drugo rešenje obuhvatalo primenu rešenja bez mrežnog kontrolera sa predefinisanim aplikativnim algoritmom u okviru ugrađene i integrisane opreme za automatizaciju SN ED mreže. Oba rešenja su značajno podigla stepen automatizacije kablovske SN ED mreže u centralnim delovima grada, gde je izuzetno veliko specifično površinsko opterećenje, a samim tim obuhvaćen je veliki broj krajnjih kupaca realizovanim rešenjima. U radu je data uporedna analiza primenjenih rešenja, pri čemu je dat poseban osvrt na sve uočene prednosti primenjenih rešenja, ali i uočene nedostatke.

Ključne reči

Inteligentne mreže, napredna automatizacija, SN mreža

Primljeno: 24. februar 2025.

Recenzirano: 3. jun 2025.

Izmenjeno: 9. jul 2025.

Odobreno: 18. jul 2025.

*Korespondirajući autor: Dušan Vukotić, +381 64 834 2210

Imejl: dusan.vukotic@es.rs

Napomena:

Ovaj članak predstavlja proširenu, unapređenu i dodatno recenziranu verziju rada „Uporedna analiza primenjenih rešenja napredne automatizacije SN ED mreže“, nagrađenog u Stručnoj komisiji STK-3 Zaštita i upravljanje elektrodistributivnim mrežama, na 14. Savetovanju CIRED Srbija, Kopaonik, 16-20. septembra 2024. godine

1. UVOD

U trenutku kada je integracija distribuirane proizvodnje u okviru elektrodistributivne mreže na svim naponskim nivoima praktično došla do kritičnih nivoa, automatizacija distributivne elektrodistributivne mreže kao osnova za integraciju dobija na sve većem značaju. Praktično je od samog početka primene koncepcija inteligentnih mreža (*Smart Grids*) bilo jasno da automatizacija elektrodistributivne mreže predstavlja osnovu za dalji razvoj i njihovu široku primenu. Nažalost, prilikom razvoja i primene inteligentnih mreža pristupilo se implementaciji nekih njihovih drugih segmenata, kao što je npr. Realizacija sistema AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) kroz masovnu zamenu (*Roll-out*) postojećih elektromehaničkih brojila inteligentnim brojilima (*Smart Meters*). U poslednje vreme došlo se do zaključka da je automatizacija mreže ključna za obezbeđivanje masovne integracije distribuirane proizvodnje u elektrodistributivnu mrežu, pre svega jer ona u sebi objedinjuje osnovni fundament inteligentnih mreža koji se ogleda u potpunoj integraciji energetskih i telekomunikacionih resursa koje poseduje jedno elektroprivredno preduzeće. Takve mreže postaju osnov za efikasno upravljanje aktivnim distributivnim mrežama, pred kojima se postavljaju višestruki izazovi. Oni su u poslednje vreme oličeni u potrebi da se obezbedi potrebna fleksibilnost u okviru elektrodistributivnih mreža. Predstojeće stanje mreže, kao i promena karaktera elektrodistributivne mreže iz pasivne u aktivnu mrežu, zahteva pre svega intenzivnu modernizaciju SN ED mreže, u okviru koje je „Elektrodistribucija Srbije” kao operator distributivnog sistema (ODS) u Republici Srbiji planirala da velika finansijska sredstva uloži u njenu modernizaciju. Modernizacija u cilju automatizacije SN ED mreže započela je pre više od dvadeset godina, kada je usvojena inicijalna koncepcija upravljanja SN elektrodistributivnom mrežom na konzumnom području Beograda, [1]. U prethodne dve decenije sprovedene su dve faze implementacije automatizacije SN ED mreže na konzumnom području Beograda. U prvoj fazi uvedena su rešenja decentralizovanog nadzora i upravljanja na nadzemnoj SN elektrodistributivnoj mreži, uvođenjem reklozera i daljinski upravljivih sklopka-rastavljača i njihovom integracijom u Sistem daljinskog upravljanja (SDU). U drugoj fazi vršena je ugradnja automatizovanih SN blokova tipa RMU (*Ring Main Unit*), sa ugrađenim daljinskim stanicama u kojima su realizovane funkcije lokalne automatike. Nakon ove dve faze, kada se u velikoj meri od strane ODS-a ovladalo primenjenim konceptom automatizacije SN ED mreže kroz implementaciju posebnog sistema za daljinski nadzor i upravljanja nad SN ED mrežom, stekli su se svi uslovi da se proces automatizacije SN ED pomeri ka narednoj, višoj fazi. Kroz primenu napredne automatizacije SN ED mreže koja se bazira na polucentralizovanom konceptu u odnosu na SCADA sistem, očekuje se zaokruživanje željenog koncepta inteligentnih mreža u pogledu ciljne automatizacije.

Važno je istaći da svaka primenjena koncepcija automatizacije SN ED mreže ima ograničenja u pogledu željenog stepena automatizacije, jer je praktično

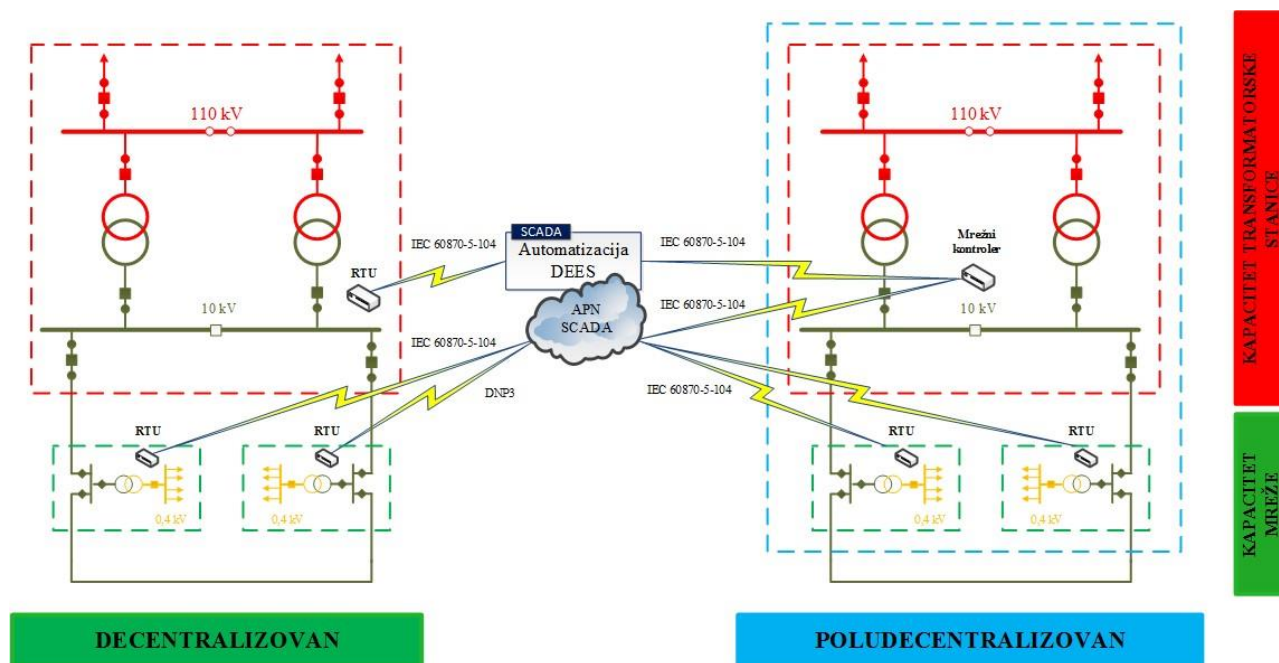
nerentabilno pokriti automatizacijom sve objekte u okviru SN ED mreže, a često to nije moguće iz tehničkih razloga; pre svega zbog postojanja elektroenergetskih objekata u privatnom vlasništvu, gde je elektrodistributivno preduzeće, i pored evidentne potrebe, zakonski sprečeno da investira u elektroenergetske objekte koji nisu u njenom vlasništvu. Takođe, postoje i tehnička ograničenja gde, na primer, nije moguće izvršiti automatizaciju stubnih transformatorskih stanica, a čiji je broj veliki u elektrodistributivnoj mreži. Svetska iskustva ukazuju da je moguće u potpunosti izvršiti automatizaciju SN ED mreže samo u slučaju kablovske mreže, tamo gde je ona konceptijski razvijana [2–6].

U radu je na sistematizovan način dat pregled primenjene koncepcije automatizacije SN ED mreže, dok je u okviru posebnih tačaka dat poseban prikaz primenjenih polucentralizovanih rešenja napredne automatizacije SN ED mreže. Izdvojena je posebna tačka u kojoj su dati prikazi i analize pojedinih slučajeva reagovanja rešenja napredne automatizacije SN ED mreže u slučaju pojave raznih slučajeva kvarova na pojedinim elementima SN ED mreže.

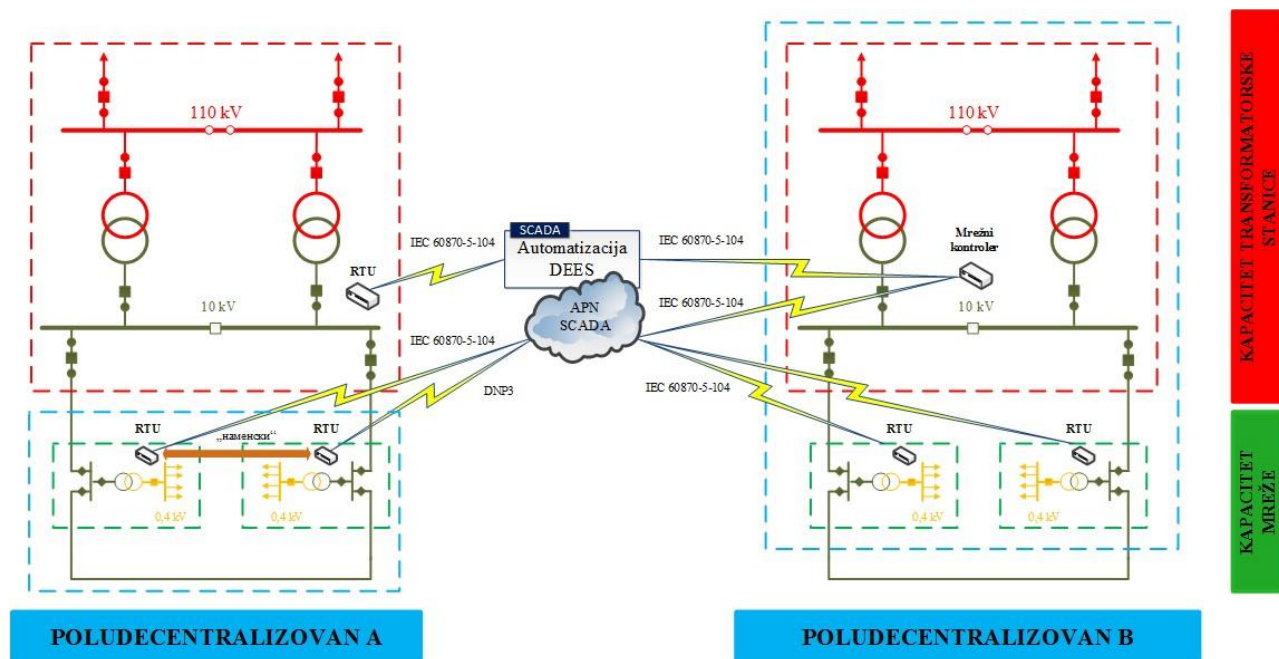
2. KONCEPCIJE AUTOMATIZACIJE SN ED MREŽE

Kao što je napomenuto, realizovani projekti automatizacije SN ED mreže u prethodne dve decenije na konzumnom području Beograda bazirani su prvobitno na decentralizovanoj, a u poslednje vreme na poludecentralizovanoj koncepciji automatizacije SN ED mreže, kao što je prikazano na Slici 1. Realizovane nove platforme obezbeđuju naprednu (inteligentnu) automatizaciju SN ED pre svega u cilju povećanja pouzdanosti i raspoloživosti elektrodistributivnog sistema, što treba u krajnjoj instanci da omogući sigurno i pouzdano snabdevanje krajnjih korisnika na ciljnim konzumnim područjima koja su obuhvaćena realizovanim rešenjima. Realizovani projekti automatizacije SN ED mreže se zasnivaju na primeni utvrđenog koncepta „Samooptimizirajuće mreže” (*Self-Optimising Grid*, SOG ili *Self-Healing Grid*, SHG), koji se kod različitih proizvođača opreme i sistema drugačije nazivaju, pre svega iz marketinških razloga. Realizovani projekti automatizacije SN ED mreže predstavljaju inovativna i inteligentna rešenja koja kombinuju automatizaciju SN ED mreže i decentralizovane aplikacije za daljinski nadzor i upravljanje SN ED mreže, koje su realizovane u okviru mrežnih kontrolera u napojnim transformatorskim stanicama VN/SN ili SN/SN ili u samim daljinskim stanicama koje izvršavaju upravljačke akcije prema predefinisanim algoritmu.

Na Slici 2 prikazane su obe podvarijante poludecentralizovanog rešenja: Varijanta A i Varijanta B. Varijanta A obuhvata rešenje gde je algoritam poludecentralizovanog rešenja implementiran u jednoj od daljinskih stanica koje pokrivaju celokupan automatizovan SN izvod, pri čemu daljinske stanice međusobno komuniciraju preko 3G/LTE mreže mobilnog operatera putem optimizovanog (*Peer-To-Peer*) protokola, koji je kod ovog proizvođača standardan DNP3 protokol.



Slika 1. Primenjene koncepcije automatizacije SN ED mreže



Slika 2. Primenjena rešenja poludecentralizovane koncepcije automatizacije SN ED mreže

Sa druge strane, Varijanta B obuhvata rešenje u kome je algoritam poludecentralizovanog rešenja implementiran u nadređenom mrežnom kontroleru koji je realizovan u okviru integrisanog sistema zaštite i upravljanja u napojnoj transformatorskoj stanici VN/SN ili SN/NN. Bez obzira koja je varijanta poludecentralizovanog rešenja primenjena u SN ED mreži, deo mreže koja je obuhvaćena naprednom automatizacijom treba da poseduje mogućnost da deonicu mreže koja je pogođena kvarom izoluje u najkraćem mogućem vremenskom periodu (do par sekundi), a da svi ostali ili najveći mogući broj krajnjih kupaca koji se napajaju

preko ostalih deonica SN izvoda koje nisu pogođene kvarom restaurira napajanje za manje od 30 sekundi.

Nakon dodatne detekcije u okviru deonice pogođene kvarom, vrši se mikrolokiranje sekcije u kvaru, nakon čega se vraća napajanje svim krajnjim kupcima. Tokom određivanja mikrolokacije deonice u kvaru, aplikacija se blokira iz razloga što je potrebno daljinskim putem i ručnim manipulacijama na elementima koji se nalaze u neautomatizovanim TS SN/NN detektovati sekciju u kvaru. Nakon popravke kvara, granice napajanja se vraćaju na stalne granice (NOP – *Normal Open Point*), i nakon toga

se aplikacija ponovo aktivira. U obe varijante, primenjena rešenja poludecentralizovane automatizacije SN ED mreže se baziraju na primeni funkcije automatske rekonfiguracije SN vodova u cilju restauracije pogona nakon kvara, pri čemu treba da obezbede sledeće, [2-13]:

- izolovanje sekcije (skup deonica) pogođene kvarom, koji je nastao na SN distributivnomvodu;
- rekonfiguracija SN voda zatvaranjem rasklopnog aparata na stalnoj granici (NOP);
- restauracija napajanja SN sekcija koje nisu pogođene kvarom, ponovnim uključivanjem rasklopnih aparata;
- postizanje poboljšanja pokazatelja pouzdanosti SN mreže (SAIDI, SAIFI, CAIDI, ENS);
- omogućavanje jednostavnog konfigurisanja i proširenje sistema novim automatizovanim SN postrojenjima;
- obezbeđivanje neophodne sigurnosti i postizanja optimalnog nivoa pouzdanosti za kritične potrošače;
- obezbeđivanje efikasne integracije daljinskih stanica putem standardnih protokola sa nadređenim centrom upravljanja.

3. POLUDECENTRALIZOVANA AUTOMATIZACIJA SN ED MREŽE – VARIJANTA A

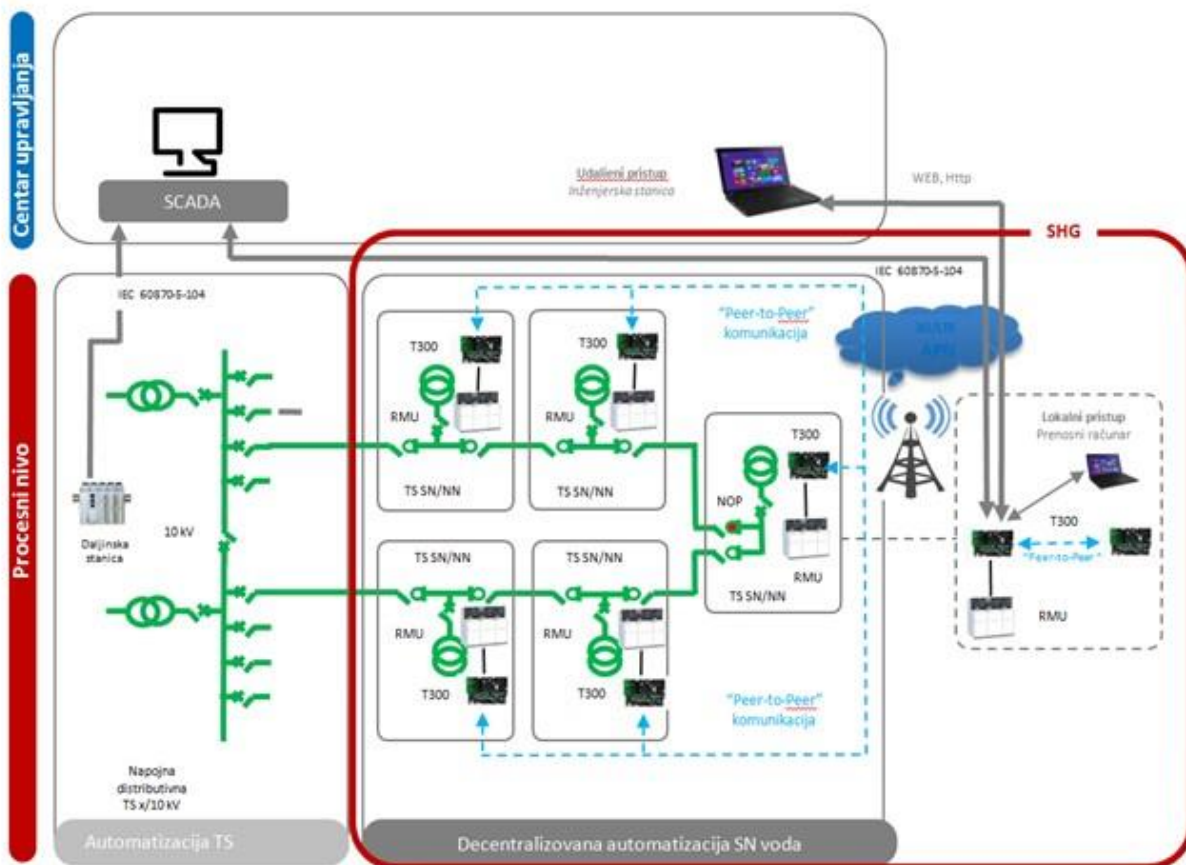
Sistem za naprednu automatizaciju SN ED mreže koji je realizovan po principu poludecentralizovanog rešenja na centralnom delu distributivnog područja Beograda, bazira se na rešenju u kome je omogućena samo horizontalna komunikacija između daljinskih stanica u automatizovanim SN postrojenjima duž jednog SN voda, pri čemu ne postoji komunikacija sa sistemima za daljinski nadzor i upravljanje u okviru napojnih transformatorskih stanica VN/SN i SN/SN, [14]. Važno je napomenuti da je u osnovi zadržan osnovni koncept automatizacije SN mreže, gde se podrazumeva da nadređeni centar upravljanja ima direktnu nadležnost u pogledu nadzora i upravljanja nad ugrađenim automatizovanim SN postrojenjima tipa RMU, sa pripadajućim daljinskim stanicama. Budući da u rešenju Varijante A ne postoji komunikacija sa napojnom transformatorskom stanicom, samim tim ne postoji posebno realizovan mrežni kontroler za potrebe realizacije Sistema za naprednu automatizaciju SN ED mreže, već jedna od daljinskih stanica preuzima ulogu mrežnog kontrolera (po pravilu daljinska stanica ugrađena na stalnoj granici (NOP) i odgovorna je za izvršenje logičkih šema za potrebe sprovođenja upravljačkih akcija nad obuhvaćenim SN izvodom.

Na Slici 3 prikazan je deo SN ED mreže nad kojim je primenjeno poludecentralizovano rešenje u Varijanti A, na kojoj je moguće uočiti komunikacione veze za potrebe

horizontalne komunikacije (*Peer-To-Peer*) između daljinskih stanica duž SN voda, kao i komunikacione veze za potrebe daljinskog nadzora i upravljanja od strane nadređenog centra upravljanja.

Važno je napomenuti da daljinske stanice u okviru ovog rešenja simultano međusobno komuniciraju, kao i sa nadređenim centrom, pri čemu se vrši paralelno prikupljanje procesnih veličina i izvršavanje komandi. U svakom trenutku, nadređeni centar upravljanja dobija potpun skup procesnih informacija iz Sistema za naprednu automatizaciju SN ED mreže, dok daljinske stanice, koje preuzimaju funkciju mrežnog kontrolera po delu SN ED mreže, dobijaju samo neophodan skup procesnih informacija za potrebe izvršavanja predefinisanih logičkih komandnih šema nad ciljnim delom SN mreže. Ciljno rešenje Sistema za naprednu automatizaciju SN ED mreže obuhvatilo je, pre svega, zamenu SN metalom oklopljenih vazduhom izolovanih postrojenja, ali i dotrajalih SN postrojenja sa zidanim ćelijama, savremenim SN postrojenjima tipa RMU.

Pored zamene postojećih SN postrojenja savremenim, kompletno automatizovanim SN postrojenjima sa daljinskim stanicama, na pojedinim delovima mreže koji su obuhvaćeni Sistemom za naprednu automatizaciju SN mreže pojavila se i potreba da se postojeće daljinske stanice starije generacije istog proizvođača zamene daljinskim stanicama najnovije generacije. Na taj način postignuta je uniformnost u pogledu ugradnje daljinskih stanica istog tipa duž SN voda, budući da je predviđenu „*Peer-To-Peer*“ komunikaciju moguće ostvariti samo između daljinskih stanica istog modela. Važno je napomenuti da se na prethodnoj slici uočava da se rešenje poludecentralizovane automatizacije SN vodova bazira na rešenju gde je mrežni kontroler aktiviran u jednoj od daljinskih stanica, sprovodi krajnje samostalno željene manipulacije u cilju restauracije pogona bez interakcije sa SN izvodima u napojnim distributivnim transformatorskim stanicama x/10 kV. Budući da nema interakcije sa sistemom zaštite i sistemom daljinskog nadzora i upravljanja u napojnim distributivnim transformatorskim stanicama x/10 kV, ovo rešenje je pogodno za realizaciju na SN izvodima na kojima su ugrađeni elektromehanički zaštitni uređaji. U skladu sa postavljenom metodologijom izbora ciljnih delova SN mreže koji treba da budu obuhvaćeni ovim rešenjem napredne automatizacije, SN ED mreža mora da bude realizovana i oblikovana po koncepciji kao SN međupoveznog voda ili SN voda u obliku petlje, gde daljinska stanica koja je ugrađena na stalnoj granici (*Normal Opened Point*, NOP) mora da bude definisana kao glavna tačka, odnosno tačka u kojoj daljinska stanica preuzima funkciju mrežnog kontrolera nad tim delom SN mreže.



Slika 3. Obuhvat SN voda polucentralizovanim rešenjem automatizacije SN ED mreže

Na osnovu prethodno pomenutog, važno je istaći da ovo predmetno rešenje poludecentralizovane automatizacije SN vodova nije moguće realizovati opremom i daljinskim stanicama drugih proizvođača upravo zbog potrebe da se ostvari horizontalna komunikacija po principu „Peer-To-Peer“. Ciljna horizontalna komunikacija isključivo se realizuje između daljinskih stanica modela istog proizvođača, čijom je opremom realizovano predmetno rešenje.

Na Slici 4 prikazan je jedan deo SN ED mreže koji je obuhvaćen rešenjem napredne automatizacije, gde se može videti da je rešenje potpuno autonomno i da je praktično dekoplovano u odnosu na ceo realizovani sistem za naprednu automatizaciju na jednom ograničenom delu mreže.

Takođe, važno je istaći da predmetni izvod ima 5 (pet) automatizovanih TS SN/NN, pri čemu svaka od njih ima po jednu dodeljenu ulogu prema kojoj učestvuje u primenjenom algoritmu (krajnji (početni) čvor, radni čvor (srednji čvor) i glavni čvor). Dodeljene uloge se dupliraju na jednom SN izvodu, gde samo glavni čvor nije dupliran, jer on ima jedinstvenu ulogu u realizovanom rešenju. Naravno, u slučaju primene potpune automatizacije SN izvoda, tada su radni čvorovi duž SN izvoda duplirani u potrebnom broju.

Na Slici 5 prikazan je HMI prikaz jednog dela mreže, na kojoj se mogu videti dodeljene uloge u okviru primenjenog algoritma na jednom SN izvodu, kao i funkcionalnost u odnosu na mogućnost promene pojedinačnih uloga.



Slika 4. Geografski prikaz jednog dela SN ED mreže obuhvaćenog rešenjem napredne automatizacije



Slika 5. HMI prikaz na SCADA sistemu jednog dela SN mreže obuhvaćenog rešenjem napredne automatizacije

4. POLUDECENTRALIZOVANA AUTOMATIZACIJA SN ED MREŽE – VARIJANTA B

Sistemom za naprednu automatizaciju SN ED mreže koji se bazira na Varijanti B pokrivene su četiri napojne transformatorske stanice na području Novog Beograd i Zemuna: TS 110/10 kV „Beograd 41 – Blok 32”, TS 35/10 kV „Novi Beograd 1”, „Novi Beograd 3” i „Zemun Centar”, u kojima su instalirani mrežni kontroleri, [1, 2]. Takođe, sistem obuhvata i ciljne, karakteristične izvođe SN na pojedinim delovima njihovih konzumnih područja, na kojima je ukupno ugrađeno 30 automatizovanih transformatorskih stanica SN/NN, pri čemu je integrisano

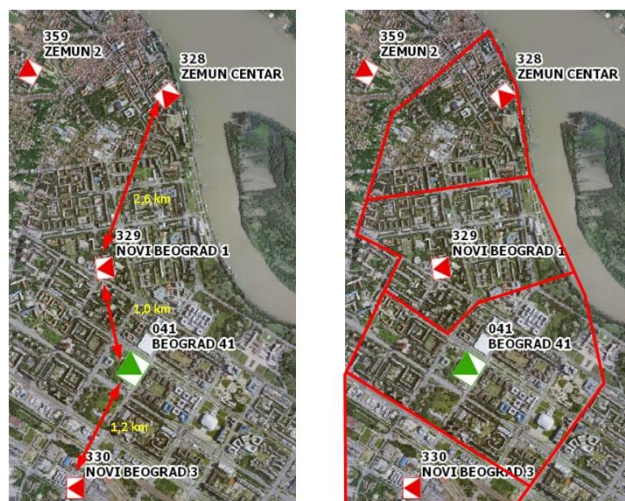
u sistem i pet postojećih TS SN/NN koje su do tada radile u decentralizovanom konceptu automatizacije. Automatizacija ciljnih transformatorskih stanica SN/NN je podrazumevala zamenu postojećih SN postrojenja u njima, kao i odgovarajućih daljinskih stanica koje preko posebnih komunikacionih protokola obezbeđuju željenu funkcionalnost napredne automatizacije SN ED. Važno je napomenuti da je izbor konzumnog područja koji je obuhvaćen realizovanim sistemom vršen po više kriterijuma (broj krajnjih kupaca, optimalna konfiguracija SN ED mreže, gustina opterećenja itd.), ali da je opredeljujući kriterijum bio broj instaliranih sistema izabranog proizvođača koji podržava koncept napredne automatizacije SN ED mreže.

Na Slikama 6 (a, b) prikazano je konzumno područje Novog Beograda i Zemuna, koje je obuhvaćeno

realizovanim rešenjem napredne automatizacije SN ED mreže, kao i obuhvati konzumnih područja pojedinih napojnih transformatorskih stanica, kao i međusobne dužine između samih lokacija napojnih transformatorskih stanica. Važno je napomenuti da ovakvo izabrano ciljno konzumno područje ima potencijal širenja i na okolne napojne transformatorske stanice, čime je moguće pokriti veliki deo Novog Beograda u delu od reka Save i Dunava prema Zemunu. Ograničavajući faktor u daljem širenju sistema predstavlja trenutno ograničenje primenjenog algoritma, po kome u algoritmu koji je implementiran po jednom mrežnom kontroleru može da bude obuhvaćeno najviše 50 rasklopnih elemenata u pokrivenoj SN ED mreži.

Kao što je ranije napomenuto, u cilju donošenja pravovremenih odluka prilikom upravljanja elektrodistributivnom mrežom, koristeći pre svega koncepte polucentralizovanog rešenja, a u krajnjoj instanci i centralizovanog upravljanja, znatno se usložnjava obrada procesnih informacija koje se sada prikupljaju u daleko većem obimu.

Sa druge strane, znatno veći obuhvat procesnih informacija iz realizovanog sistema, omogućava izbor optimalnog scenarija upravljanja, ali i nadogradnju sistema u cilju aktiviranja raspoloživih mrežnih aplikacija u okviru realizovanog sistema.

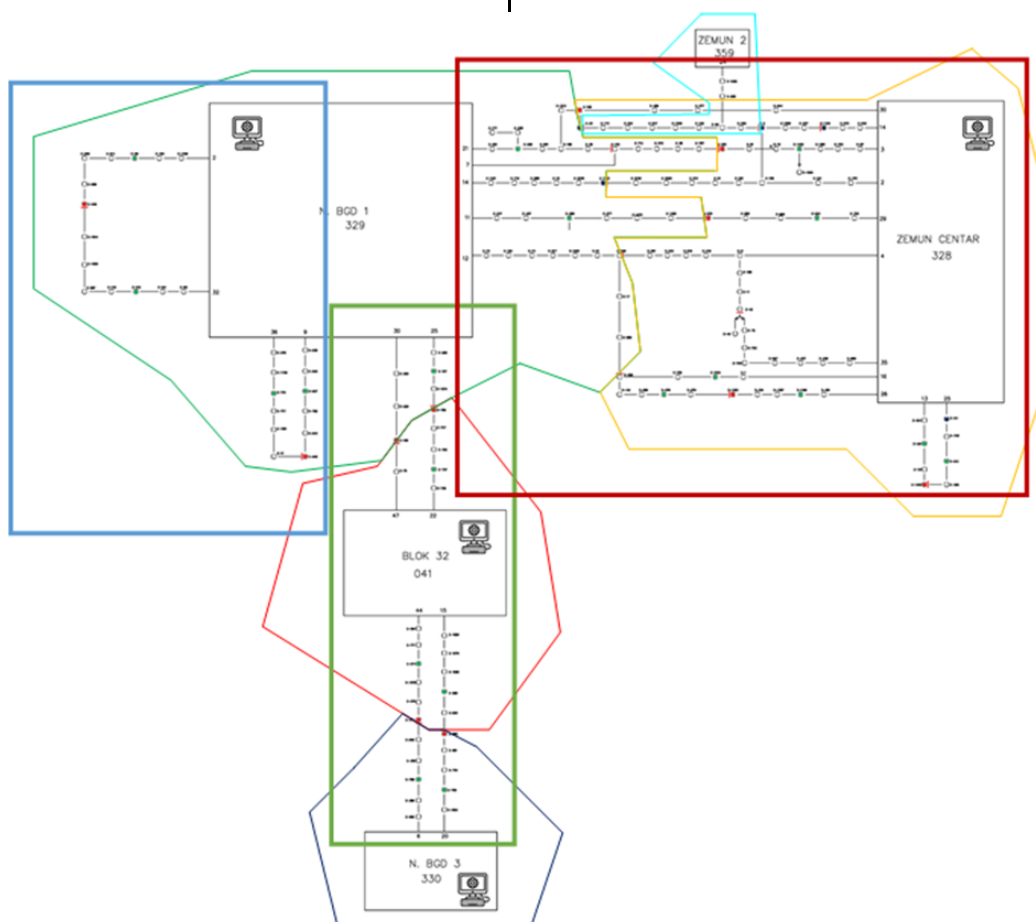


a) Lokacije napojnih TS

b) Konzumna područja napojnih TS

Slika 6. Konzumno područje obuhvaćeno jednim od rešenja za naprednu automatizaciju SN ED mreže

Na Slici 7 prikazan je obuhvat SN ED mreže od strane aktiviranih mrežnih kontrolera u napojnim transformatorskim stanicama.



Slika 7. Prikaz konzumnih područja napojnih TS i nadređenosti od strane mrežnih kontrolera

U okviru realizovanih mrežnih kontrolera, instalirane su mrežne aplikacije opisane u nastavku, koje svojom funkcionalnošću zaokružuju koncept napredne automatizacije SN ED mreže.

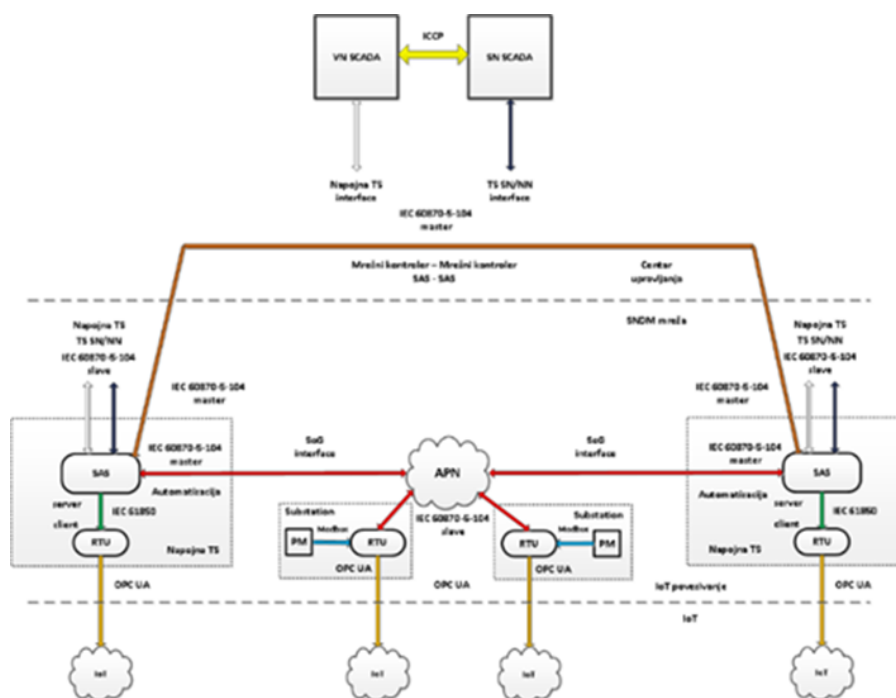
U okviru ciljnog koncepta inteligentnih mreža (*Smart Grids*) koji je predmet realizacije, postoje sledeće funkcije: samoozdravljenje mreže (*Self-Healing*), upravljanje potrošnjom (*Load Management*), automatsko prebacivanje izvora napajanja (*Automatic Source Transfer*), smanjenje preopterećenja (*Overload Reduction*) i područna kontrola napona (*Area Voltage Control*), [15].

Navedene mrežne aplikacije su od velikog interesa za primenu u okviru SN ED mreža, ali akcenat u dosadašnjoj realizaciji sistema za naprednu automatizaciju SN ED mreže dat je na primeni samo prve mrežne aplikacije samoozdravljenja mreže, dok su za sve ostale mrežne aplikacije obezbeđeni svi preduslovi za njihovu primenu. Zbog složenosti realizovanog sistema koji je u svojoj realizaciji bio vremenski ograničen, pristupilo se samo validaciji i praktičnoj primeni prve mrežne aplikacije. Za sve ostale funkcije obezbeđeni su svi neophodni ulazni podaci, ali njihova validacija u omogućenom simulacionom modu neće biti vršena u okviru ove faze realizacije sistema. Nakon toga što su se sistemi preveli u trajni rad, pristupiće se daljem širenju realizovanog

koncepta napredne automatizacije SN ED mreže, pod kojim se podrazumeva da će upravo preostale funkcije biti implementirane u određenim fazama. Takođe, obuhvat delova SN ED mreže od strane mrežnih kontrolera u velikoj meri je uslovljen i koncepcijom SN ED mreže, budući da pojedini mrežni kontroleri obuhvataju jednostavnije strukture mreže, dok neki od njih obuhvataju i daleko složenije, nekonceptijski oblikovane SN ED mreže.

U slučaju da se algoritam proširi na nešto veći broj rasklopnih elemenata u odnosu na postojeće ograničenje, sistem će trajno raditi sa dva mrežna kontrolera, što je bio i prvobitni scenario. U svakom slučaju, trenutno je omogućen rad sa tri primarna mrežna kontrolera i moguće je simulirati veći broj scenarija koji se tiču preuzimanja nadležnosti od strane pratećih mrežnih kontrolera.

Na Slici 8 prikazana je arhitektura polucentralizovanog sistema za naprednu automatizaciju SN ED mreže, Varijanta B, pri čemu je u početnoj fazi realizacije sistema u celosti zadržan koncept decentralizovanog daljinskog nadzora i upravljanja. Pod tim se podrazumeva da je zadržana direktna komunikacija sa podređenim daljinskim stanicama u automatizovanim TS SN/NN putem mobilne mreže preko posebno određenog APN segmenta.



Slika 8. Prikaz arhitekture sistema za naprednu automatizaciju SN ED mreže

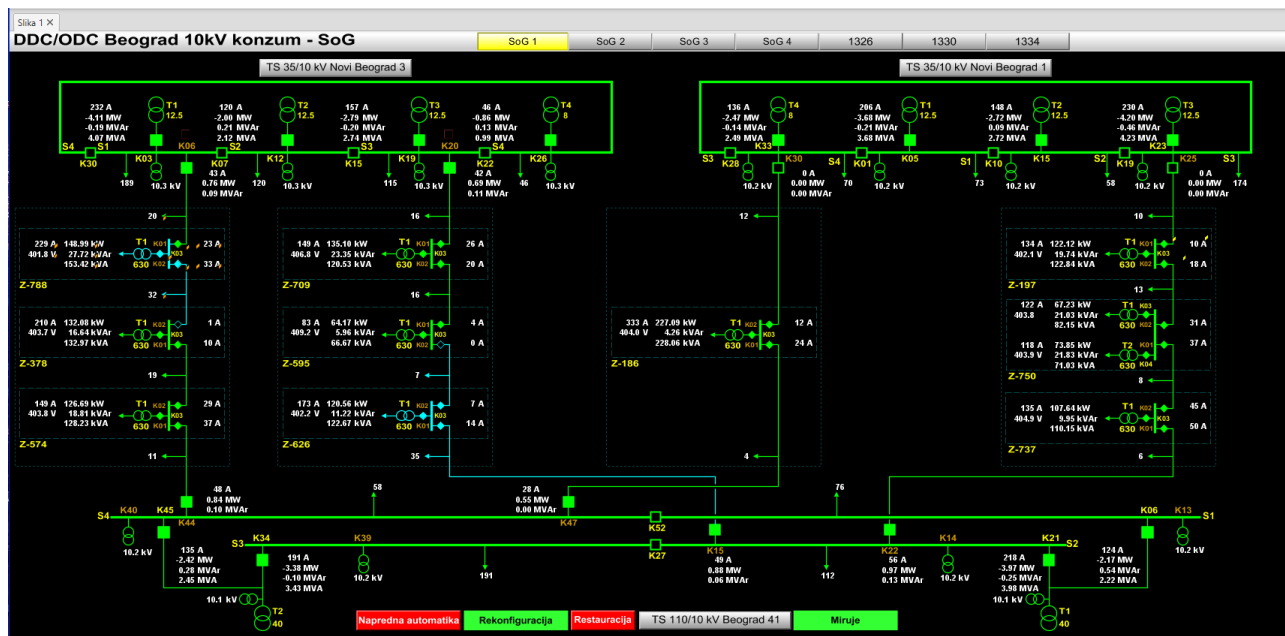
U svakom trenutku operator u nadređenom centru upravljanja može da blokira izvršenje aplikacije za naprednu automatizaciju SNMD mreže i da zadrži do sada standardni (decentralizovani) koncept daljinskog upravljanja TS SN/NN. Pored mogućnosti decentralizovanog koncepta upravljanja nad TS SN/NN, zadržan je i koncept centralizovanog upravljanja nad napojnim transformatorskim stanicama, ali putem optičkih telekomunikacionih vodova, pre svega u cilju obezbeđivanja potrebne brzine komunikacije, ali i same pouzdanosti komunikacije. Upravo je realizovana optička

komunikacija između nadređenog centra upravljanja i napojnih transformatorskih stanica obezbedila sve neophodne preduslove da se realizuje direktna horizontalna komunikacija na nivou napojnih transformatorskih stanica putem protokola IEC 60870-5-104 (*master/slave*). Putem uspostavljene horizontalne komunikacije obezbeđena je međusobna razmena neophodnih procesnih veličina iz susedne napojne transformatorske stanice, a koje su neophodni ulazni podaci za izvršavanje algoritma realizovane aplikacije. Na nivou napojnih transformatorskih stanica i svih ugrađenih

automatizovanih transformatorskih stanica SN/NN realizovan je još jedan poseban komunikacioni interfejs koji omogućuje komunikaciju sa ciljnom IoT platformom, ali putem do sada retko korišćenog u elektrodistributivnim sistemima – protokola UA OPC. Za razliku od HMI prikaza dela SN ED mreže koja je obuhvaćena rešenjem sistema Varijanta A, gde je prikazano samo jedno SN ostrvo, u HMI prikazu sistema Varijanta B zbog obuhvata mrežnog kontrolera nad većim delom SN ED mreže, HMI

prikazi su daleko složeniji. Slike su tako organizovane da se na jednoj procesnoj HMI slici prikažu svi SN izvodi koji su pod direktnom nadležnošću realizovanog mrežnog kontrolera u napojnoj ili izvornoj transformatorskoj stanici. Prikaz je tako organizovan da omogućava jednostavan nadzor ovako jednog složenog rešenja od strane dispečera.

Na Slici 9 prikazan je jedan od realizovanih HMI procesnih prikaza dela SN ED na kojem je implementirana napredna automatizacija SN ED mreže.



Slika 9. Procesni prikaz dela SN ED mreže u kome je realizovana napredna automatizacija SN ED mreže

Na procesnom prikazu je implementirana potpuna funkcionalnost koja se odnosi na praćenje rada napredne automatizacije, ali i mogućnost njenog deaktiviranja u slučaju kada postoji potreba da nadležnost upravljanja ponovo preuzme nadređeni centar upravljanja.

5. POKAZATELJI SN ED MREŽE OBUHVAĆENE NAPREDNOM AUTOMATIZACIJOM

Rešenjima napredne automatizacije obuhvaćeni su centralni delovi gradskog jezgra Beograda i centralni delovi Novog Beograda. U tabelama I i II su prikazani ukupni pokazatelji CAIDI za oba obuhvaćena konzuma, pre implemetacije sistema napredne automatizacije.

Tabela I Prikaz pokazatelja pouzdanosti CAIDI SN ED mreže obuhvaćena rešenjem sistema Varijanta A

Transformatorska stanica	CAIDI [min]
Beograd 15	54,32
Beograd 28	60,54
Beograd 36	73,13
Neimar	60,91
Tehnički fakultet	55,29
Podstanica	35,96
Srednja vrednost:	56,69

Važno je napomenuti da prikazani pokazatelji pouzdanosti CAIDI obuhvataju samo neplanirana isključenja usled pojave kvara, dok su pokazatelji pouzdanosti CAIDI za planirana isključenja značajno manji, budući da konfiguracija mreže omogućava dvostrano napajanje krajnjih korisnika usled isključenja zbog planiranih radova. Takođe, uočava se da su pokazatelji pouzdanosti CAIDI nešto veći za centralne delove gradskog jezgra Beograda u odnosu na centralne delove Novog Beograda, što je sasvim razumljivo imajući u vidu da je kretanje dispečerskih ekipa značajno brže na Novom Beogradu i da su TS SN/NN u tom delu grada dostupnije za prilaz ekipa i parkiranje.

Tabela II Prikaz pokazatelja pouzdanosti CAIDI SN ED mreže obuhvaćena rešenjem sistema Varijanta B

Transformatorska stanica	CAIDI [min]
Beograd 41	44,33
Novi Beograd 1	48,28
Novi Beograd 3	42,78
Zemun Centar	70,71
Srednja vrednost:	51,53

U tabelama III i IV prikazana je struktura kvarova koji su zabeleženi na SN ED mrežama koje su obuhvaćene naprednom automatizacijom tokom prethodne tri godine.

Uočava se da je veći broj kvarova na delovima konzuma na kojima je intenzivna izgradnja građevinskih objekata tokom koje dolazi do mehaničkog oštećenja SN kablovskih vodova.

Na osnovu podataka datih u tabelama V i VI može se zaključiti da je veći stepen automatizacije po jednom SN izvodu u Varijanti A, ali da je, sa druge strane, daleko veći broj SN izvoda pokriven automatizacijom u Varijanti B. Optimum svakako treba tražiti između ova dva rešenja, ali u pogledu automatizacije primat definitivno odnosi rešenje sa većim brojem automatizovanih transformatorskih stanica po jednom SN izvodu. U tabelama je posebno dat ukupan broj TS SN/NN, kao i broj automatizovanih TS SN/NN.

Tabela III Prikaz strukture kvarova SN ED mreže obuhvaćene rešenjem sistema Varijanta A

Transformatorska stanica	Broj ispada
Beograd 15	13
Kratkospojna zaštita	2
Prekostrujna zaštita	1
Zemljospojna zaštita	10
Beograd 28	37
Kratkospojna zaštita	13
Zaštita sabirница	1
Zemljospojna zaštita	23
Beograd 36	22
Kratkospojna zaštita	6
Zemljospojna zaštita	16
Neimar	8
Prekostrujna zaštita	1
Zemljospojna zaštita	7
Tehnički fakultet	14
Kratkospojna zaštita	5
Zemljospojna zaštita	9
Podstanica	25
Kratkospojna zaštita	3
Zemljospojna zaštita	22
Ukupno ispada:	119

Tabela IV Prikaz strukture kvarova SN ED mreže obuhvaćene rešenjem sistema Varijanta B

Transformatorska stanica	Broj ispada
Beograd 41	7
Kratkospojna zaštita	4
Zemljospojna zaštita	3
Novi Beograd 1	18
Kratkospojna zaštita	5
Zaštita sabirница	1
Zemljospojna zaštita	12
Novi Beograd 3	11
Zaštita sabirница	2
Zemljospojna zaštita	9
Zemun Centar	11
Kratkospojna zaštita	2
Prekostrujna zaštita	1
Zemljospojna zaštita	8
Ukupno ispada:	47

Tabela V Prikaz strukture SN ED mreže obuhvaćene rešenjem sistema Varijanta A

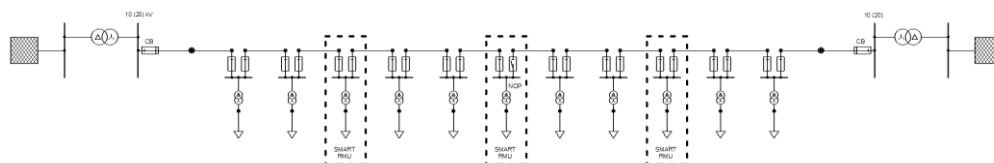
SN ostrvo	Tip SN izvoda	Broj TS SN/NN	Broj kupaca
Ostrvo 1	Međupovezni	12 (6)	1.981
Ostrvo 2	Međupovezni	9 (5)	1.571
Ostrvo 3	Međupovezni	12 (5)	1.430
Ostrvo 4	Međupovezni	10 (5)	1.596
Ostrvo 5	Međupovezni	10 (5)	2.923
Ostrvo 6	Međupovezni	12 (5)	1.682
Ostrvo 7	Međupovezni	10 (5)	3.831
Ukupno:			15.014

Tabela VI Prikaz strukture SN ED mreže obuhvaćene rešenjem sistema Varijanta B

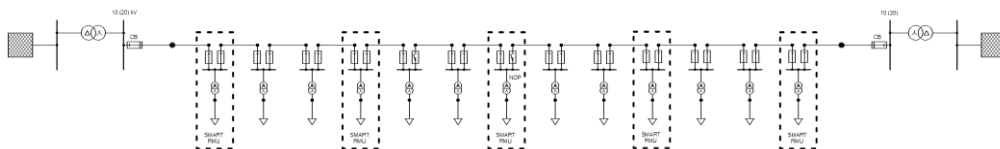
SN ostrvo	Tip SN izvoda	Broj TS SN/NN	Broj kupaca
Ostrvo 1	Međupovezni	11 (3)	2.885
Ostrvo 2	Međupovezni	10 (3)	1.449
Ostrvo 3	Međupovezni	4 (2)	1.196
Ostrvo 4	Međupovezni	8 (3)	2.554
Ostrvo 5	Petlja	15 (3)	3.685
Ostrvo 6	Petlja	12 (3)	2.676
Ostrvo 7	Petlja	8 (3)	1.119
Ostrvo 8	Međupovezni	11 (3)	2.581
Ostrvo 9	Složeni	40 (6)	9.660
Ostrvo 10	Složeni	48 (7)	10.667
Ukupno:			38.472

Na Slici 10 dati su prikazi primenjenih konceptata automatizacije kablovske SN ED mreže. Na osnovu usvojene koncepcije koja je realizovana kroz studiju Izbor koncepcije upravljanja SN elektrodistributivne mreže na konzumnom području EDB favorizovano je rešenje sa manjim stepenom automatizacije po SN izvodu, budući da je inicijalno pokazano da nema ekonomskog opravdanja za primenu rešenja sa većim stepenom automatizacije.

Proširenje primenjenog koncepta automatizacije SN ED je sačekalo primenu, nakon skoro dve decenije, rešenja napredne automatizacije SN ED mreže, gde se javila potreba da se prve transformatorske stanice SN/NN na SN izvodu obavezno automatizuju, zbog toga što rešenje automatizacije forsira automatizaciju te lokacije na SN izvodu. Takođe, primena osnovnog koncepta je potvrdila da zbog velikog broja kvarova upravo na prvim deonicama SN izvoda, ona nije u stanju da obezbedi efikasnu izolaciju kvara i restauraciju napajanja krajnjim korisnicima. Upravo na primerima verifikacije primenjenih rešenja napredne automatizacije pokazao se pozitivan efekat u daljoj primeni proširenog koncepta automatizacije kablovske SN ED mreže.



a) Osnovni koncept automatizacije SN izvoda



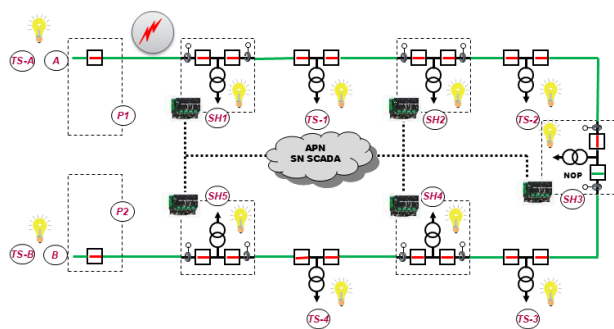
b) Prošireni koncept automatizacije SN izvoda

Slika 10. Prikaz primenjenih koncepcija automatizacije kablovske SN ED mreže

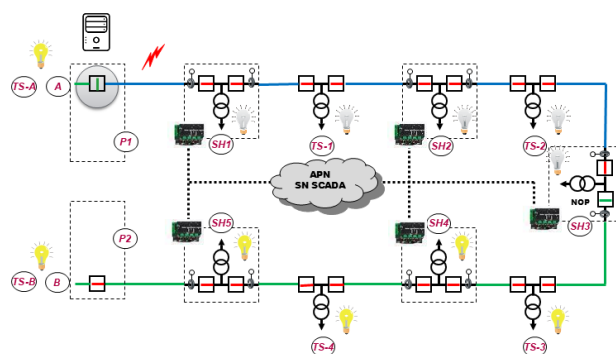
6. VERIFIKACIJA RADA NAPREDNE AUTOMATIZACIJE SN ED MREŽE U POGONSKIM USLOVIMA

Praktično oba sistema puštena su u probni rad do sredine 2023. godine i tokom probnog rada vršene su određene simulacije rada, pre svega rešenja Varijante B koja ima mogućnost izvršenja simulacija rada napredne automatizacije SN ED mreže za ciljna scenarija rekonfiguracije mreže u slučaju pojave kvara na određenim deonicama mreže. Tokom probnog perioda, a i kasnije, kada su oba sistema prevedena u trajni rad, došlo je do više prorada napredne automatike SN ED mreže pri realnim pogonskim događajima i svaki slučaj prorada posebno je analiziran i verifikovan. Za potrebe prezentacije prorada napredne automatike SN ED mreže u ovom radu, za obe varijante rešenja, uzeti su pogonski događaji koji su imali kvarove na prvim deonicama delova SN mreže. Analizirana je situacija kada je došlo do prekida napajanja SN sekcije napojne transformatorske stanice, što za posledicu ima identično reagovanje napredne automatizacije kao da je kvar bio na prvoj deonici. Ovaj slučaj je prikazan za slučaj ispada za Varijantu A.

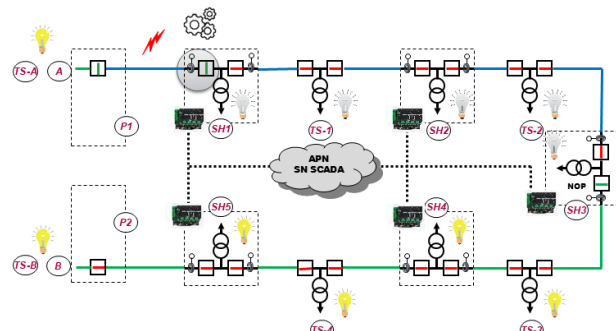
Na Slici 11 prikazan je scenario rada napredne automatike SN ED mreže u slučaju kvara na prvoj deonici u okviru rešenja zasnovanog na Varijanti A, gde se uočavaju četiri glavna koraka (sekvence).



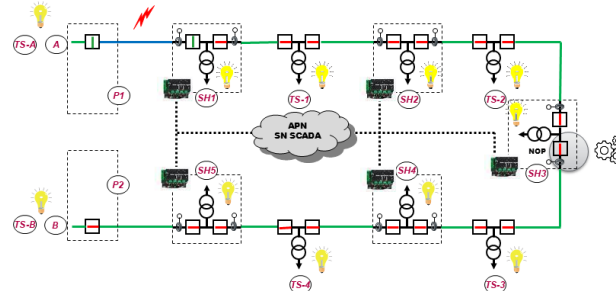
a) Pojava kvara



b) Reagovanje zaštite



c) Izolacija kvara



č) Restauracija napajanja

Slika 11. Primer rada napredne automatizacije u slučaju kvara na prvoj deonici – Varijanta A

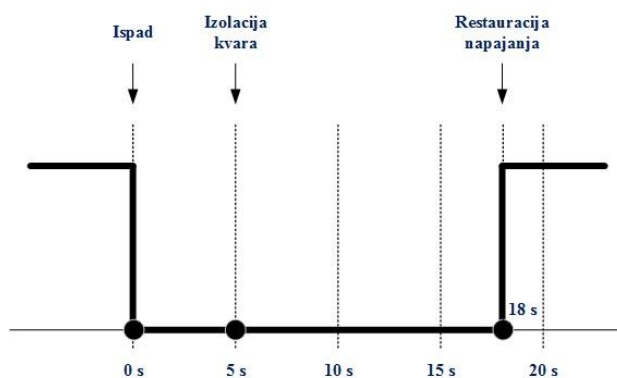
Oba rešenja imaju identičan broj potrebnih manipulacija (dve manipulacije) za potrebe restauracije napajanja, ali glavna razlika leži u činjenici da su u Varijanti A svi krajnji kupci napojeni, dok se u Varijanti B lociranje deonice u kvaru dalje sprovodi uz rad dispečerskih ekipa na terenu. Angažovanje dispečerskih ekipa je neophodno iz razloga lokacije kvara na segmentu, gde nemamo automatizovanu TS SN/NN.

Na Slici 12 prikazana je lista događaja sa SCADA sistema u slučaju kvara na prvoj deonici mreže za Varijantu A. Na listi se uočavaju ključni događaji u listi (označeni posebnim bojama) koji su doveli do pravovremene prorade napredne automatizacije SN ED mreže. Kao što se može videti iz liste događaja, u ovom scenariju napredne automatizacije SN ED mreže, realizovani sistem je izvršio rekonfiguraciju mreže u cilju restauracije napajanja za 18 sekundi, što je daleko kraće od postavljenog cilja od 30 sekundi. Važno je napomenuti da u listi nije bilo signala prorade identifikacije prolaska struje kvara, budući da je kvar bio na prvoj deonici.

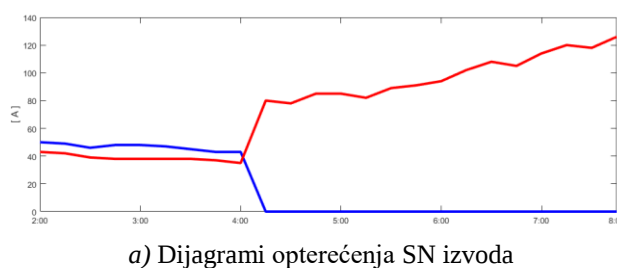
07-Feb	04-11:02:000	180717	8-717	K01	VOD NAPON	NUE PRISUTAN	
07-Feb	04-11:02:014	180717	8-717	K03	VOD NAPON	NUE PRISUTAN	
07-Feb	04-11:02:096	180717	8-717	K00	SHG SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	KVAR	
07-Feb	04-11:03:042	180648	8-648	K01	VOD NAPON	NUE PRISUTAN	
07-Feb	04-11:03:052	180648	8-648	K01	VOD NAPON	NUE PRISUTAN	
07-Feb	04-11:03:127	180648	8-648	K00	SHG SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	KVAR	
07-Feb	04-11:03:386	180015	TS 110/10 kV Beograd 15	V99	VOD MTK KRATKOSPOLNA ZAŠTITA ISKLJUČENJE	REAGOVANJE	
07-Feb	04-11:03:396	180015	TS 110/10 kV Beograd 15	K03	VOD PREKIDANJE	ISKLJUČEN	
07-Feb	04-11:03:763	181857	8-1857	K01	VOD NAPON	NUE PRISUTAN	
07-Feb	04-11:03:829	180283	8-283	K04	VOD NAPON	NUE PRISUTAN	
07-Feb	04-11:03:830	180283	8-283	K02	VOD NAPON	NUE PRISUTAN	
07-Feb	04-11:03:858	181857	8-1857	K00	SHG SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI TS	KVAR	
07-Feb	04-11:03:858	181857	8-1857	K00	SHG SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	KVAR	
07-Feb	04-11:03:968	180283	8-283	K00	SHG SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	KVAR	
07-Feb	04-11:04:635	180717	8-717	001	DAL NESTANAK NAPONA 230 V AC	NASTANAK	
07-Feb	04-11:04:739	180648	8-648	001	DAL NESTANAK NAPONA 230 V AC	NASTANAK	
07-Feb	04-11:04:546	180283	8-283	001	DAL NESTANAK NAPONA 230 V AC	NASTANAK	
07-Feb	04-11:06:689	180283	8-283	K04	VOD SKLOPA RASTAVLJANJE	ISKLJUČENJE	
07-Feb	04-11:06:689	180283	8-283	K00	SHG SHG - SEKVENCA U TOKU	NASTANAK	
07-Feb	04-11:20:254	180717	8-717	K03	VOD NAPON	PRISUTAN	
07-Feb	04-11:20:261	180717	8-717	K01	VOD NAPON	PRISUTAN	
07-Feb	04-11:20:280	180717	8-717	001	DAL NESTANAK NAPONA 230 V AC	PRESTANAK	
07-Feb	04-11:20:349	180717	8-717	K00	SHG SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	NORMALNO	
07-Feb	04-11:20:402	180648	8-648	K03	VOD NAPON	PRISUTAN	
07-Feb	04-11:20:413	180648	8-648	K01	VOD NAPON	PRISUTAN	
07-Feb	04-11:20:434	180648	8-648	001	DAL NESTANAK NAPONA 230 V AC	PRESTANAK	
07-Feb	04-11:20:565	180648	8-648	K00	SHG SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	NORMALNO	
07-Feb	04-11:21:044	181857	8-1857	K01	VOD SKLOPA RASTAVLJANJE	ISKLJUČENJE	
07-Feb	04-11:21:124	181857	8-1857	K01	VOD NAPON	PRISUTAN	
07-Feb	04-11:21:191	180283	8-283	K02	VOD NAPON	PRISUTAN	
07-Feb	04-11:21:204	181857	8-1857	K00	SHG SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	NORMALNO	
07-Feb	04-11:21:291	180283	8-283	001	DAL NESTANAK NAPONA 230 V AC	PRESTANAK	
07-Feb	04-11:50:431	180648	8-648	K00	SHG SHG - RAPOLOŽIVOST	NEKATYNA	
07-Feb	04-11:50:447	180717	8-717	K00	SHG SHG - RAPOLOŽIVOST	NEKATYNA	
07-Feb	04-11:50:497	180648	8-648	001	DAL LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENJE	
07-Feb	04-11:50:685	180717	8-717	001	DAL LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENJE	
07-Feb	04-11:51:085	180283	8-283	K00	SHG SHG - RAPOLOŽIVOST	NEKATYNA	
07-Feb	04-11:51:085	180283	8-283	K00	SHG SHG - SEKVENCA U TOKU	PRESTANAK	
07-Feb	04-11:51:164	180283	8-283	K00	SHG SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	NORMALNO	
07-Feb	04-11:51:235	180283	8-283	001	DAL LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENJE	
07-Feb	04-11:51:280	181815	8-1815	K00	SHG SHG - RAPOLOŽIVOST	NEKATYNA	
07-Feb	04-11:51:360	181815	8-1815	001	DAL LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENJE	
07-Feb	04-11:51:425	181857	8-1857	K00	SHG SHG - NAPREDNA AUTOMATIZACIJA	ISKLJUČENJE	
07-Feb	04-11:51:425	181857	8-1857	K00	SHG SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI TS	NEKATYNA	
07-Feb	04-11:51:425	181857	8-1857	K00	SHG SHG - RAPOLOŽIVOST	NEKATYNA	
07-Feb	04-11:51:499	181857	8-1857	001	DAL LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENJE	
07-Feb	04-11:51:506	181857	8-1857	K00	SHG SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	KVAR	
07-Feb	04-11:59:233	180283	8-283	K00	SHG SHG - STANJE RAPOLOŽIVOSTI	KVAR	
07-Feb	04-18:18:000	180015	TS 110/10 kV Beograd 15	K03	VOD PREKIDANJE	UKLJUČENJE	ZAHTEVANJE KOM
07-Feb	04-18:18:000	180015	TS 110/10 kV Beograd 15	K03	VOD PREKIDANJE	UKLJUČENJE	KOM NEUSPEŠNO
07-Feb	04-18:18:345	180283	8-283	K00	SHG SHG - BLOKADA UKLJUČENJA	NASTANAK	
07-Feb	04-18:18:345	180283	8-283	K04	VOD RASTAVLJANJE ZA UZEMLENJE	UKLJUČENJE	

Slika 12. Lista događaja za proradu napredne automatizacije SN ED mreže u slučaju kvara na prvoj deonici – Varijanta A

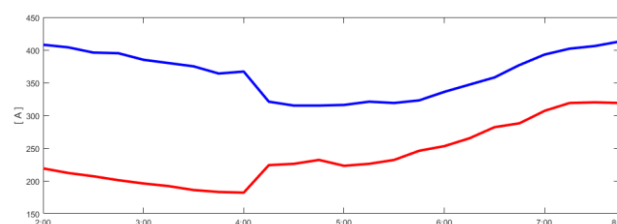
Na Slici 13 prikazani su vremenski tokovi, sa kojih se može jasno uočiti vreme reagovanja sekvenci napredne automatizacije SN ED mreže u posmatranom slučaju. Na Slici 14 dati su dijagrami opterećenja SN izvoda pripadajućeg SN ostrva (Ostrvo 2) i napojnih transformatora, na kojima su prikazana merenja sa SCADA sistema sa rezolucijom merenja od 15 minuta. Sa priloženih dijagrama nije moguće jasno uočiti reagovanja sekvenci napredne automatizacije, već samo promene opterećenja nakon izvršenja svih sekvenci napredne automatizacije SN ED mreže.



Slika 13. Vremenski tok prorade napredne automatizacije SN ED mreže u slučaju kvara na prvoj deonici – Varijanta A



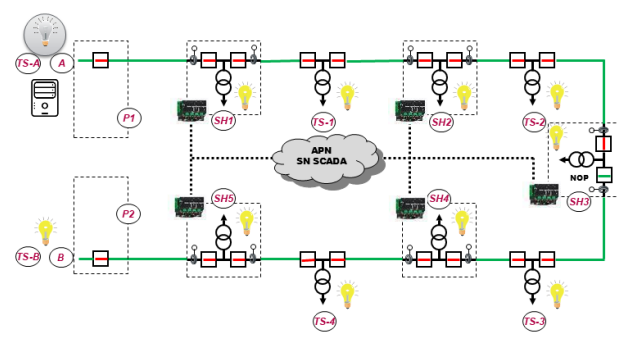
a) Dijagrami opterećenja SN izvoda



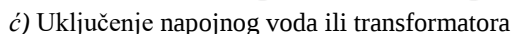
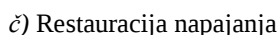
b) Dijagrami opterećenja napojnih transformatora

Slika 14. Dijagrami opterećenja SN izvoda i napojnih transformatora tokom prorade napredne automatizacije SN ED mreže u slučaju kvara na prvoj deonici – Varijanta A

Na Slici 15 prikazan je primer rada napredne automatizacije SN ED mreže u slučaju ispada napojnog voda ili transformatora snage u napojnoj transformatorskoj stanici VN/SN ili SN/SN. Slučaj se svodi praktično na prethodni, uz činjenicu da nije bilo kvara u mreži, što je dovelo do značajno brže prorade realizovane napredne automatizacije, u ukupnom trajanju od 8 sekundi.



a) Ispad (napojnog voda ili transformatora snage)

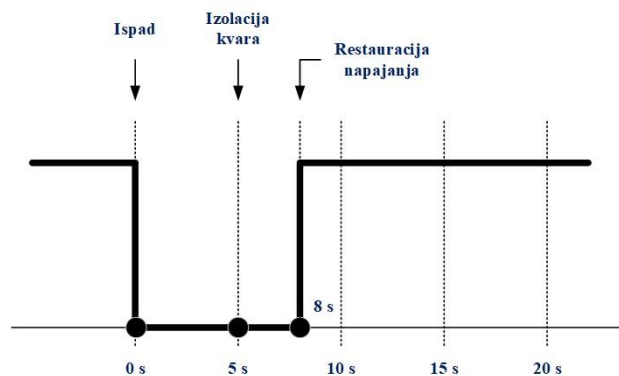


Na Slici 16 prikazana je lista događaja sa SCADA sistema u slučaju ispada napojnog voda ili transformatora za Varijantu A.

[illegible]

Slika 16. Lista događaja za prorađu napredne automatizacije SN ED mreže u slučaju ispada napojnog voda ili transformatora – Varijanta A

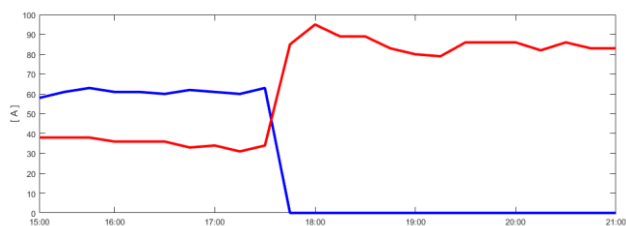
Na listi se uočavaju ključni događaji (označeni posebnim bojama) koji su doveli do pravovremene prorade napredne automatizacije SN ED mreže. Kao što se može videti iz liste događaja, u ovom scenariju napredne automatizacije SN ED mreže realizovani sistem je izvršio rekonfiguraciju mreže u cilju restauracije napajanja za 8 sekundi, što je daleko kraće od slučaja kada je kvar bio na prvoj deonici. Važno je napomenuti da u listi nije bilo signala prorade identifikacije prolaska struje kvara, budući da u ovom slučaju nije bilo kvara na SN izvodu. Vremenski tok prorade napredne automatizacije prikazan je na Slici 17.



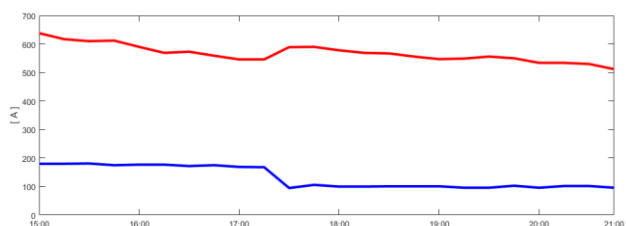
Slika 17. Vremenski tok prorade napredne automatizacije SN ED mreže u slučaju ispada napojnog voda ili transformatora – Varijanta A

Na Slici 18 dati su dijagrami opterećenja SN izvoda pripadajućeg SN ostrva (Ostrvo 2) i napojnih transformatora, na kojima su prikazana merenja sa SCADA sistema sa rezolucijom merenja od 15 minuta. I sa ovih priloženih dijagrama nije moguće jasno uočiti

reagovanja sekvenci napredne automatizacije, već samo promene opterećenja nakon izvršenja svih sekvenci napredne automatizacije SN ED mreže, budući da se događaj odigrao veoma brzo.



a) Dijagrami opterećenja SN izvoda

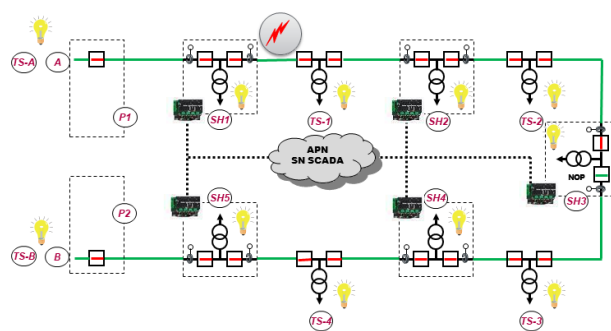


b) Dijagrami opterećenja napojnih transformatora

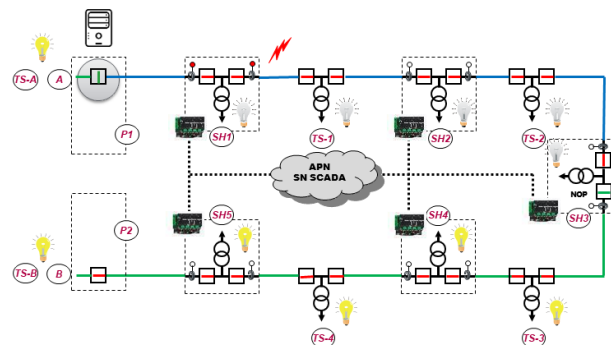
Slika 18. Dijagrami opterećenja SN izvoda i napojnih transformatora tokom prorade napredne automatizacije SN ED mreže u slučaju ispada napojnog voda ili transformatora – Varijanta A

S obzirom na to da je bio u pitanju neselektivan ispad usled paralelisanja napojnih SN vodova, uzrok ispada je relativno brzo otklonjen, za vreme manje od 3 minuta. Reagovanje napredne automatike je i u ovom slučaju dovelo do toga da su u veoma kratkom vremenskom periodu napojeni svi krajnji korisnici duž SN voda. Takođe, važno je napomenuti da usled rada napredne automatike nisu značajno preopterećeni rezervni pravci napajanja, kao ni transformatori koji preuzimaju dodatno opterećenje usled rekonfiguracije mreže. Ovaj slučaj je manje kritičan nego prethodni, budući da je dodatno opterećenje preuzimao transformator VN/SN veće instalisane snage. Za potrebe analize događaja preuzeti su i registrovani zapisi prelaznih pojava tokom ispada SN elemenata sa određenih MPZU, ali zbog obima rada nije ih moguće prezentovati. Izvršene analize ispada nedvosmisleno ukazuju da je neophodno vršiti i analizu prelaznih pojava.

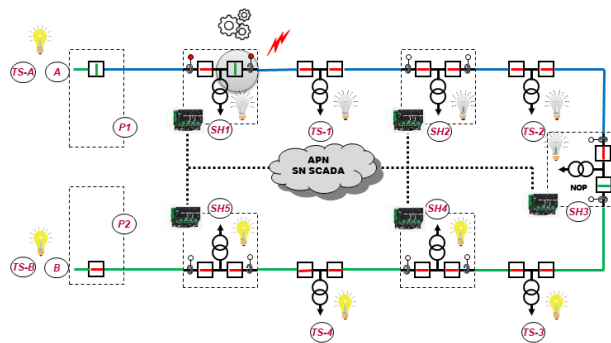
Na Slici 19 prikazan je scenario rada napredne automatike SN ED mreže u slučaju kvara na drugoj deonici u okviru rešenja zasnovanog na Varijanti A. Kod ove prorade rešenja napredne automatizacije SN DM mreže imamo praktično pet koraka (sekvenci). Takođe, u cilju dobijanja kompletnog uvida u celokupan postupak lociranja kvara i restauracije napajanja svih krajnjih korisnika, prikazani su svi koraci postupka.



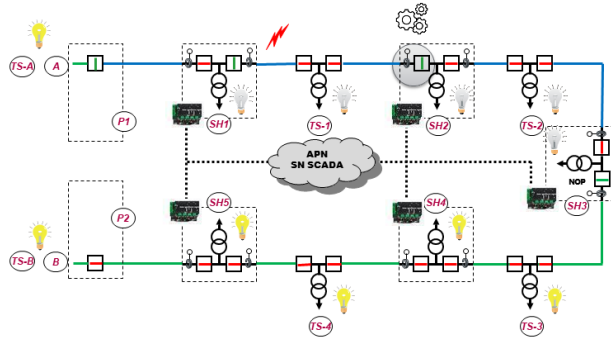
a) Pojava kvara



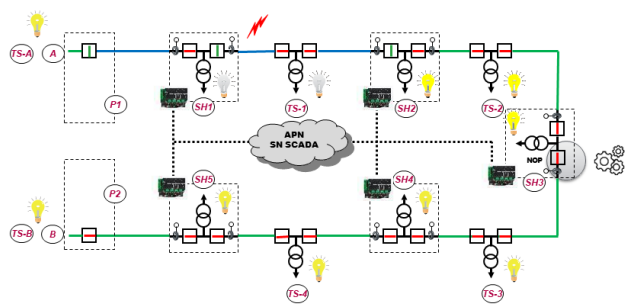
b) Reagovanje zaštite



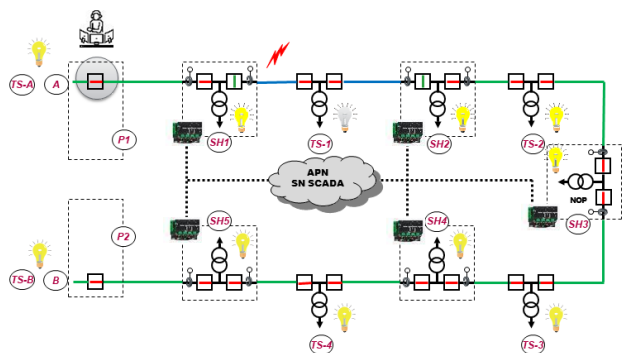
c) Prorada automatike – isključenje dela mreže



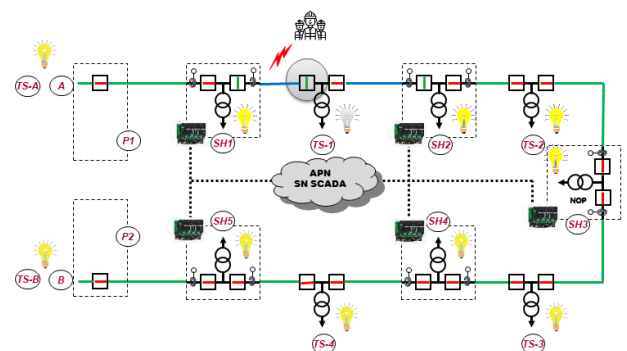
č) Prorada automatike – izolacija druge deonice



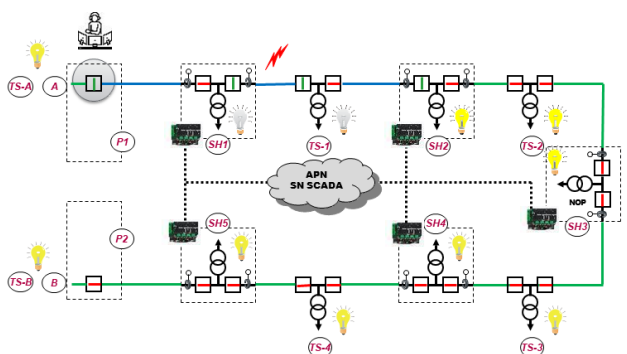
c) Restauracija napajanja dela SN izvoda



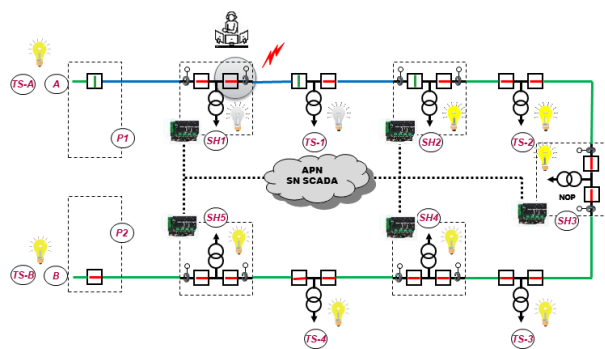
d) Uključenje prve TS SN/NN od strane dispečera



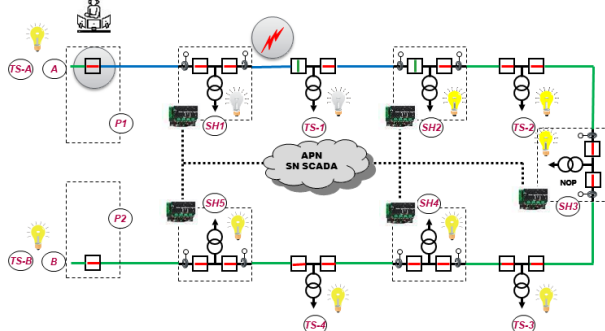
dž) Isključenje deonice od strane dispečerske ekipe



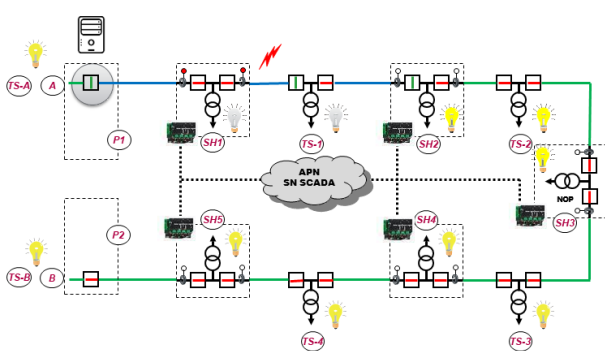
d) Isključenje napojene prve TS SN/NN



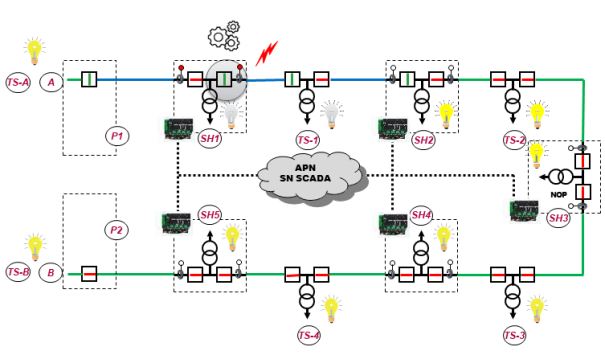
e) Uključenje izvodne ćelije u prvoj TS SN/NN



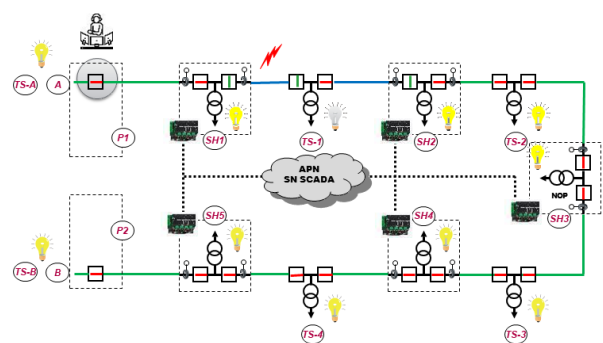
f) Uključenje „na kvar“ od strane dispečera



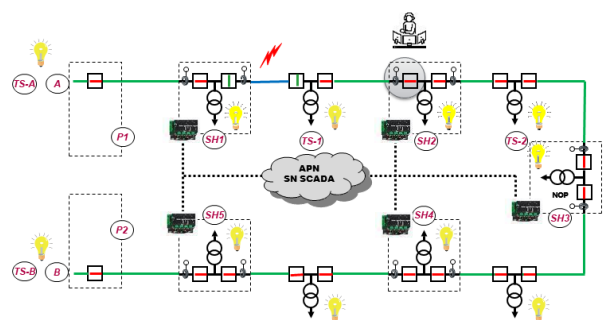
g) Prorada zaštite



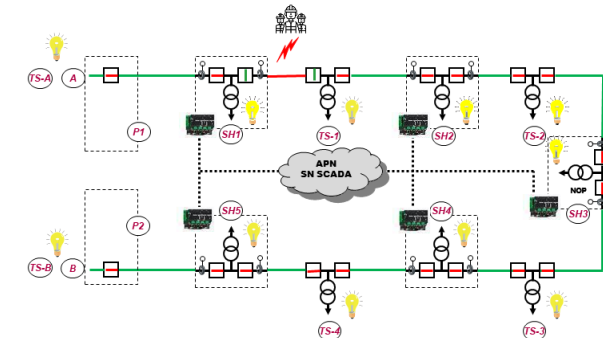
h) Prorada automatike – isključenje dela mreže



i) Uključenje prve TS SN/NN od strane dispečera



j) Uključenje prve TS SN/NN od strane dispečera



k) Priprema radova na SN deonici u kvaru

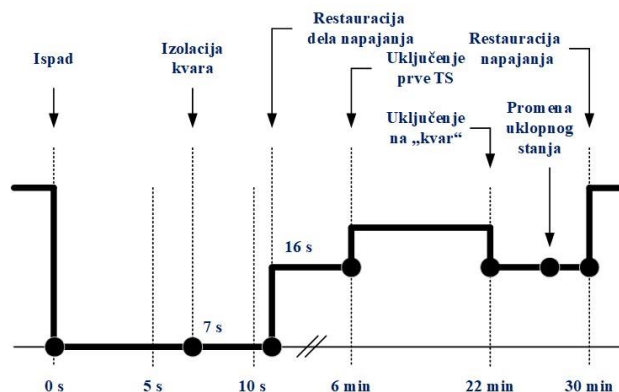
Slika 19. Primer rada napredne automatizacije u slučaju kvara na drugoj deonici SN izvoda – Varijanta A

Na Slici 20 prikazana je lista događaja sa SCADA sistema u slučaju kvara na drugoj deonici za Varijantu A. Na listi se uočavaju ključni događaji (označeni posebnim bojama) koji su doveli do pravovremene prorade napredne automatizacije SN ED mreže. Kao što se može videti iz liste događaja, u ovom scenariju napredne automatizacije SN ED mreže, realizovani sistem je izvršio rekonfiguraciju mreže u cilju restauracije dela napajanja za 11 sekundi, ali i da je dalji postupak lociranja kvara i restauracije napajanja ostatak krajnjih kupaca potrajao još dodatnih 30 minuta. Vremenski tok prorade napredne automatizacije prikazan je na Slici 21.

Na Slici 22 dati su dijagrami opterećenja SN izvoda pripadajućeg SN ostrva (Ostrvo 2) i napojnih transformatora, na kojima su prikazana merenja sa SCADA sistema sa rezolucijom merenja od 15 minuta.

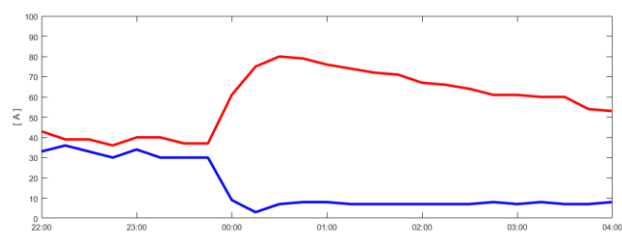
[illegible]

Slika 20. Lista događaja za prorađu napredne automatizacije SN ED mreže u slučaju kvara na drugoj deonici SN izvoda – Varijanta A

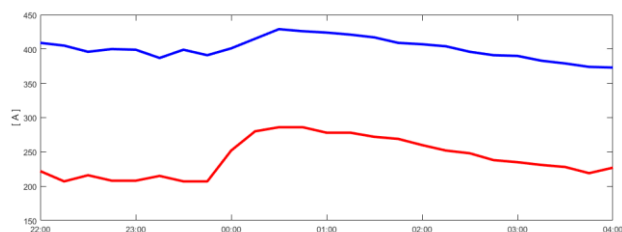


Slika 21. Vremenski tok prorade napredne automatizacije
SN ED mreže u slučaju kvara na drugoj deonici SN
izvoda – Varijanta A

I sa ovih priloženih dijagrama nije moguće jasno uočiti reagovanja sekvenci napredne automatizacije, već samo promene opterećenja nakon izvršenja akcija od strane dispečera u nadređenom centru i dispečerskih ekipa na terenu u cilju lociranja deonice u kvaru i restauracije napajanja preostalih krajnjih kupaca koji su bili pogođeni kvarom.



a) Dijagrami opterećenja SN izvoda



b) Dijagrami opterećenja napojnih transformatora

Slika 22. Dijagrami opterećenja SN izvoda i napojnih transformatora tokom prorade napredne automatizacije SN ED mreže u slučaju kvara na drugoj deonici SN izvoda – Varijanta A

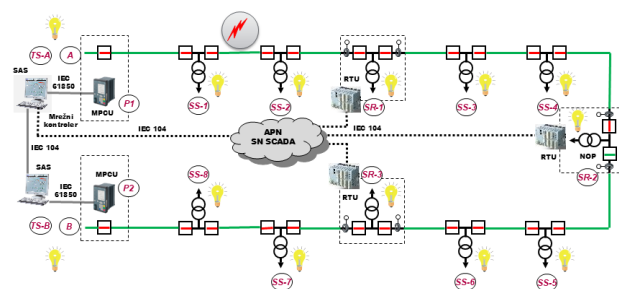
U prethodnim delu prikazana su tri karakteristična slučaja prorade realizovanog rešenja napredne automatike Varijante A, koja se zasniva na unapređenom konceptu automatizacije SN ED mreže, sa većim stepenom automatizacije SN voda. Veći stepen automatizacije SN voda omogućava da se SN vod segmentira na više kontrolabilnih deonica, što dovodi do efikasnije izolacije mesta kvara, kao i restauracije napajanja krajnjim kupcima pogođenih ispadom. Kao što je prikazano, u slučaju kvara na prvoj deonici, moguće je da se za relativno kratko vreme izvrši efikasna izolacija deonice pogođene kvarom, ali i potpuna restauracija napajanja svim krajnjim kupcima pogođenih tim ispadom. Budući da je broj ispada na prvim deonicama značajno veliki u odnosu na kvarove na ostalim deonicama, pre svega zbog većeg opterećenja kojem su one izložene, samim tim i uspešnost prorade sa potpunim očekivanim efektima je daleko veća.

Kada se primeni rešenje napredne automatizacije zasnovanog na Varijanti B, tada se ovo rešenje primenjuje na osnovnom konceptu automatizacije SN ED mreže, ali sa značajno unapređenom komunikacionom šemom i realizacijom nadređenog mrežnog kontrolera koji kontroliše određeni deo SN ED mreže.

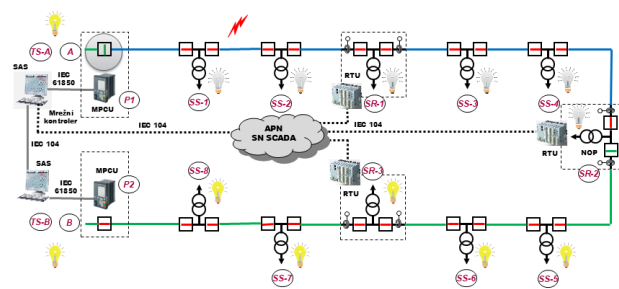
Osnovni koncept automatizacije SN ED mreže ima više većih segmenata koji obuhvataju veći broj SN deonica sa rasklopnim elementima TS SN/NN koji nisu kontrolabilni. Ovako segmentiran SN vod ne omogućava u velikoj meri efikasnu restauraciju napajanja krajnjim kupcima koji su pogođeni kvarom, budući da se izolacija deonice u kvaru i rekonfiguracija mreže u smislu potpune restauracije postiže radom dispečerskih ekipa na terenu. Zbog ovakvog načina rada vreme restauracije je kraće nego u slučaju bez rešenja automatizacije SN ED mreže, ali daleko od postavljenih ciljeva rekonfiguracije da se ona izvrši za nekoliko desetina sekundi. Sa stanovišta rada napredne automatike, uočavaju se identične sekvence rada

algoritama realizovanih u obe varijante. Takođe, uočava se da se realizovani sistem u Varijanti B zasniva na daleko složenijoj komunikaciji između komponenti realizovanog rešenja, što je prethodno napomenuto, na više mesta u radu.

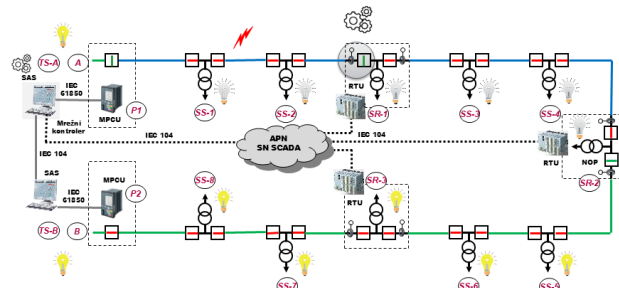
Na Slici 23 prikazane su samo sekvence rada realizovanog rešenja napredne automatizacije Varijante B, zaključno sa sekvencom izolacije SN segmenta (više deonica) u kvaru, dok druge sekvence koje se odnose na izolaciju ciljane SN deonice pogođene kvarom nisu prikazane iz razloga obimnosti i prisutne varijabilnosti u pogledu koja je deonica u okviru SN segmenta pogođena kvarom.



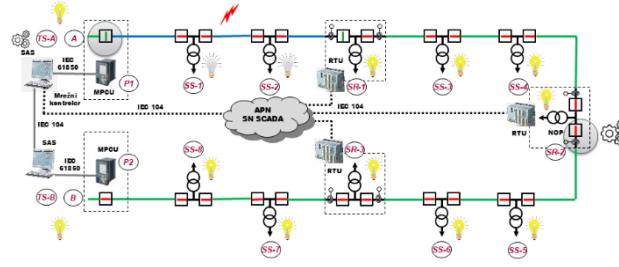
a) Pojava kvara



b) Reagovanje zaštite



c) Izolacija kvara (SN segmenta)



d) Restauracija napajanja dela pogođenih kupaca

Slika 23. Primer rada napredne automatizacije u slučaju kvara na prvom SN segmentu – Varijanta B

Na Slici 24 prikazana je lista događaja sa SCADA sistema u slučaju kvara na prvom SN segmentu mreže za Varijantu B. Na listi se uočavaju ključni događaji u listi (označeni posebnim bojama) koji su doveli do pravovremene prorade napredne automatizacije SN ED mreže, pri čemu u listi ne postoje u ovom rešenju signali koji se odnose na međusobnu komunikaciju između daljinskih stanica, jer je algoritam napredne automatizacije realizovan u nadređenom mrežnom kontroleru. Sa druge strane, u listi događaja postoji veći skup procesnih informacija, budući da je u ovom slučaju napojna transformatorska stanica VN/SN realizovana sa integrisanim sistemom zaštite i upravljanja sa MPCU uređajima.



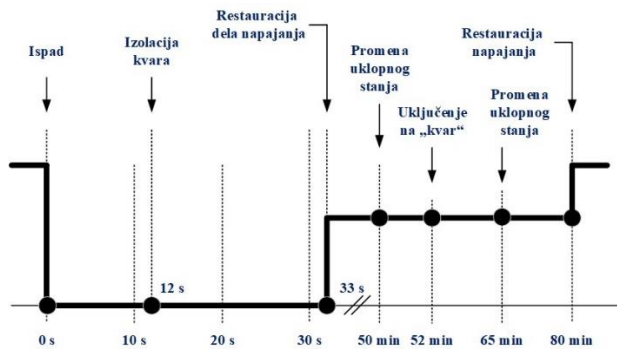
Slika 24. Lista događaja za prorađu napredne automatizacije SN ED mreže – Varijanta B

Sa prikazane liste događaja može se utvrditi da je u ovom scenariju napredne automatizacije SN ED mreže realizovani sistem izvršio rekonfiguraciju mreže za 33 sekunde, što približno odgovara postavljenom cilju od 30 sekundi. Izuzetno je važno napomenuti da je u ovom algoritmu uvedeno vremensko kašnjenje za svaku manipulaciju od 10 sekundi, što će se u narednom periodu eliminisati, tako da će se algoritam u ovom slučaju očekivano izvršiti za oko 10 sekundi, što odgovara proradama rešenja napredne automatizacije u primerima Varijante A.

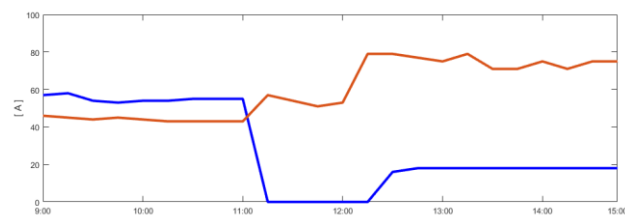
Kao što se sa Slike 25 može uočiti, reagovanje rešenja napredne automatizacije uspešno je sprovelo izolaciju pogođenog SN segmenta kvarom i delimično izvršilo napajanje krajnjih kupca koji se napajaju preko drugog segmenta SN izvoda, ali je ukupno vreme za kompletnu restauraciju napajanja čak i veće od prosečnog pokazatelja CAIDI za posmatrani deo SN mreže.

Na Slici 26 dati su dijagrami opterećenja SN izvoda pripadajućeg SN ostrva (Ostrvo 2) i napojnih transformatora, na kojima su prikazana merenja sa SCADA sistema sa rezolucijom merenja od 15 minuta. I sa ovih priloženih dijagrama nije moguće jasno uočiti reagovanja sekvenci napredne automatizacije, identično

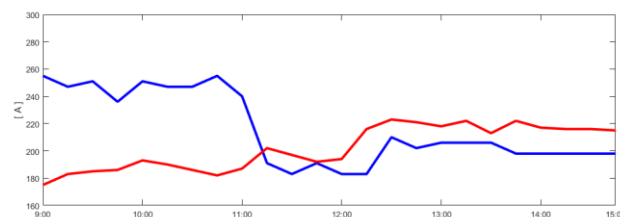
kao i u prethodnim slučajevima, kao i pokušaji uključenja SN izvoda od strane dispečera u centru upravljanja ili dispečerskih ekipa na terenu. Moguće je uočiti samo krajnje promene opterećenja nakon izvršenja akcija na mikrolokaciji kvara od strane dispečera u nadređenom centru i dispečerskih ekipa na terenu, u cilju lociranja deonice u kvaru i restauracije napajanja preostalih krajnjih kupaca koji su bili pogođeni kvarom.



**Slika 25. Vremenski tok prorade napredne automatizacije
SN ED mreže u slučaju kvara na prvom segmentu SN
izvoda – Varijanta B**



a) Dijagrami opterećenja SN izvoda



b) Dijagrami opterećenja napojnih transformatora

Slika 26. Dijagrami opterećenja SN izvoda i napojnih transformatora tokom prorade napredne automatizacije SN ED mreže u slučaju kvara na prvom segmentu SN izvoda – Varijanta B

Izabrani primer veoma realno prikazuje sve probleme pri sprovođenju procesa restauracije i rekonfiguracije mreže u slučaju pojave kvara na segmentu mreže koji nije automatizovan, gde rešenje napredne automatizacije samo delimično obavi posao, dok se konačno okončanje procesa završava angažovanjem ekipa na terenu, koje je u značajnoj meri zavisno od situacije na terenu (problem saobraćaja, pristupa objektima itd.).

7. ZAKLJUČAK

Napredna automatizacija SN ED mreže je, kroz implementaciju dva rešenja, bazirana na različitim konceptima vodećih svetskih proizvođača sistema i opreme za automatizaciju SN ED mreže, pokazala svu svoju superiornost u odnosu na rešenja automatizacije prethodnih generacija. Iako je osnovni koncept automatizacije kablovske SN ED mreže bio u primeni skoro dve decenije, primenjenim rešenjem nedvomisleno je pokazano da koncept automatizacije treba unaprediti kroz povećanje stepena automatizacije SN izvoda, a pre svega ugradnjom automatizovanih TS SN/NN na mestu prve TS na izvodu, bez obzira na to da li je primenjeno rešenje integrisanog sistema zaštite i upravljanja u napojnoj transformatorskoj stanici. Primenjena rešenja prokrčila su put daljoj evoluciji rešenja automatizacije prema krajnjem cilju – konceptu centralizovanog rešenja. U radu su prikazani samo karakteristični slučajevi prorade rešenja napredne automatizacije i dalje praćenje rada realizovanih rešenja omogućiće dalje poboljšanje rada primenjenih rešenja. Prikazana rešenja po obuhvatu mreže su trenutno referentna u svetskim razmerama, te dobijeni rezultati svako predstavljaju svojevrsan „benchmark“ rezultata koji se postižu prilikom rada sistema za naprednu automatizaciju SN ED mreže.

LITERATURA

- [1] Vukotić, D., Čolović, N., 2022, 3.01 – „Napredna automatizacija SN ED mreže“, 13. Savetovanje CIRED SRBIJA 2022, Kopaonik, Srbija.
- [2] Elkadeem, M. R., Alaam M. A., and Azmy A. M., „Reliability Improvement of Power Distribution Systems using Advanced Distribution Automation“, *Renewable Energy and Sustainable Development (RESO)*, Volume 3 Issue 1, Special Issue, March 2017, DOI:10.13140/RG.2.2.28065.81763/1
- [3] Sudhakar T. D., and Srinivas K. N., „Restoration of power network – a bibliographic survey“, *European Transactions on Electrical Power*, 21(1), pages: 635 – 655, January 2011, DOI:10.1002/etep.467
- [4] Uluski, R. W., „The Role of Advanced Distribution Automation in the Smart Grid“, IEEE PES General Meeting, July 2010, DOI:10.1109/PES.2010.5590075
- [5] Shahin, M. A., „Smart Grids Self-Healing Implementation for Underground Distribution Networks“, 2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia), DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2013.6698702
- [6] Kuru, J., Ihonen, T., Haikonen, J., „Control-Centre-Based Automatic Fault Isolation and Restoration System for Rural Medium Voltage Networks“, 22nd International Conference on Electricity Distribution – CIRED, Paper 1012, DOI: 10.1049/cp.2013.1035
- [7] Chollot, Y., Wild, J., Berry, T., Jourdan, A., Raison, B., Marguet, R., Houssin, J., Joubert, R., „Decentralized Self Healing Solution Tested in the Framework of GreenLys Smart Grid Project“, 2013 IEEE Grenoble Conference, DOI: 10.1109/PTC.2013.6652289
- [8] Gomes, D., Colunga, R., Gupta P., Balasubramanian, A., „Distribution Automation Case Study: Rapid Fault Detection, Isolation, and Power Restoration for a Reliable Underground Distribution System“, 2015 68th Annual Conference for Protective Relay Engineers, DOI: 10.1109/CPRE.2015.7102176
- [9] Madani, V., Das, R., Aminifar, F., McDonald, J., Venkata S. S., Novosel, D., Bose, A., Shahidehpour, M., „Distribution Automation Strategies Challenges and Opportunities in a Changing Landscape“, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Volume 6, Issue 4, July 2015, DOI: 10.1109/TSG.2014.2368382
- [10] Das, R., Madani, V., Aminifar, F., McDonald, J., Venkata, S. S., Novosel, D., Bose, A., Shahidehpour, M., „Distribution Automation Strategies: Evolution of Technologies and the Business Case“, 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286018
- [11] Siirto, O., Kuru, J., Lehtonen, M., „Fault Location, Isolation and Restoration in a City Distribution Network“, 2014 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ), DOI: 10.1109/PQ.2014.6866843
- [12] Gong, Y., Guzmán, A., „Integrated Fault Location System for Power Distribution Feeders“, *IEEE Transactions on Industry Applications*, Volume 49, Issue 3, May-June 2013, DOI: 10.1109/TIA.2013.2252596
- [13] Subban, P. P., Awodele, K. O., „Reliability Impact of Different Smart Grid Techniques on a Power Distribution System“, 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), DOI: 10.1109/ISGT-LA.2013.6554467
- [14] Proizvođačka dokumentacija, 2021, Elaborat sistema za naprednu automatizaciju SN ED mreže – SoG, Siemens
- [15] Proizvođačka dokumentacija, 2021, Elaborat sistema za naprednu automatizaciju SN ED mreže – SHG, Schneider Electric

BIOGRAFIJE



Dušan Vukotić je rođen 1968. godine u Beogradu. Diplomirao je na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu 1993. godine. Na istom fakultetu je 1999. godine magistrirao iz oblasti estimacije stanja elektrodistributivne mreže. Zaposlen je od 1994. godine u „Elektrodistribuciji Beograd”, koja se sada organizaciono nalazi u okviru „Elektrodistribucije Srbije” d. o. o. Beograd. Trenutno obavlja poslove višeg analitičara za poslovne procese upravljanja elektrodistributivnim sistemom. Od 2001. godine intenzivno se bavi automatizacijom SN DM mreže. ORCID: 0009-0005-3084-126X.



Božidar Ćirić je rođen 1970. godine u Beogradu. Diplomirao je na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu 1999. godine. Zaposlen je od 2000. godine u „Elektrodistribuciji Srbije” d. o. o. Beograd, gde i danas radi u Centru za IKT na radnom mestu glavnog stručnog saradnika za SCADA i procesnu tehniku.



Stojan Šiškoski je rođen 1969. godine u Beogradu. Master studije završio je na Tehničkom Fakultetu „Mihajlo Pupin” Univerziteta u Novom Sadu 2013. godine. Zaposlen je u „Elektrodistribuciji Srbije” d. o. o. Beograd u Službi za SCADA i procesnu tehniku za DP Beograd na radnom mestu šefa Službe. ORCID: 0009-0002-9935-1187.

D. Vukotić^{1*}, B. Ćirić¹, S. Šiškoski¹

Evolution of the Concept of Automation of Underground Medium Voltage Electric Distribution Networks

¹„Elektrodistribucija Srbije“ Ltd. Belgrade, Serbia

Professional article

Highlights

- Automation of the MV electric distribution network is the backbone of "Smart Grids".
- The need to significantly improve the previously applied concept of automation of the MV electric distribution network.
- The improved concept of automation of the MV electric distribution network enables efficient restoration of power supply to end users after a fault occurs.

Abstract

More than two decades ago, the concept of automation of the MV electricity distribution network was adopted for the electric distribution area of the city of Belgrade, which was the initial basis for further intensive automation of the MV electric distribution network. The concept of the MV electric distribution network was primarily based on a decentralized concept, where a large number of elements were planned for integration into the SCADA system, with the possibility of activating standard predefined local automation functions. As there has been a significant functional improvement of the equipment for automation of the MV electric distribution network during the last decade due to intensive digitalization, further directions in terms of improving the existing automation concept, where a large number of automated points within the MV electric distribution network would need to be redefined. Additionally, the requirements regarding the increasing reliability of the MV electric distribution network have led to a situation where it is necessary to increase the degree of automation of the MV electric distribution network, but also to ensure a much higher degree of coordination between the embedded equipment for the automation of the MV electric distribution network. For the above reasons, it was necessary to start implementing new modern concepts of advanced automation of the MV electric distribution network, which were supported by the latest generation of equipment and solutions from the world's largest equipment manufacturers. One solution included the implementation of a semi-decentralized concept with network controllers, while the other solution included the implementation of a solution without a network controller with a predefined application algorithm within the embedded and integrated equipment for the automation of the MV power distribution network.

Keywords

Advanced Automation, Smart Grids, MV Network

Note:

This article represents an expanded, improved and additionally peer-reviewed version of the paper "Comparative Analysis of the Implementation of Advanced MV Electric Distribution Network Automation Solutions", awarded by Expert Committee EC-3 Protection and Control in Distribution Networks at the 14th CIRED Serbia Conference, Kopaonik, September 16-20, 2024

Received: February 24th, 2025Reviewed: June 3rd, 2025Modified: July 9th, 2025Accepted: July 18th, 2025

* Corresponding author: Dušan Vukotić, +381 64 834 2210

E - mail: dušan.vukotic@es.rs

Danijel Davidović^{1*}, Dalibor Crnoja¹, Sreten Davidov²

Identifikacija faza i prekida u niskonaponskim mrežama na osnovu podataka o događajima registrovanim u pametnim brojilima

¹ Elektro Ljubljana d. d., Ljubljana, Slovenija² EIMV, Ljubljana, Slovenija

Stručni rad

Ključne poruke

- Pametna brojila omogućavaju podatke za kontrolu i monitoring NN mreža
- Pametna brojila mogu omogućiti alarme o prekidima na NN mreži u realnom vremenu
- Podaci u realnom vremenu će omogućiti dalju optimizaciju procesa detekcije prekida

Kratak sažetak

Operatori distributivnog sistema (ODS) suočavaju se sa raznim izazovima u niskonaponskim (NN) mrežama, koji rezultiraju nepredvidljivim varijacijama opterećenja i napona. Da bi imao daljinsko praćenje NN mreža, ODS mora digitalizovati NN mreže uvođenjem pametnih brojila. Pametna brojila su ključna za NN mreže jer omogućavaju praćenje i kontrolu različitih veličina i funkcija poput napona, struje, snage, potrošnje, alarma itd. Pametna brojila su sve naprednija i danas mogu pružati podatke u skoro realnom vremenu. Takvi podaci omogućavaju ODS-u da otkrije različite događaje na NN mreži, kao što su prekidi, preopterećenja, neuravnoteženost faza i slično. Pored toga, uz komunikaciju u realnom vremenu putem pametnih brojila, ODS može osigurati kontinuitet procesa.

Ovaj rad predstavlja identifikaciju faza i prekida u NN mrežama na osnovu podataka u vezi sa događajima koje registruju pametna brojila. Očekivani doprinosi rada su:

- povezivanje događaja iz podataka pametnih brojila sa događajima uključenja i isključenja kako bi se utvrdili jedinstveni prekidi za izveštavanje;
- mogućnost identifikacije faza za korisnike sa jednofaznim priključkom korišćenjem informacija o prekidima u napajanju;
- korišćenje informacija iz pametnih brojila u realnom vremenu i ispitivanje pouzdanosti komunikacije pri agregiranju podataka o prekidima na NN mrežama.

Ključne reči

Alarmi, brojila, događaji, identifikacija faza, NN mreže, prekidi

Primljeno: 29. oktobar 2024.

Recenzirano: 20. maj 2025.

Izmenjeno: 5. jun 2025.

Odobreno: 6. jun 2025.

*Korespondirajući autor: Danijel Davidović, 00386 30 716 818

Imejl: Danijel.Davidovic@elektro-ljubljana.si

Napomena:

Ovaj članak predstavlja proširenu, unapređenu i dodatno recenziranu verziju rada „Identifikacija faza i ispada u NN mrežama zasnovana na događajima sa podacima pametnih brojila“, nagrađenog u Stručnoj komisiji STK-4 Distribuirana proizvodnja i efikasno korišćenje električne energije, na 14. Savetovanju CIRED Srbija, Kopaonik, 16-20. septembra 2024.

1. UVOD

Pametna brojila sa svim dostupnim podacima i pametnim funkcijama vode digitalizaciju u niskonaponskim (NN) mrežama. Pametna brojila mogu doneti veliku vrednost operatorima distributivnog sistema (ODS) i krajnjim korisnicima. U današnje vreme, pametna brojila se koriste za praćenje NN mreža, uključujući otkrivanje odstupanja napona, prekida mrežnih linija, grešaka, kao i tehničkih i netehničkih gubitaka itd., [1]. Pametna brojila su naši senzori u NN mreži, a njihovo korišćenje nam omogućava da procenimo vitalne varijable NN mreže, kao što su naponi i snaga. Elektro Ljubljana d. d. svakodnevno prikuplja podatke sa pametnih brojila u mernom centru. Sa većine digitalnih brojila podaci se prikupljaju jednom dnevno, a sa nekih pametnih brojila podaci se prikupljaju gotovo u realnom vremenu putem tačka-tačka (*point-to-point*, P2P) komunikacije mobilne mreže. Izvedena merenja se prikupljaju, analiziraju i koriste u različite svrhe. Osnovna svrha je izračunavanje potrošnje i generisane snage, dok se drugi metrički podaci koriste za kvalitet snabdevanja električnom energijom, [2]. Za monitoring NN mreže na nekim od transformatorskih stanica trenutno se koriste alarmi i registrovani događaji. Događaji su istorijski podaci koji se koriste za identifikaciju faza i kontrolu incidenata u NN mreži koji su se već desili. Događaji mogu biti podeljeni u više grupa. Događaji u vezi sa kvalitetom električne energije mogu poslužiti za pružanje većeg zadovoljstva potrošačima, pogotovo ukoliko se događaji analiziraju pomoću veštačke inteligencije, [3]. Alarmi su informacije u realnom vremenu koje omogućavaju lokalizaciju prekida u NN mreži. Alarmi omogućavaju optimizaciju procesa u budućnosti. Korišćenjem alarma moguće je detektovati ispadu u NN mreži i informaciju iskoristiti za obaveštenje svih potrošača koji su zbog ispada ostali bez električne energije. Sistem koji šalje informacije potrošačima o ispadima pomoću podataka sa pametnih brojila i algoritama za analizu tih podataka već uspešno koriste neke od distribucija. Jedna takva distribucija je iz Skandinavije gde pametna brojila šalju alarme usled ispada i ta ista obaveštenja dobijaju potrošači, [4]. Dalje, alarmi omogućavaju i bolje definisanje lokacije ispada i vrstu kvara. Sa alarmima će ubuduće biti moguće automatsko kreiranje naloga za rad i smanjivanje dužine trajanja prekida napajanja. Upotrebom nove veštačke inteligencije biće omogućena automatizacija koja se danas čini nedostupnom.

Svrha ovog rada je da podstakne proces koji će omogućiti razumevanje parametrizacije pametnih brojila, kako bi se videlo kako se događaji aktiviraju i da se otkrije da li postoje mogući pomaci u vremenu od strane pametnog brojila. Na taj način, komunikacija i kvalitet isporuke podataka mogu se proveriti i povezati sa ADMS-om (*Advanced Distribution Management System*), aktiviranim incidentima sa događajima koji su se dogodili na strani pametnog brojila. Na primer, incident zabeležen na srednjenaponskom izvodu može se potvrditi događajima registrovanim u pametnim brojlama na NN mreži. Događaji mogu biti planirani i neplanirani. Podaci iz pametnih brojila otkrivaju događaje koji su se desili u NN

mreži i mogu se koristiti za kontrolu i monitoring NN vodova.

U ovom radu predstavljamo povezivanje događaja registrovanih u pametnim brojlama sa uključivanjem i isključivanjem napajanja, kako bismo odredili jedinstvene događaje prekida za izveštavanje. Naš cilj je odrediti moguću identifikaciju faza korisnika sa jednofaznim priključkom na mrežu, koristeći informacije o uključivanju i isključivanju napajanja ili događaje prekida faza. Na kraju, koristićemo informacije o alarmima iz pametnih brojila u realnom vremenu i istražiti pouzdanost komunikacije pri agregiranju podataka o prekidima NN vodova. U budućnosti se na analiziranom području očekuje veća upotreba pametnih brojila koja mogu da šalju podatke i alarme u realnom vremenu. Na taj način lakše će biti uporediti podatke pametnih brojila sa mernih mesta potrošača sa podacima pametnih brojila u transformatorskoj stanici. Zbog tačnijih informacija u realnom vremenu identifikacija faza biće mnogo lakša. Isto tako, ubuduće se očekuje mnogo veća upotreba veštačke inteligencije u smislu analiza podataka i automatizacije definisanja incidenata u NN mreži.

Rad je strukturiran na sledeći način: u Poglavlju 2 predstavljamo kako radimo identifikaciju ispada na osnovu događaja, u Poglavlju 3 opisujemo alarme događaja i u Poglavlju 4 dajemo zaključke ovog rada.

2. IDENTIFIKACIJA ISPADA NA OSNOVU DOGAĐAJA

Informacije pametnih brojila o registrovanim događajima obećavajuće su za monitoring NN mreže, jer pružaju podatke o različitim incidentima u NN mrežama. Događaji mogu pružiti informacije o odstupanjima napona, pa čak i o prekidima u napajanju, [5]. Događaji su istorijski podaci i obično se koriste za analizu prošlih incidenata ili za sprečavanje prekida ili incidenata u budućnosti. U Elektro Ljubljani d. d. koristimo događaje i za kontrolu izveštavanja o prekidima i za identifikaciju faza na pametnom brojlilu. Identifikacija faza može se obezbediti i sa analizom 10-minutnih dijagrama napona. Što je veća granularnost podataka napona, to je lakše uraditi identifikaciju jednofaznih potrošača. Za takve analize preporučeno je upotrebljavati jednominutni dijagram napona. Ti isti podaci mogu se upotrebiti i za detekciju drugih grešaka u NN mreži, [6].

2.1 Povezivanje događaja iz podataka pametnih brojila sa uključivanjem i isključivanjem napajanja radi utvrđivanja jedinstvenih događaja prekida za izveštavanje

U Elektro Ljubljani d. d. pokušavamo da povežemo incident na terenu sa podacima pametnih brojila. Događaji mogu biti planirani zbog radova na održavanju u NN mreži ili neplanirani prekidi. Istorijski podaci pametnih brojila omogućavaju nam da analiziramo prošle incidente. Od dostupnih podataka pametnih brojila koristimo događaje o isključivanju napajanja, uključivanju napajanja, nedostatku napona po fazama i o normalnom naponu po

fazama. Svi događaji se prikupljaju sa vremenskim oznakama. Na primer, ako na transformatorskoj stanici dobijemo ADMS-ov izveštaj o kvaru na jednoj fazi, događaji sa pametnih brojila mogu pokazati da je zapravo došlo do potpunog prekida na celoj NN liniji sa transformatorske stanice. Na taj način detektujemo i možemo kontrolisati netačne ADMS-ove izveštaje koje dostavljaju radnici na terenu o incidentima, a daljom analizom možemo čak detektovati povezanost faza pametnih brojila i priključaka korisnika sa jednom fazom.

2.2 Moguća identifikacija faza korisnika sa jednom fazom korišćenjem informacija o uključivanju i isključivanju napajanja ili događajima prekida faza

Ovaj rad istražuje izvodljivost identifikacije korisnika sa jednofaznim priključkom analizom informacija o uključivanju i isključivanju napajanja, kao i o događajima

u vezi sa prekidima faza. Istražujući obrasce u prekidima snabdevanja, kao što su uzastopni događaji isključivanja napajanja ili prekidi faza, cilj nam je da utvrdimo na koju od faza sistema su priključeni monofazni korisnici. Ovi događaji nam pružaju dragocene uvide za efikasno upravljanje i optimizaciju NN mreže, čime se poboljšava pouzdanost usluga i zadovoljavaju jedinstvene potrebe korisnika sa jednofaznim priključkom.

Da bismo utvrdili na koju fazu je povezan korisnik sa jednofaznim priključkom, bilo je potrebno testirati i razumeti parametrizaciju pametnog brojila. Na primer, ako se registruje događaj prekida faze, registracija pametnog brojila za korisnike sa jednom fazom (L1), Slika 1, aktivira se događajem isključivanja napajanja i ponovnog uspostavljanja napajanja jedne faze, ali ne dolazi do evidentiranja događaja isključivanja napajanja potrošača.

Za trofazno pametno brojilo, na Slici 2 možemo videti da ukoliko je jedna faza isključena, vrednost napona opada na nulu.

	Time	Event ID	Event description
1	09.04.2024 08:47:03	232	Power Down Phase L1
2	09.04.2024 08:49:14	235	Power Restored For L1
3	09.04.2024 08:49:14	88	Phase sequence reversal

Slika 1. Isključivanje napajanja kod jednofaznih potrošača

Time	Status	3; 1-0:32.7.0*255; 2 [V]	3; 1-0:52.7.0*255; 2 [V]	3; 1-0:72.7.0*255; 2 [V]
09.04.2024 08:46:40	Daylight Saving Time Active	240	240	239,9
09.04.2024 08:46:50	Daylight Saving Time Active	240,1	240,1	240,1
09.04.2024 08:47:00	Daylight Saving Time Active	240,2	240,2	240,2
09.04.2024 08:47:10	Daylight Saving Time Active	0	240,6	240,5
09.04.2024 08:47:20	Daylight Saving Time Active	0	240,7	240,6
09.04.2024 08:47:30	Daylight Saving Time Active	0	241	240,9
09.04.2024 08:47:40	Daylight Saving Time Active	0	240,9	240,8
09.04.2024 08:47:50	Daylight Saving Time Active	0	238	237,9
09.04.2024 08:48:00	Daylight Saving Time Active	0	238	238
09.04.2024 08:48:10	Daylight Saving Time Active	0	238,1	238,1
09.04.2024 08:48:20	Daylight Saving Time Active	0	238,1	238
09.04.2024 08:48:30	Daylight Saving Time Active	0	237,8	237,7
09.04.2024 08:48:40	Daylight Saving Time Active	0	237,6	237,6
09.04.2024 08:48:50	Daylight Saving Time Active	0	237,8	237,8
09.04.2024 08:49:00	Daylight Saving Time Active	0	237,4	237,4
09.04.2024 08:49:10	Daylight Saving Time Active	0	237,4	237,4
09.04.2024 08:49:20	Daylight Saving Time Active	237,2	237,1	237,1
09.04.2024 08:49:30	Daylight Saving Time Active	237,4	237,4	237,4
09.04.2024 08:49:40	Daylight Saving Time Active	237,3	237,3	237,3

Slika 2. Napon faze opada na nulu u slučaju prekida jedne faze

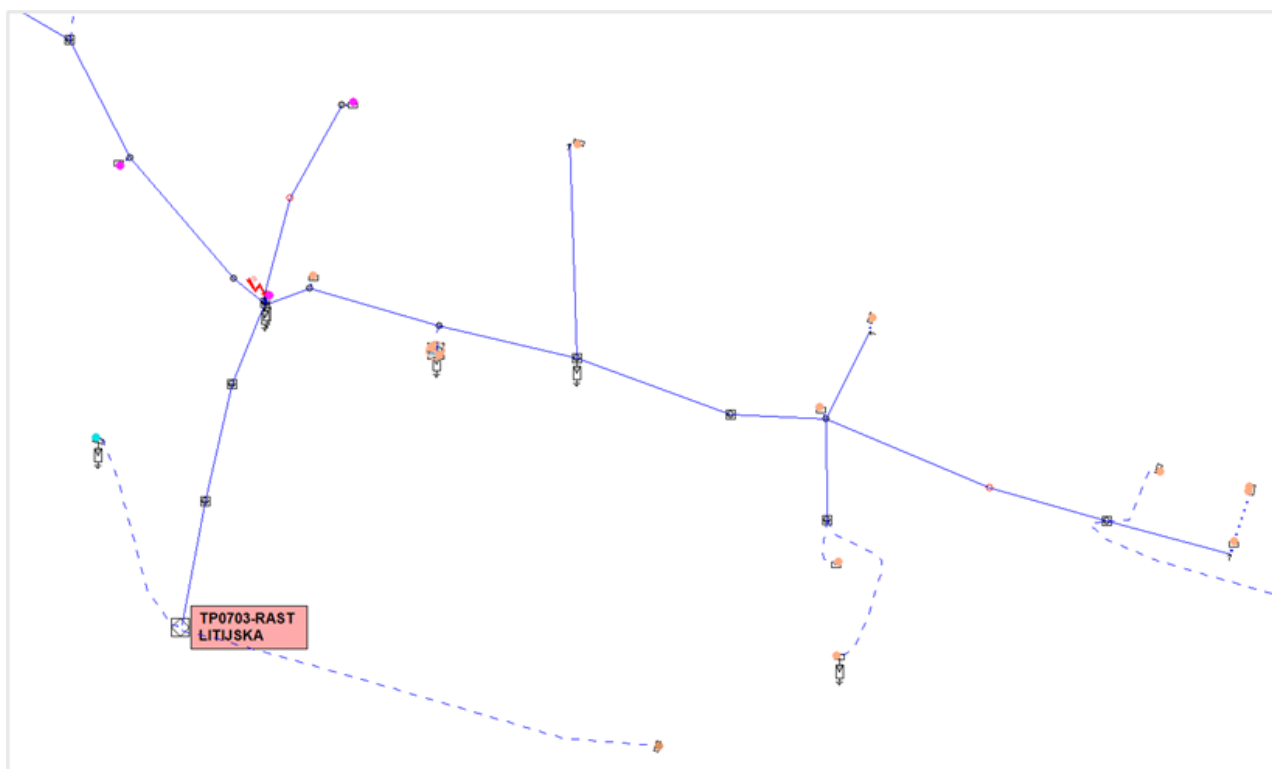
Kada se faze isključuju jedna po jedna, konačni događaj isključivanja napajanja stvara se kada su sve tri faze isključene. Ovaj događaj se zatim šalje u centar upravljanja. To nam omogućava da efikasnije postavljamo upite i pretražujemo bazu podataka za konkretne događaje, čime možemo odrediti fazu na koju je povezan korisnik sa jednofaznim priključkom. Na Slici 3 možemo videti konkretne događaje isključivanja napajanja kada se faze isključuju jedna po jedna.

7	09.04.2024 09:12:11	232	Power Down Phase L1
8	09.04.2024 09:13:15	233	Power Down Phase L2
9	09.04.2024 09:14:26	234	Power Down Phase L3
10	09.04.2024 09:14:26	1	Power down
11	09.04.2024 09:14:48	2	Power up
12	09.04.2024 09:14:48	88	Phase sequence reversal
13	09.04.2024 09:14:49	235	Power Restored For L1
14	09.04.2024 09:14:49	236	Power Restored For L2
15	09.04.2024 09:14:49	237	Power Restored For L3

Slika 3. Konačni događaj isključivanja i ponovnog uključivanja napajanja

3. IDENTIFIKACIJA DOGAĐAJA ZASNOVANA NA ALARMIMA

Identifikacija događaja zasnovana na alarmima moguća je za pametna brojila koja omogućavaju prikupljanje informacija u realnom vremenu. U našem slučaju, odlučili smo da testiramo alarme na transformatorskoj stanici („Rast litijska”) sa 15 mernih tačaka. Na Slici 4 možemo videti transformatorsku stanicu sa tri NN izvoda. Na svakoj od mernih tačaka su instalirana pametna brojila sa 4G modulima koji omogućavaju prenos informacija u realnom vremenu. Cilj je bio da se pokaže mogućnost detekcije prekida sa alarmima i identifikacija faza.



Slika 4. Niskonaponska transformatorska stanica „Rast litijska”

B1	Power resume	☒
B2	Voltage missing phase L1	☒
B3	Voltage missing phase L2	☒
B4	Voltage missing phase L3	☒
B5	Voltage normal phase L1	☒
B6	Voltage normal phase L2	☒
B7	Voltage normal phase L3	☒

Slika 5. Odabrani događaji za aktiviranje alarma

3.1 Korišćenje informacija iz pametnih brojila sa alarmima u realnom vremenu za utvrđivanje pouzdanosti komunikacije u agregiranju prekida niskonaponskih dovodnih linija

Da bi detektovale alarme, distributivne kompanije moraju pripremiti odgovarajući sistem, *Head-End-System* (HES) i pametna brojila kako bi uspostavile komunikacioni put za informacije u realnom vremenu. U slučaju Elektro Ljubljane d. d. smo u HES postavili funkcionalnosti „*Push-on-Alarm*” (PoA) i „*Push-on-PowerDown*” (PoPD) za P2P brojila.

Svrha PoA je slanje alarma u HES, čim se oni pojave u registru alarma. Kada HES primi određeni alarm, aktivira se proces koji resetuje deskriptor i registre, čita sve događaje sa brojila i čuva ih u bazi podataka (*Data Base*, DB). Alarmi će biti aktivirani i poslani HES-u kada se dogodi jedan od sledećih događaja prikazanih na Slici 5.

Unutar alarma, događaj „Potpuni prekid napajanja” nije uključen, jer se šalje kao PoPD koristeći funkcionalnost „*last gasp*”, i dalje je označen kao alarm. Pošto je brojilo nedostupno u trenutku „Potpunog prekida napajanja”, ne možemo aktivirati čitanje događaja. HES šalje obaveštenje ADMS-u, a čim se brojilo poveže na mrežu APN (*Access Point Name*), ostali alarmi se šalju, a proces za čitanje svih događaja se aktivira.

Sa ovakvim informacijama u realnom vremenu, ADMS omogućava praćenje NN mreže uz pomoć pametnih brojila i HES-a. Na Slici 6 možemo videti obaveštenje HES-a o poslatom alarmu. Na Slici 7 možemo videti primere alarma koji su testirani na transformatorskoj stanici na jednoj mernoj tački.

NotificationPushAlarm		3. 04. 2024 09:16:37	3. 04. 2024 09:16:39		
PushNotifikacija	Succeeded	3. 04. 2024 09:16:37	3. 04. 2024 09:16:39	100% (1/1)	100% (1/1)
31985	Succeeded	3. 04. 2024 09:16:37	3. 04. 2024 09:16:39	100% (1/1)	100% (1/1)

Slika 6. Slanje „Push” obaveštenja ADMS-u

Alarms (14)					
Alarms					
Date	Name	Id	Data	Description	
18.03.2024 09:02:16	PowerDown	1000	Push Power Down Data	Power down	
19.03.2024 06:18:08	PowerUp	1001		Power up	
19.03.2024 06:18:08	VoltageDownPhaseL1	1002		Missing voltage L1	
19.03.2024 06:18:08	VoltageNormalPhaseL1	1008		Voltage L1 normal	
19.03.2024 06:18:08	AlarmOn	1167		Alarm occurred	

Slika 7. Alarmi na HES-u

Kroz testiranje na transformatorskoj stanici (TS) imali smo različite test-scenarije:

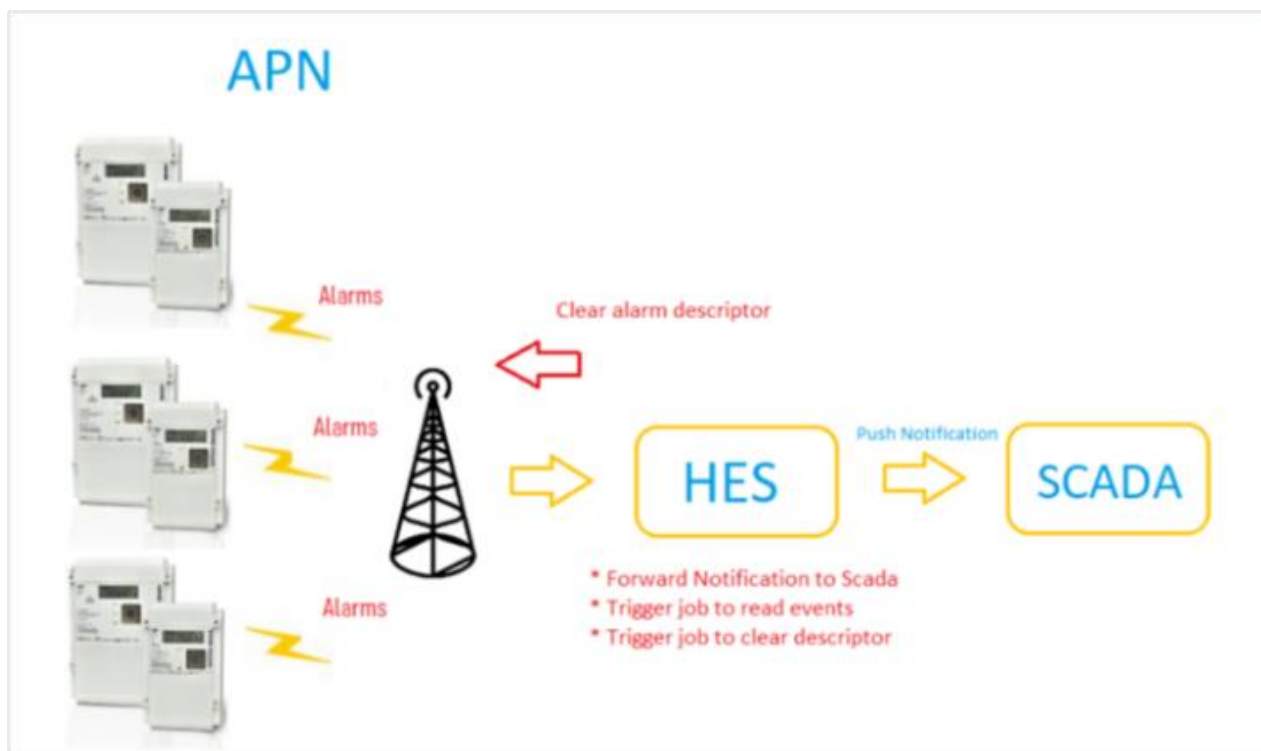
- prekid napajanja na jednoj mernoj tački;
- prekid jedne faze na jednoj mernoj tački;
- prekid NN linije sa TS;
- prekid jedne faze na NN liniji sa TS;
- prekid dve faze na NN liniji sa TS;
- prekid napajanja TS.

Svi testovi su bili uspešni, i u svakom test-scenariju dobili smo alarme u ADMS-u koji su ispunili naš cilj. Sa ovakvim informacijama, prekidi će u budućnosti biti

detektovani odmah kada se dogode, omogućavajući našim radnicima na terenu da smanje vreme oporavka u NN mreži.

3.2 Komunikacioni put

Na Slici 8 možemo videti uspostavljeni komunikacioni put za alarme pametnih brojila u slučaju Elektro Ljubljane d. d. Očekuje se da će se svakodnevno prikupljati oko 5.000 alarma, što će pomoći ADMS-u u praćenju i upravljanju distributivnom mrežom. Da bi se upravljalo ovakvim brojem alarma, sistem će zahtevati dodatnu automatizaciju i integraciju sa sistemom za radne naloge.



Slika 8. Komunikacioni put

4. ZAKLJUČAK

U ovom radu predstavili smo mogućnosti za utvrđivanje prekida i identifikaciju faza koristeći istorijske podatke pametnih brojila. Takođe, prikazali smo unapređenje prikupljanjem podataka u realnom vremenu. Sa podacima u realnom vremenu dobijamo još korisnije informacije koje omogućavaju dalju automatizaciju procesa. Bez automatizacije sistema za obradu alarma i sistema radnih naloga, monitoring mernih podataka u realnom vremenu, kao što su alarmi, biće nemoguć. Sve funkcionalnosti savremenih ADMS-ova za vođenje i upravljanje mrežom jesu (ili će biti) zavisni od ulaznih podataka pametnih brojila. U budućnosti se očekuje da će podaci o prekidima automatski generisati radne naloge, a informacije će se slati i potrošačima. Ovom informacionom automatizacijom smanjićemo nepotrebne telefonske pozive, optimizovati procese detekcije prekida i, što je najvažnije, povećati kvalitet napajanja i zadovoljstvo potrošača. Sa faznom identifikacijom ostvarujemo dalje poboljšanje digitalnog modela distributivne NN mreže i ravnomerniju raspodelu opterećenja po fazama.

BIOGRAFIJE

Danijel Davidović je rođen 1994. godine u Ljubljani. Diplomirao je na Fakultetu za elektrotehniku Univerziteta u Ljubljani godine 2016. i iste godine posle diplomiranja zaposlio se u Elektro Ljubljani d. d., u odeljenju za merenje. Tu radi i danas kao vođa odeljenja za merne sprave. Godine 2022. stekao je i zvanje master poslovnih nauka na Ekonomskom fakultetu Univerziteta u Ljubljani. ORCID: 0009-0009-1967-3276.

LITERATURA

- [1] Khazaei M., Stanković L., Stanković V., 2019, Trends and Challenges in Smart Metering, Chapter in the Book, University of Strathclyde
- [2] Vafeiadis T., et al, 2019, Anomaly Detection in Smart Meters, 14th Conference of Slovenian Energetics (CIGRE-CIRED), 2019, Laško (Slovenia)
- [3] Sanchez T. M., et. al., Fault Detection in Low Voltage Networks with Smart Meters and Machine Learning Techniques, International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), 2019, Madrid (Spain)
- [4] Marie-Cecile Alvarez-Herault, et al., 2019, Monitoring and Control of LV Networks, Report CIRED WG 2019-5
- [5] Prado J. G., Gonzalez A., Riano S., Adopting Smart Meter Events as Key Data for Low-voltage Network Operation, 24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), 2017, Glasgow (UK) 924-928
- [6] Andrew U., et al., Phase Identification Using Smart Meter Data, International Conference on Electricity Distribution (CIRED), 2023, Rome (Italy)

Dalibor Crnoja je rođen 1979. godine u Ljubljani, gde je i stekao zvanje inženjer telekomunikacija i zaposlio se u Telekomu Slovenija, gde je radio 13 godina. Godine 2019. zaposlio se u Iskraemeku, gde se prvi put sreo sa konceptom pametnog merenja. Od 2023. nastavlja svoju radnu karijeru u Elektro Ljubljani d. d. ORCID: 0009-0007-0758-4837.

Sreten Davidov je rođen u Negotinu, Severna Makedonija, 1989. godine. Diplomirao je na FEIT-u u Skoplju, 2012. godine, a master studije je završio na Fakultetu za elektrotehniku Univerziteta u Ljubljani 2014. godine i doktorirao na istom fakultetu iz područja elektrotehnike i elektroenergetike 2018. godine. Trenutno radi u EIMV-u u Ljubljani, Slovenija. ORCID: 0000-0003-3584-5073.

Danijel Davidović^{1*}, Dalibor Crnoja¹, Sreten Davidov²



Event-Based Identification of Phases and Outages in LV Networks with Smart Meter Data

¹ Elektro Ljubljana d.d., Ljubljana, Slovenija,

² EIMV, Ljubljana, Slovenija,

Professional article

Highlights

- Smart meters provide data for monitoring and control of LV networks.
- Smart meters can enable real-time alarms for outages in the LV network.
- Real-time data will allow further optimization of the outage detection process in DNOs.

Abstract

DNOs are facing various challenges on the LV grid. Challenges result in more unpredictable variations of loads and voltage. To get remote monitoring over the LV grid DNOs need to enable digitalization of the LV network with implementation of smart meters. Smart meters are vital for the LV network since voltage, current, consumption, power to different alarms, and additional functions can be used to monitor and control the LV feeders and users. Moreover, smart meters are still improving. Today they are capable to provide data near real-time. With such data DNOs can detect various events on the LV network like outages, overloads, phase imbalance, etc. Furthermore, with real-time smart meter communication, DNOs may ensure contingency and continuity of the processes.

This paper will further present an event-based identification of phases and outages in LV networks with smart meter data. The expected contributions of the paper are the following:

- i) Linking the events on smart meter data with power-up, power-down to determine unique outage events for reporting.
- ii) Possible phase identification of single-phase users using the power-up, power down information or phase outages events.
- iii) Using smart meter information from real-time alarming and find communication reliability in aggregating LV feeder outages.

Keywords

Alarms, Events, LV network, Meters, Outages, Phase-identification

Note:

This article represents an expanded, improved and additionally peer-reviewed version of the paper "Event-Based Identification of Phases and Outages in LV Networks with Smart Meter Data", awarded by Expert Committee EC-4 Distributed Generation and Efficient Use of Electricity at the 14th CIRED Serbia Conference, Kopaonik, September 16-20, 2024

Received: October 29th, 2024

Reviewed: May 21st, 2025

Modified: June 5th, 2025

Accepted: June 6th, 2025.

*Corresponding author: Danijel Davidović, +386 30 716 818

E - mail: Danijel.Davidovic@elektro-ljubljana.si

UDK: 621.316(497.16)

Katarina Kovačević¹, Uroš Ognjenović¹

Predviđanje regulatorno dozvoljenog prihoda u funkciji opštih pokazatelja kvaliteta funkcionisanja distributivnog sistema

¹ Crnogorski elektrodistributivni sistem, Podgorica, Crna Gora*

Stručni rad

Ključne poruke

- U zavisnosti od ostvarenih i ciljnih parametara kvaliteta, prihod se uvećava ili smanjuje
- Faktor kvaliteta ima efekat kašnjenja u prosjeku od četiri godine
- Ulaganja u mrežu dodatno dobijaju na značaju

Kratak sadržaj

Počevši od 1. 1. 2027. godine, regulatorno dozvoljeni prihod operatora distributivnog sistema u Crnoj Gori zavisiće od ciljnih vrijednosti opštih pokazatelja kvaliteta funkcionisanja distributivnog sistema. U ovom radu je opisana Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije, odnosno dio koji se odnosi na ciljne vrijednosti opštih pokazatelja kvaliteta. Dat je osvrt na istorijske podatke, izvršeno poređenje sa dostupnim podacima sličnih sistema i predviđanje opštih pokazatelja funkcionisanja distributivnog sistema za 2025. godinu, u cilju procjene regulatorno dozvoljenog prihoda distributivnog sistema za period 2027–2029. godine. Cilj rada je analiza uticaja različitih nivoa ciljnih vrijednosti opštih pokazatelja po regulatorno dozvoljeni prihod operatora distributivnog sistema. Na kraju su dati zaključci na osnovu dobijenih rezultata.

Ključne riječi

Operator distributivnog sistema, opšti pokazatelji kvaliteta, regulatorno dozvoljeni prihod

Primljeno: 9. jun 2025. Recenzirano: 1. jul 2025.

Izmenjeno: 3. jul 2025. Odobreno: 4. jul 2025.

* Korespondirajući autor: Katarina Kovačević, +382 67 758 369

E-mail: katarina.kovacevic@cedis.me

Napomena:

Ovaj članak predstavlja proširenu, unapređenu i dodatno recenziranu verziju rada „Procjena uticaja opštih pokazatelja kvaliteta funkcionisanja distributivnog sistema na regulatorno dozvoljeni prihod“, nagrađenog u Stručnoj komisiji STK-5 Planiranje distributivnih sistema na 14. Savetovanju CIRED Srbija, Kopaonik, 16-20. septembra 2024.

1. UVOD

Metodologijom za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije (u daljem tekstu: Metodologija) utvrđuju se uslovi, način i postupak utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena operatora distributivnog sistema, alokacija regulatorno dozvoljenog prihoda na korisnike sistema, elementi za obračun i način izračunavanja cijena po kojima se plaćaju usluge distribucije električne energije, [1].

Počevši od 1. 1. 2027. godine, regulatorno dozvoljeni prihod (RDP) operatora distributivnog sistema u Crnoj Gori zavisiće od ciljnih vrijednosti opštih pokazatelja kvaliteta funkcionisanja distributivnog sistema. Navedeno je ustaljena praksa i u drugim zemljama, [2].

Postavlja se pitanje kako će navedena metodologija uticati na prihode operatora distributivnog sistema. Na osnovu ostvarenih i ciljnih vrijednosti parametra SAIDI (*System Average Interruption Duration Index* – prosječno trajanje prekida u napajanju po kupcu) tokom regulatornog perioda 2027–2029. godine biće određen faktor kvaliteta koji će direktno uticati na RDP tokom regulatornog perioda 2030–2032. godine.

U skladu sa Metodologijom i načinom proračuna faktora kvaliteta, u ovom radu izvršen je proračun sa pretpostavkom da Metodologija stupa na snagu 2027. godine, a na osnovu parametra kvaliteta koji se proračunava u skladu sa ostvarenjima za period 2022–2025. godine. S obzirom na to da je 2025. godina u trenutku pisanja ovog rada djelimično završena, parametar SAIDI je proračunat korišćenjem mašinskog učenja, odnosno modela *Random Forest*.

Sektor distribucije je regulisana djelatnost čija implementacija varira u zavisnosti od lokalnih potreba, regulativa i zakona. Tradicionalna regulativa distributera električne energije zasniva se na troškovima, obezbjeđujući tarife koje uključuju povrat ulaganja u infrastrukturu i pokrivanje operativnih troškova. Ova metoda je često kritikovana jer podstiče prekomjerna kapitalna ulaganja, a zanemaruje efikasnost. Nasuprot tome, regulativa zasnovana na performansama (*Performance Based Regulation*, PBR) omogućava tarifni okvir koji nagrađuje bolje performanse, pri čemu regulatori mogu koristiti različite pristupe: ograničenja cijena, ograničenja prihoda ili mehanizme vezane za pouzdanost i ekološke performanse. Kod modela s ograničenjem maksimalne dobiti (*revenue-cap*), prihod operatora više nije direktno vezan za obim prodaje, čime se eliminiše podsticaj za povećanje potrošnje. Umjesto toga, ODS je motivisan da smanjuje troškove i poboljša efikasnost, uz istovremene mehanizme kontrole kvaliteta usluge kako bi se spriječilo narušavanje pouzdanosti. PBR se može koristiti da bi se postigli brojni ciljevi javne politike – uključujući kontrolu troškova, kvalitet usluge, upravljanje resursima i podsticanje inovacija u mreži, [3]. Primjera radi, sektor distribucije električne energije u Finskoj reguliše se modelom regulacije stope povraćaja koji je osmislila i sprovodi Finska energetska agencija (FEA), a koji određuje razumnu stopu povraćaja primjenom modifikovane metode ponderisanog prosječnog troška

kapitala (*Weighted Average Capital Costs*, WACC) na prilagođeni kapital i kamatonosni dug distributera. Ovaj regulatorni okvir, koji je na snazi od izmjena Zakona o tržištu električne energije iz 2013. godine, omogućava distributerima stalno visoke stope povraćaja uprkos niskom riziku koji nosi njihova monopolistička pozicija, [4]. U [5] obrađeni su različiti modeli regulatornih okvira ODS-a. Novi modeli su potrebni s obzirom na transformaciju distributivnih sistema iz pasivnih u aktivne, kako bi operator uspješno odgovorio na nove zahtjeve sa kojima će se suočiti, te kako bi stvorio vrijednost za svoje potrošače i partnere, [6]. Operatori distributivnog sistema moraju promijeniti svoj poslovni fokus kako bi zadržali profitabilnost poslovanja. Prenos električne energije ne smije biti jedini izvor prihoda. Postoje i druge aktivnosti koje stvaraju vrijednost, a koje istovremeno čine operatore manje ranjivim i zavisnim od jednog izvora prihoda. Razvijanjem novih poslovnih aktivnosti, odnosno diversifikacijom poslovnog modela, i transformacijom mreža u aktivne mreže, operatori mogu prevazići pad prihoda od prenosa, [7].

Cilj ovog rada je analiza uticaja dijela Metodologije koji tek treba da stupi na snagu, a koji se odnosi na ciljne parametre, kako bi operator distributivnog sistema na vrijeme razvio strategiju za smanjenje vrijednosti (tj. poboljšanje) datih parametara, shodno čemu bi se ujedno dobila slika mogućih opsega RDP-a.

2. ELEMENTI REGULATORNO DOZVOLJENOG PRIHODA

Regulatorno dozvoljeni prihod, koji se ostvaruje obavljanjem energetske djelatnosti na godišnjem nivou, RDP_{t+n} , izračunava se primjenom sljedeće formule i iskazuje u evrima (€), [1]:

$$RDP_{t+n} = TP_{t+n} + A_{t+n} + PS_{t+n} - K_{t+n}, \quad (1)$$

gdje su TP_{t+n} – troškovi poslovanja za energetske djelatnosti, A_{t+n} – amortizacija utvrđena za regulatorne potrebe, PS_{t+n} – povrat sredstava, K_{t+n} – korekcije po osnovu odstupanja ostvarenih energetskih i finansijskih veličina od utvrđenih, izračunate u skladu sa pravilima kojima se uređuje način vršenja korekcija, $n = 1, 2, \dots, k$, k – broj godina regulatornog perioda.

Regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u cijene, RDP_{t+n}^{TUT} , izračunava se primjenom sljedeće formule i iskazuje u evrima (€), [1]:

$$RDP_{t+n}^{TUT} = (RDP_{t+n} - OP_{t+n}) \times (1 + FK_{t+n}), \quad (2)$$

gdje su RDP_{t+n} – regulatorno dozvoljeni prihod, OP_{t+n} – utvrđeni ostali prihodi, FK_{t+n} – faktor za kvalitet.

Faktor za kvalitet FK_{t+n} kvantifikuje nivo ostvarenog kvaliteta u posljednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i u svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci i izračunava se primjenom sljedeće formule, [1]:

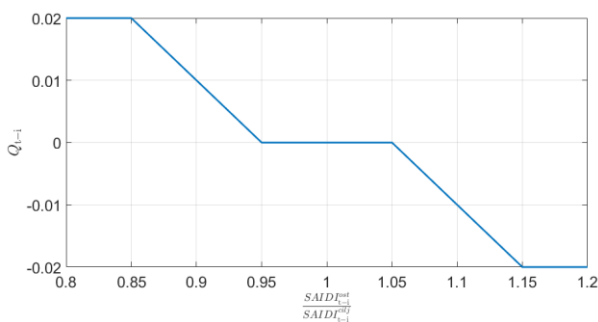
$$FK_{t+n} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m Q_{t-i}, \quad (3)$$

gdje su $i = 1, \dots, m$, m – broj godina tekućeg regulatornog

$$Q_{t-i} = \begin{cases} 0,02; \\ -0,2 \times \left(\frac{SAIDI_{t-i}^{ost}}{SAIDI_{t-i}^{cilj}} - 0,95 \right); \\ 0; \\ -0,2 \times \left(\frac{SAIDI_{t-i}^{ost}}{SAIDI_{t-i}^{cilj}} - 1,05 \right); \\ -0,02; \end{cases}$$

gdje su $SAIDI_{t-i}^{cilj}$ – ciljna vrijednost opšteg indikatora kvaliteta za posljednju godinu prethodnog regulatornog perioda i sve godine tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, koja je utvrđena pravilima kojima se uređuje minimum kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom, a $SAIDI_{t-i}^{ost}$ – ostvarena vrijednost opšteg indikatora kvaliteta u posljednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, izračunata u skladu sa pravilima kojima se uređuje minimum kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom.

Na Slici 1 grafički je prikazana zavisnost Q od odnosa $SAIDI_{t-i}^{ost}$ i $SAIDI_{t-i}^{cilj}$.



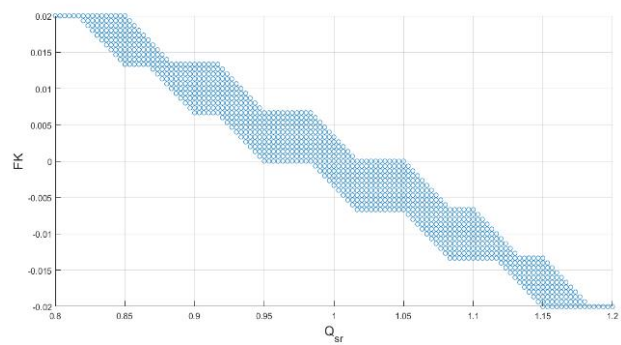
Slika 1. Zavisnost faktora kvaliteta od odnosa ostvarenog i ciljnog SAIDI-ja

Vrijednost Q za sve godine do 1. januara 2026. godine jednaka je nuli.

Na Slici 2 data je zavisnost FK od srednje vrijednosti Q , Q_{sr} , za trogodišnji period. Sa slike se jasno vidi mogući opseg FK za različite vrijednosti Q , gdje je maksimalna vrijednost FK 0,02 (za $0,8 < Q_{sr} < 0,85$), a minimalna vrijednost -0,02 (za $1,15 < Q_{sr} < 1,2$).

perioda, Q_{t-i} – parametar kvaliteta u posljednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, koji se izračunava primjenom sljedeće formule, [1]:

$$\begin{aligned} \frac{SAIDI_{t-i}^{ost}}{SAIDI_{t-i}^{cilj}} &< 0,85 \\ 0,85 &\leq \frac{SAIDI_{t-i}^{ost}}{SAIDI_{t-i}^{cilj}} < 0,95 \\ 0,95 &\leq \frac{SAIDI_{t-i}^{ost}}{SAIDI_{t-i}^{cilj}} \leq 1,05 \\ 1,05 &< \frac{SAIDI_{t-i}^{ost}}{SAIDI_{t-i}^{cilj}} \leq 1,15 \\ \frac{SAIDI_{t-i}^{ost}}{SAIDI_{t-i}^{cilj}} &> 1,15 \end{aligned} \quad (4)$$



Slika 2. Opseg vrijednosti FK

Na Slici 3 dat je pregled regulatornih perioda za period 2022–2032. po trenutnoj metodologiji i nakon korekcija. Važno je napomenuti da je 2026. godina pridružena regulatornom periodu 2023–2025. godine za potrebe ovog rada, a u skladu sa formulom (3). Ostaje da se vidi na koji način će se 2026. tretirati u potencijalnim izmjenama u Metodologiji.



Slika 3. Pregled regulatornih perioda

U Tabeli I i na Slici 4 date su ostvarene vrijednosti SAIDI za period 2018–2024. i projektovana vrijednost za 2025. godinu, koje su podijeljene na neplanirani SAIDI po odgovornostima (VS – viša sila, TL – treće lice, CGES – Crnogorski elektroprenosni sistem) i planirani SAIDI. Projektovane vrijednosti su dobijene korišćenjem mašinskog učenja (*Random Forest*), na osnovu istorijskih vrijednosti planiranog i neplaniranog SAIDI. *Random Forest* je ansambl metoda u mašinskom učenju koja koristi

veliki broj stabala odlučivanja kako bi se poboljšala tačnost predikcija. Svako stablo u šumi trenira se na nasumičnom podskupu podataka i koristi nasumičan podskup karakteristika pri grananju. Konačna odluka se donosi glasanjem svih stabala – za klasifikaciju se bira klasa sa najviše glasova, a za regresiju se uzima prosječna vrijednost. Time se smanjuje pretreniranost i poboljšava robustnost modela. Ova metoda je odabrana zbog svoje popularnosti i jednostavne primjene u zadacima regresije,

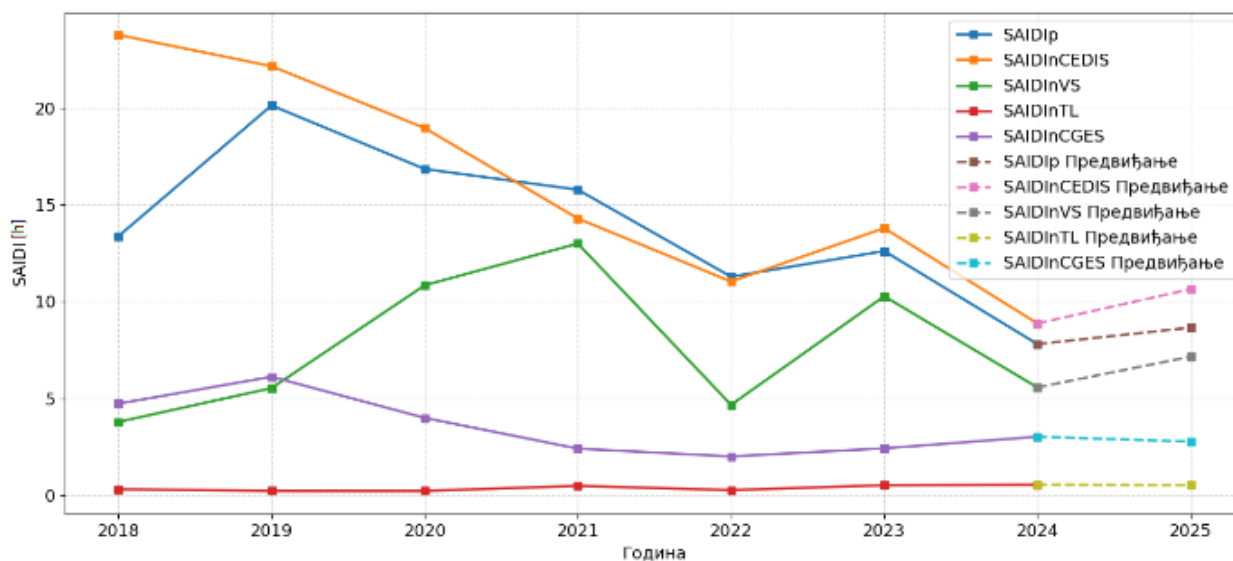
posebno kada se predviđa vrijednost unutar opsega istorijskih podataka.

Na osnovu ostvarenja planiranog SAIDI za prva četiri mjeseca 2025. godine izvršena je korekcija projektovanog $SAIDI_p$ množenjem sa faktorom 0,9, budući da su ostvarenja niža od vrijednosti dobijenih modelom.

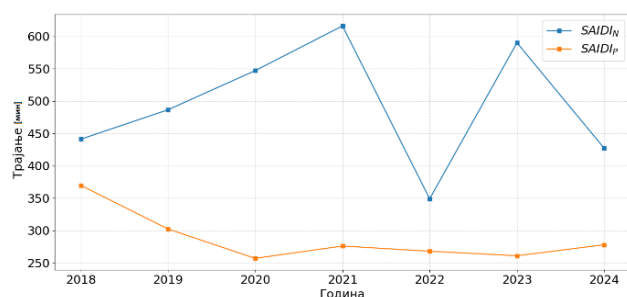
Radi poređenja, na Slici 5 dat je prikaz parametra SAIDI za distributivnu mrežu Srbije u periodu od 2018. do 2024. godine, [8].

Tabela I Ostvarene vrijednosti SAIDI (2018–2024) i projektovane vrijednosti (2025)

Godina	$SAIDI_n$ [h]	$SAIDI_{nCEDIS}$ [h]	$SAIDI_{nVS}$ [h]	$SAIDI_{nTL}$ [h]	$SAIDI_{nCGES}$ [h]
2018	13,37	23,78	3,78	0,30	4,72
2019	20,14	22,16	5,52	0,21	6,11
2020	16,85	18,97	10,84	0,21	3,98
2021	15,78	14,29	13,00	0,47	2,40
2022	11,28	11,03	4,66	0,25	1,99
2023	12,61	13,79	10,27	0,50	2,41
2024	7,80	8,87	5,56	0,53	3,01
2025	9,61	10,64	7,15	0,51	2,76



Slika 4. Ostvarene vrijednosti SAIDI (2018–2024) i projektovane vrijednosti (2025)



Slika 5. Istorijski pregled parametra SAIDI (distributivna mreža Srbije)

3. PRORAČUN RDP-a ZA PERIOD 2027–2029. PRIJE KOREKCIJA

Regulatorno dozvoljeni prihod operatora distributivnog sistema predstavlja ukupni godišnji prihod od regulisane energetske djelatnosti koji pokriva ukupne opravdane troškove poslovanja, uključujući i obaveze iz potvrđenih međunarodnih ugovora, a koji Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti utvrđuje na osnovu analize zahtijevanih troškova poslovanja, amortizacije i povrata sredstava, uz primjenu odgovarajuće korekcije po osnovu odstupanja energetske i finansijske vrijednosti u odnosu na primjenjene u prethodnom periodu. Propisano je da se u cijene i naknade

po kojima korisnici sistema plaćaju električnu energiju i usluge transponuje regulatorno dozvoljeni prihod, umanjeno za odgovarajuće ostale prihode od energetske djelatnosti, u skladu sa Metodologijom.

U Tabeli II dat je pregled RDP-a po godinama u periodu od 2017. do 2029. godine, predstavljenog po pojedinačnim elementima i u ukupnom iznosu. Odlukama o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije određen je regulatorno dozvoljeni prihod za periode 2017–2019, 2020–2022, 2024–2025, dok se za 2023. godinu, Odlukom o utvrđivanju privremenih cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije, utvrđuju iznosi identični kao u 2022. godini, [9], [10], [11], [12]. Imajući u vidu pretpostavku da će za 2026. godinu biti donesena Odluka o utvrđivanju privremenih cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije, iznosi će ostati identični kao u 2025. godini. Navedenom Odlukom se datum početka uticaja opštih pokazatelja kvaliteta funkcionisanja distributivnog sistema pomjera sa 1. 1. 2026. godine na 1. 1. 2027. godine. Za period 2027–2029. urađena je predikcija koja je predstavljena u nastavku rada.

Regulatorno dozvoljeni prihod čine:

- troškovi poslovanja za energetske djelatnosti (troškovi poslovanja na koje se može uticati, troškovi poslovanja na koje se djelimično može uticati i troškovi poslovanja na koje se ne može uticati);
- amortizacija utvrđena za regulatorne potrebe;
- povrat na sredstva;
- korekcije po osnovu odstupanja ostvarenih energetske i finansijske vrijednosti od utvrđenih.

Za period 2027–2029. urađena je predikcija na sljedeći način:

- troškovi poslovanja za energetske djelatnosti (TP):
 - troškovi poslovanja na koje se može uticati uvećani su za 1%, za svaku godinu regulatornog perioda u odnosu na prethodnu godinu;
 - troškovi poslovanja na koje se može djelimično uticati obuhvataju trošak električne energije nabavljene za pokrivanje opravdanih gubitaka u distributivnom sistemu koristeći plan potrošnje električne energije proračunati su tehnički gubici u iznosu od 8% od ukupnog godišnjeg konzuma, dok je za cijenu nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka uzeta cijena od 119,3637 €/MWh. Navedena cijena izračunata je na osnovu prosječne ponderisane cijene električne energije koju je dominantni trgovac sa crnogorskog tržišta ostvario u godini koja prethodi godini podnošenja zahtjeva, i šestomjesečnog prosjeka cijena godišnjih fjučersa bazne i vršne energije, objavljenih na dnevnom nivou u periodu januar–jun u godini podnošenja

zahtjeva na berzi u Budimpešti (*Hungarian Derivative Energy Exchange*, HUDEX), [11];

- troškovi poslovanja na koje se ne može uticati su uvećani za 1%, za svaku godinu regulatornog perioda u odnosu na prethodnu godinu;
- amortizacija (A) utvrđena za regulatorne potrebe i povrat sredstava za operatora distributivnog sistema koriguju se po osnovu realizacije investicija koje su sastavni dio regulatorne osnove sredstava utvrđene za godinu za koju se vrši korekcija i za koju postoje konačni podaci. S tim u vezi, amortizacija i povrat sredstava uvećani su za 1%, za svaku godinu regulatornog perioda u odnosu na prethodnu godinu;
- korekcije (K) po osnovu odstupanja ostvarenih energetske i finansijske vrijednosti od utvrđenih nije moguće odrediti, budući da njihovo utvrđivanje tek predstoji;
- ostali prihodi (OP) predstavljaju odbitnu stavku od regulatorno dozvoljenog prihoda operatora sistema i podliježu korigovanju, pa su stoga, za navedeni period, oni uvećani analogno periodu 2024–2025.

Na osnovu praćenja trenda iz prethodnih godina, troškovi poslovanja i amortizacija uvećani su za 1%.

Regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u cijene za period 2017–2026. i predikcija regulatorno dozvoljenog prihoda koji se transponuje u cijene za period 2027–2029, utvrđen kao razlika između regulatorno dozvoljenog prihoda i ostalih prihoda, prikazan je u Tabeli II.

4. PRORAČUN RDP-a 2027–2029. NAKON KOREKCIJA

Imajući u vidu da, u trenutku pisanja ovog rada, Metodologija ne objašnjava način za određivanje ciljnih vrijednosti opštih pokazatelja funkcionisanja distributivnog sistema, za njihovo određivanje kreirane su tri eksponencijalne funkcije:

– $SAIDI_{C1}$ [h], koja se računa po formuli:

$$SAIDI_{C1} = SAIDI_{2018} \times 0,95^{\text{Godina}-2018}; \quad (5)$$

– $SAIDI_{C2}$ [h], koja se računa po formuli:

$$SAIDI_{C2} = SAIDI_{2018} \times 0,93^{\text{Godina}-2018}; \quad (6)$$

– $SAIDI_{C3}$ [h], koja se računa po formuli:

$$SAIDI_{C3} = SAIDI_{2018} \times 0,91^{\text{Godina}-2018}, \quad (7)$$

gdje $SAIDI_{2018}$ predstavlja SAIDI u 2018. godini (prva godina za koju postoje konačni rezultati), izražen u satima, a *Godina* – indeks godine.

Tabela II Utvrđeni RDP 2017–2026. i predikcija RDP-a 2027–2029. prije korekcija

Godina	TP	A	PS	K	OP	RDP ^{TUT}
2017	45.723.021	16.492.267	14.611.954	1.457.576	969.666	74.400.000
2018	46.085.602	16.225.513	15.100.266		969.666	76.441.715
2019	46.465.064	17.119.616	15.868.416		969.666	78.483.431
2020	51.787.411	14.958.610	15.741.402		448.4	82.039.023
2021	52.021.124	14.401.538	16.750.210	700	456.968	82.015.904
2022	52.544.080	14.421.895	17.403.952	1.517.839	465.707	82.386.381
2023	52.544.080	14.421.895	17.403.952	1.517.839	465.707	82.386.381
2024	70.829.066	15.201.308	11.161.291	1.050.396	3.645.508	94.596.553
2025	72.222.910	14.418.921	25.267.043		3.745.508	108.163.367
2026	72.222.910	14.418.921	25.267.043		3.745.508	108.163.367
2027	72.851.004	14.708.741	25.519.713		3.845.508	109.233.951
2028	73.708.085	14.855.829	25.774.911		3.845.508	110.493.316
2029	74.575.758	15.004.387	26.032.660		3.845.508	111.767.297

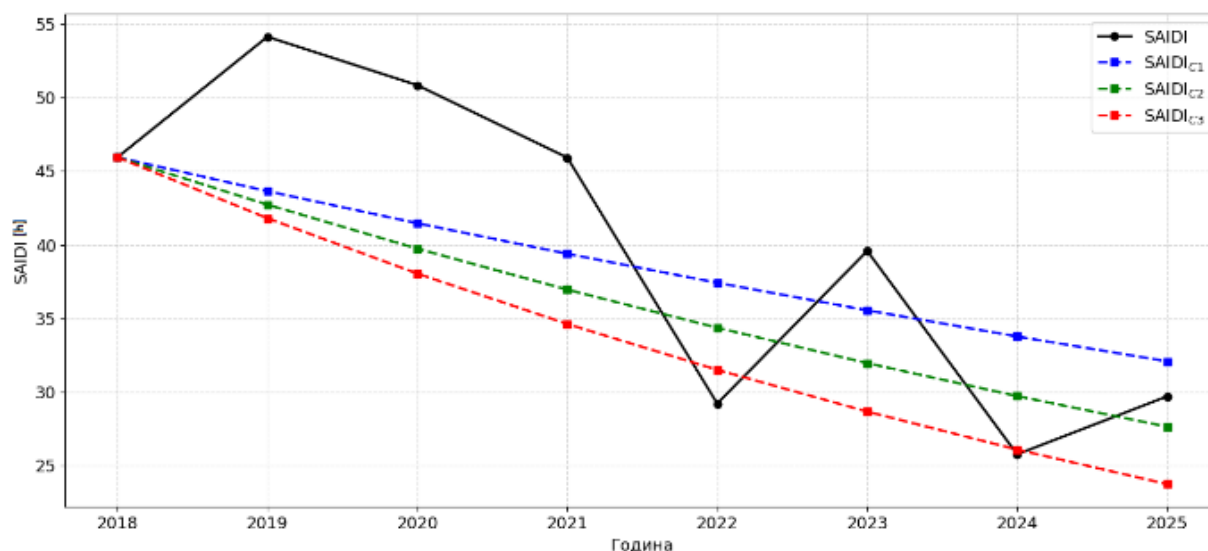
Pad vrijednosti indeksa znači poboljšanje performansi sistema, odnosno smanjenje trajanja beznaponskih stanja.

Dakle, ciljni parametri se računaju za svaku godinu posebno, uvažavajući trend pada. SAIDI_{C1} predstavlja najsporiji, SAIDI_{C3} najbrži trend pada, a SAIDI_{C2} umjereni trend pada. U Tabeli III i na Slici 6 date su vrijednosti ciljnih parametara.

Na osnovu ostvarenog i ciljnog SAIDI sa Slike 6 i formulama (3) i (4), proračunati su parametri kvaliteta i faktor kvaliteta prikazan u Tabeli IV.

Tabela III Pregled ciljnih vrijednosti opštih pokazatelja kvaliteta po godinama [h]

Godina	SAIDI _{C1} [h]	SAIDI _{C2} [h]	SAIDI _{C3} [h]
2018	45,95	45,95	45,95
2019	43,65	42,73	41,81
2020	41,47	39,74	38,05
2021	39,40	36,96	34,63
2022	37,43	34,37	31,51
2023	35,56	31,97	28,67
2024	33,78	29,73	26,09
2025	32,09	27,65	23,75



Slika 6. Ostvareni i ciljni SAIDI

Tabela IV Parametri kvaliteta i faktor kvaliteta
za tri nivoa predviđanja

Godina	Q1	Q2	Q3
2022	0,02	0,02	0,0045
2023	-0,0127	-0,02	-0,02
2024	0,02	0,0166	0
2025	0,0048	-0,0049	0,02
FK	0,008	0,0029	-0,0089

Na osnovu podataka iz Tabele II i Tabele IV izračunate su nagrade i penali za regulatorni period 2027–2029, kao i RDP nakon korekcija za sva tri nivoa ciljnog SAIDI i prikazani su u tabelama V, VI i VII.

U zavisnosti od odabranog modela (SAIDI_{C1}, SAIDI_{C2} ili SAIDI_{C3}) i godine, RDP nakon korekcija varira od 108.261.768,7 € do 112.661.435,1 € za cijeli regulatorni period.

Tabela V Predikcija RDP-a 2027–2029. nakon korekcija za funkciju SAIDI_{C1}

Godina	RDP	FK	Korekcija	RDP nakon korekcija
2027	109.233.951	0,008	873.871,61	110.107.822,5
2028	110.493.316	0,008	883.946,523	111.377.262,4
2029	111.767.297	0,008	894.138,37	112.661.435,1

Tabela VI Predikcija RDP-a 2027–2029. nakon korekcija za funkciju SAIDI_{C2}

Godina	RDP	FK	Korekcija	RDP nakon korekcija
2027	109.233.951	0,0029	316.778,46	109.550.729,3
2028	110.493.316	0,0029	320.430,62	110.813.746,5
2029	111.767.297	0,0029	324.125,16	112.091.421,9

Tabela VII Predikcija RDP-a 2027–2029. nakon korekcija za funkciju SAIDI_{C3}

Godina	RDP	FK	Korekcija	RDP nakon korekcija
2027	109.233.951	-0,0089	-972.182,2	108.261.768,7
2028	110.493.316	-0,0089	-983.390,5	109.509.925,4
2029	111.767.297	-0,0089	-994.728,9	110.772.567,8

Posmatrajući svaku godinu pojedinačno, varijacije se kreću od 108.261.768,7 € do 110.107.822,5 € za 2027. godinu (opseg od 1.846.053,80 €), od 109.509.925,4 € do 111.377.262,4 € za 2028. godinu (opseg od 1.867.337,00 €) i od 110.772.567,8 € do 112.661.435,1 € za 2029. (opseg od 1.888.867,30 €). Prosječan opseg iznosi 1.867.419,37 €, što je 1,69% prosječnog RDP-a prije korekcija.

Zaključuje se da operator distributivnog sistema u Crnoj Gori u značajnoj mjeri mora posvetiti resurse ka smanjenju ostvarenih vrijednosti opštih pokazatelja kvaliteta funkcionisanja distributivnog sistema, što se može ostvariti kroz bolje planiranje i koordinaciju planiranih isključenja i beznaponskih stanja, ulaganje u zastarjele elemente, revitalizaciju nadzemnih vodova i bolje održavanje trasa i sječu rastinja, upotrebu tehnologije automatskog ponovnog uključenja (APU) za eliminisanje prolaznih kvarova, koordinaciju i selektivnost relejnih zaštita itd. Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti mora napraviti detaljnu analizu istorijskih vrijednosti opštih pokazatelja i kreirati metodologiju koja na pravi način stimuliše operatora da unaprijedi svoje poslovanje i daje dovoljno prostora za

odstupanje od ciljnih vrijednosti opštih pokazatelja, a u isto vrijeme vrši odgovarajući, optimalni pritisak u slučaju nepovoljnih ostvarenja. Interesantno je uočiti da faktor kvaliteta ima efekat kašnjenja. Ostvarenje u posljednjoj godini prethodnog regulatornog perioda ima uticaj na posljednju godinu narednog regulatornog perioda. Primjera radi, ostvarenje SAIDI u 2029. godini ima uticaj na RDP u 2035. godini, čak šest godina kasnije. U prosjeku, ovo kašnjenje iznosi četiri godine. Ostaje da se vidi u praksi da li je ovaj mehanizam najbolji i da li su potrebne izmjene u Metodologiji i načinu proračuna faktora kvaliteta kako bi operator distributivnog sistema unaprijeđivao svoje poslovanje i kvalitet isporuke električne energije iz godine u godinu.



Slika 7. Efekat kašnjenja izražen u godinama

5. ZAKLJUČAK

Operatori distributivnog sistema konstantno se suočavaju sa novim izazovima. Nakon energetske krize koja je ugrozila poslovanje mnogih operatora distributivnih sistema, na pomolu je nova regulativa koja za cilj ima poboljšanje usluge distribucije električne energije. U ovom radu opisana je Metodologija za određivanje RDP-a i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije u zavisnosti od odnosa ostvarenih i ciljnih parametara SAIDI i data je kratka analiza mogućih scenarija. Rezultati pokazuju da prihod ODS-a u Crnoj Gori može biti uvećan u prosječnom iznosu od 883.985,50 € ili umanjen u prosječnom iznosu od -983.433,87 €, u zavisnosti od ciljnih vrijednosti opštih pokazatelja. Navedeni mehanizam predstavlja pozitivnu povratnu petlju u slučaju ostvarenja povoljnih parametara ($Q < 0,95$), jer to znači veće prihode, a veći prihodi omogućavaju više ulaganja u mrežu, što bi rezultiralo poboljšanjem (smanjenjem vrijednosti) opštih parametara kvaliteta, povećanjem prihoda itd. Međutim, u slučaju ostvarenja nepovoljnih parametara ($Q > 1,05$) prihod ODS-a biće smanjen, što dovodi do manjih ulaganja u mrežu i do pogoršanja parametara kvaliteta, a samim tim i do smanjenja prihoda, što označava negativnu povratnu petlju. Za dalja istraživanja se preporučuje istraživanje uticaja negativne povratne sprege, u kom bi slučaju ODS bio u obavezi da smanjuje troškove. Ovaj mehanizam će vjerovatno navesti ODS da ima jasan plan u odnosu na listu prioritarnih troškova, tj. investicija, kako bi smanjivao troškove na način da imaju najmanji uticaj na rad sistema i buduće poslovanje.

LITERATURA

- [1] REGAGEN, 2022, Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije. „Službeni list Crne Gore”, 71/2022. str. 1, 4 i 5
- [2] Vukovljak M., Barjaktarević D. i Marković A., 2021, Izmjena Pravila o kvalitetu isporuke i snabdijevanja električnom energijom u pogledu uticaja ostvarenih vrijednosti pokazatelja kvaliteta na određivanje regulisanih cijena pristupa, str. 6
- [3] Jim L., „Performance-Based Regulation for EU Distribution System Operators, [Internet]. Dostupno na: <https://www.raponline.org/knowledge-center/performance-based-regulation-for-eu-distribution-system-operators/>
- [4] Collan M., Savolainen J., Lilja E., „Analyzing the Returns and Rate of Return Regulation of Finnish Electricity Distribution System Operators 2015-2019”, *Energy Policy*, vol. 160, pp. 2-3, 2022.
- [5] Rahimi F., Mokhtari S., „A New Distribution System Operator Construct”, [Internet]. Dostupno na: https://gridwiseac.org/pdfs/workshop_091014/a_new_dist_sys_optr_construct_paper.pdf
- [6] Bjorlin-Svozil T., „The Distribution System Operator”, [Internet]. Dostupno na: <https://www.divaportal.org/smash/get/diva2:645960/FULLTEXT01.pdf>
- [7] Werven M. J. N., Scheepers M., „The Changing Role of Distribution System Operators in Liberalised and Decentralising Electricity Markets”, *Int. Conf. on Future Power Systems*, Amsterdam, Holandija pp 5, 2005.
- [8] Elektrodistribucija Srbije d. o. o. Beograd, 2024, „Energetski podaci 2024”, str. 31
- [9] REGAGEN, 2016, Odluka o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije, 16/2610-24, str. 1, 3 i 4
- [10] REGAGEN, 2019, Odluka o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije, 19/3307-20, str. 1, 4 i 7
- [11] REGAGEN, 2023, Odluka o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije za 2024. i 2025. godinu”. 23/3413-30, str. 1, 2, 3, 4 i 33
- [12] REGAGEN, 2023, Odluka o utvrđivanju privremenih cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije, 22/3125-35, str. 2

BIOGRAFIJE



Katarina Kovačević je rođena 1995. godine u Nikšiću, Crna Gora. Na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta Crne Gore, smjer Energetika i automatika, diplomirala je 2018. godine. Magistrand je na Elektrotehničkom fakultetu, odsjek Elektroenergetski sistemi. Godine 2017. bila je polaznik

Vladinog programa stručnog osposobljavanja u Crnogorskom elektrodistributivnom sistemu, u Sektoru za regulatorne poslove i odnose sa korisnicima, gdje je i nastavila svoj radni angažman do 2023. godine. Nakon toga, raspoređena je na radno mjesto inženjer za operativnu energetiku, planiranje i analizu rada mreže 35 kV u Sektoru za upravljanje mrežom. Dobitnica je priznanja za stručan i odgovoran rad – specijalne nagrade „Energija u srcu”. Tokom dosadašnje karijere bila je učesnik raznih obuka, seminara, radionica. Autor je više stručnih radova. ORCID: 0009-0004-7055-1542.



Uroš Ognjenović je rođen 1998. godine u Nikšiću, Crna Gora. Osnovne i magistarske studije završio je na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta Crne Gore, smjer Energetika, gdje je diplomirao 2020. godine, a magistrirao 2023. godine.

Profesionalnu karijeru započeo je 2022. godine kroz Vladin program stručnog osposobljavanja, nakon čega je zaposlen u Crnogorskom elektrodistributivnom sistemu, gdje i danas radi na poziciji inženjera za operativnu energetiku, planiranje i analizu rada mreže 35 kV. Tokom dosadašnjeg profesionalnog i akademskog razvoja učestvovao je na brojnim stručnim obukama i konferencijama iz oblasti elektroenergetike, automatizacije i upravljanja energetske sistemima. Autor je i koautor više stručnih i naučnih radova prezentovanih na domaćim i međunarodnim skupovima. Njegova profesionalna interesovanja obuhvataju upravljanje elektroenergetskim sistemima, optimizaciju distributivne mreže, automatizaciju i integraciju obnovljivih izvora energije. ORCID: 0009-0004-0760-9414.

Katarina Kovačević¹, Uroš Ognjenović¹

Prediction of Regulatory Allowed Revenue Based on General Quality Indicators of the Distribution System Operation

¹ Montenegrin Electricity Distribution System, Podgorica, Montenegro*

Professional article

Highlights

- Regulatory allowed revenue will vary depending on the performance against target quality parameters
- The impact of the quality factor is subject to a delayed effect, typically averaging four years
- Network investments take on increased significance under this framework

Abstract

As of 1 January 2027, the regulatory allowed revenue of Montenegro's electricity distribution system operator will be determined based on target values for general quality indicators of system performance. This paper outlines the Methodology for Determining the Regulatory Allowed Revenue and Tariffs for Use of the Electricity Distribution System, with a particular focus on the section concerning these target quality indicators. The paper provides a review of historical data, compares it with available figures from comparable systems, and presents projections for the 2025 general quality indicators. This serves as a foundation for estimating the distribution system's regulatory allowed revenue for the 2027–2029 period. The aim is to assess how varying target levels of general quality indicators may influence the allowed revenue of the distribution system operator. The paper concludes with key findings derived from the analysis.

Keywords

Distribution System Operator, General Quality Indicators, Regulatory Allowed RevenueReceived: June 9th, 2025Reviewed: July 1st, 2025Modified: July 3rd, 2025Accepted: July 4th, 2025

*Corresponding author: Katarina Kovačević, +382 67 758 369

E - mail: katarina.kovacevic@cedis.me

Note:

This article represents an expanded, improved and additionally peer-reviewed version of the paper „Assessment of the Impact of System Reliability Indices on Regulatory Approved Revenue“, awarded by Expert Committee EC-5 *Distribution System Planning* at the 14th CIRED Serbia Conference, Kopaonik, September 16-20, 2024.



UREĐIVAČKA POLITIKA I TEMATSKE OBLASTI ČASOPISA

Pri ponovnom pokretanju izdavanja časopisa „Elektroprivreda” odlučeno je da on ima naučno-stručni karakter i da bude pripreman i publikovan po novoj, široj koncepciji i dvojezično, na srpskom i engleskom. Pri tome će na engleskom jeziku biti objavljivani samo oni rukopisi za koje autori iz Srbije i regiona iskažu takvu želju, a recenzenti i Uredništvo procene da imaju odgovarajući doprinos i da bi mogli biti od interesa i za čitalačku publiku van srpskog govornog područja. Časopis je, naravno, otvoren i za rukopise stranih autora čiji su originali na engleskom jeziku. Uz saglasnost ovih autora, odobreni rukopisi će biti prevedeni i objavljivani i na srpskom jeziku. Na srpskom jeziku dostupne su ćirilčna i latinična verzija objavljenih članaka.

Časopis se, po pravilu, izdaje dva puta godišnje, isključivo elektronski (*on line*). Časopis je otvorenog pristupa (*Open Access*), pri čemu je objavljivanje prihvaćenih rukopisa besplatno, bez bilo kakvih finansijskih obaveza autora. Sa druge strane, takođe nema ni finansijskih obaveza izdavača prema autorima, kako prijavljenih rukopisa tako i objavljenih članaka.

Sadržaj rukopisa prijavljenog za objavljivanje u Časopisu mora biti originalno delo autorâ i ne sme biti već objavljen ili javno predstavljen (niti objavljen ili predstavljen u međuvremenu, pre prvog objavljivanja u „Elektroprivredi”), bilo gde u svetu, u bilo kom obliku. Ovo pravilo se neće primenjivati na rukopise prijavljene za posebna, specijalna izdanja Časopisa, koja budu posvećena već prezentovanim, izabranim radovima sa partnerskih konferencija, pri čemu takav rukopis mora biti proširen najmanje 30% u odnosu na prezentovani konferencijski rad, unapređen i dodatno recenziran po istoj proceduri kao i rukopisi prijavljeni za redovna izdanja Časopisa.

U Časopisu se objavljuju samo oni rukopisi koji dobiju najmanje dve pozitivne recenzije od strane renomiranih eksperata u oblasti na koju se rukopis odnosi, odnosno većinu pozitivnih recenzija, u slučaju angažovanja većeg broja recenzenata.

Časopis prihvata na razmatranje rukopise i objavljuje radove naučno-istraživačkog i stručnog karaktera, a posebno rukopise/radove u oblastima:

- novih tehnologija za obezbeđivanje, obradu i korišćenje primarnih energenata;
- proizvodnje, prenosa i distribucije električne energije;
- skladištenja i konverzije električne i toplotne energije;
- racionalne potrošnje električne i toplotne energije;
- razvoja obnovljivih izvora energije;
- informacionih i telekomunikacionih sistema;
- organizacije rada elektroenergetskog sistema;
- zaštite životne sredine;
- revitalizacije elektroenergetskih objekata;
- pronalazaštva i inovacija;
- restrukturiranja i privatizacije u energetsom sektoru;
- tržišta električne energije;
- primene pravne regulative Evropske unije u oblasti energetike;
- druge srodne oblasti.

Časopis je zamišljen kao platforma i alat za prikazivanje iskustava, konstruktivno iskazivanje i sučeljavanje stavova, stručne diskusije eksperata iz struke i prakse i iz naučno-istraživačkih institucija i inovativnih centara. Naime, otvorena razmena njihovih mišljenja i iskustava, po pitanjima strateškog razvoja i opredeljivanja za nove tehnologije može doprineti iznalaženju adekvatnih i optimalnih tehničko-tehnoloških, pravno-ekonomskih i organizaciono-poslovnih odgovora na sve izazove dekarbonizacije, digitalizacije i tranzicije elektroenergetike ka održivom razvoju.

U ime Uredništva,

Dr Vladimir Šiljkut
Glavni i odgovorni urednik

KATEGORIZACIJA (RANGIRANJE) RUKOPISA

Prilikom pregleda rukopisa i popunjavanja izveštaja o tome, recenzenti predlažu, a Uredništvo – u slučaju prihvatanja rukopisa za objavljivanje – utvrđuje njegovu kategoriju (rang). Kategorizacija (rangiranje) rukopisa vrši se prema *Pravilniku o kategorizaciji i rangiranju naučnih časopisa* („Službeni glasnik RS”, br. 80/2024 od 4. 10. 2024) i ovde priloženoj tabeli:

Naučni članci:	
Originalni/izvorni naučno-istraživački rad	Rad u kome se iznose prethodno neobjavljivani rezultati sopstvenih istraživanja naučnim metodom
Pregledni rad	Rad koji sadrži originalan, detaljan i kritički prikaz istraživačkog problema ili područja u kome je autor ostvario određeni doprinos
Kratko ili prethodno saopštenje	Originalni naučni rad punog formata, ali manjeg obima ili preliminarog karaktera
Naučna kritika, odnosno polemika i osvrti	Rasprava na određenu naučnu temu zasnovana isključivo na naučnoj argumentaciji i korišćenjem naučne metodologije
Stručni članci:	
Stručni rad	Prilog u kome se nude iskustva korisna za unapređenje profesionalne prakse, ali koja nisu nužno zasnovana na naučnom metodu
Informativni prilog	Uvodnik, komentar i sl.
Prikaz	Prikaz knjige, računarskog programa, slučaja, naučnog događaja i sl.
Stručna kritika, odnosno polemika i osvrti	Rasprava/diskusija na određenu stručnu temu

UDK: (unos Redakcija)

Prvi A. Autor¹, Drugi B. Autor², Treći C. Autor³, ...

Uputstvo za pripremu radova - naslov rada

(NE VIŠE OD ČETIRI REDA)

¹ Afiliacija prvog autora - institucija, grad, zemlja*² Afiliacija drugog autora - institucija, grad, zemlja (ako se razlikuje od 1)³ Afiliacija trećeg autora - institucija, grad, zemlja (ako se razlikuje od 1,2)

...

DOI: (unos Redakcija)

Kategorija rada: (unos Redakcija)

Ključne poruke

- U najviše četiri kratke stavke/bullets treba izložiti ključne aspekte i poruke rada
- Rečenice ovih stavki moraju biti kratke, jezgrovite, pomoćni glagoli mogu biti izostavljeni
- Npr: Uputstvom sagledani struktura i oblikovanje rada za publikovanje

Kratak sadržaj

Kratak sadržaj rada treba da sadrži sažet opis problema, primenjene metode i zaključke. On je esencijalni deo rada i treba da bude jasan i koncizan. Kratak sadržaj treba da bude informativan, dajući pregled problematike, postupka i glavnih zaključaka, rezultata i njihovog značaja. Ne treba pisati u prvom licu, ne navoditi reference i jednačine i izbegavati skraćenice. Ne treba da sadrži više od 300 reči (na srpskom) do 350 (na engleskom, uključujući i određene i neodređene članove ispred imenica).

Ključne reči

Navesti do maksimalno šest ključnih reči, odvojenih međusobno zapetama

Primljeno: (unos Redakcija) Recenzirano: (unos Redakcija)

Izmenjeno: (unos Redakcija) Odobreno: (unos Redakcija)

*Korespondirajući autor: (ime i prezime, telefon)

E - mail:

1. UVOD

U časopisu „Elektroprivreda” se objavljuju kategorisani članci: originalni naučni radovi, prethodna saopštenja, pregledni i stručni radovi iz oblasti elektroprivrede i energetike.

Svi radovi podležu recenziji. Za originalnost rada, kvalitet i verodostojnost rezultata odgovorni su isključivo autori. Predajom rada autori prihvataju sva pravila navedena u ovom uputstvu.

Ovaj dokument sadrži uputstva za pripremu radova. Mole se autori da se u pripremi radova u potpunosti pridržavaju ovog uputstva kako bi se izbegli problemi pri štampanju rada.

Dokument je uzorak za *Microsoft Word* (verzija 7 i viša) i ujedno je i primer željenog izgleda rada. U njemu su sadržane sve potrebne informacije o formatu rada, tipu i veličini fontova, kao i pravila koja objašnjavaju postupke u vezi sa jednačinama, mernim jedinicama, slikama, tabelama i ostalim delovima rada.

Kompletan rad koji sadrži rukopis, tabele, grafikone, crteže, fotografije i puna imena i prezimena autora sa afilijacijama treba dostaviti postavljanjem onlajn na aplikaciju za rukovanje rukopisima, dostupnu na veb-sajtu Časopisa, <https://epijournal.eps.rs/prijava> ili, alternativno, slanjem na imejl adresu: epijournal.editor@eps.rs.

Obim rada je najviše deset strana (ne računajući spisak literature i naslov, ključne poruke, kratak sadržaj i ključne reči na engleskom jeziku), osim u slučajevima preglednih radova i specijalnih izdanja Časopisa sa proširenim nagrađenim radovima sa konferencija, u kom slučaju broj stranica nije ograničen, ali se preporučuje da bude do 16.

Original rada treba da bude prezentovan u formatu A4 (210x297) mm. Tekst rada treba da bude poravnat po obe margine. Sve margine treba da budu podešene na 2 cm. Tekst rada treba da bude urađen sa *single* proredom. Rad može biti napisan na srpskom ili engleskom jeziku. (Uredništvo odlučuje koji radovi će biti prevedeni i na drugi jezik, kako bi bili dostupni što većem skupu čitalaca.) Veličina fonta za pojedine delove teksta je kao u ovom Uputstvu. U radu treba izbegavati celovita matematička izvođenja. Neophodna izvođenja mogu se dati, po potrebi, kao celine, u vidu jednog ili više priloga.

Ovaj dokument može se direktno preuzeti sa web adrese <https://epijournal.eps.rs> i koristiti kao podloga za pripremu rukopisa, jednostavnim unošenjem delova teksta rada na određena mesta u ovom dokumentu.

Preporuka je da tekst rada počne uvodom u kome se formulišu problem i zadatak rada. Daje se pregled i komentar korišćene literature iz navedene oblasti i ukazuje na poziciju i doprinos rada u odnosu na navedenu literaturu.

2. NASLOV POGLAVLJA (na primer: PRIPREMA TEKSTA)

Radi veće jasnoće tekst rada treba podeliti na poglavlja i potpoglavlja. Poglavlja i potpoglavlja treba numerisati arapskim brojevima, potpoglavlja brojevima razdvojenim tačkom. Naslove poglavlja i potpoglavlja od teksta pre i posle naslova odvojiti jednim praznim redom. Treba

izbegavati prelom teksta na naslovu ili podnaslovu u tekstu.

2.1 Nivoi potpoglavlja

Sa potpoglavljima nije poželjno ići niže od drugog nivoa, na primer 2.1, 3.3 i sl.

2.1.1 Treći nivo potpoglavlja. Dozvoljen je samo izuzetno, ukoliko doprinosi metodološkoj i generalnoj jasnoći teksta rada i piše se, kao i naslovi potpoglavlja, boldiranim malim slovima, ali se završavaju tačkom, nakon koje, u nastavku tog reda i pisana normalnim fontom, počinje prva rečenica tog potpoglavlja.

2.2 Pozicioniranje tabela i grafičkih priloga

Tabele, slike i grafici mogu, po potrebi, da budu u jednoj koloni ili preko obe kolone. Sve slike i tabele treba da budu postavljene u tekst blizu, ali nikako ispred, mesta u tekstu na kome se prvi put pominju. Slike i tabele u prilogima treba da budu označene na isti način kao u tekstu rada.

2.3 Prva strana

Na sredini prve strane navodi se naslov rada *bold* slovima veličine 16, tipa *Times New Roman*. Ispod naslova navode se puna imena i prezimena autora slovima veličine 11. Ispod imena i prezimena navode se afilijacije autora, slovima veličine 10. Posle navođenja podataka o autorima, na prvoj strani se navode ključne poruke rada, rezime rada i ključne reči, slovima veličine 11.

Ukoliko je rad pisan i za objavljivanje odobren samo na srpskom jeziku, posle sadržaja opisanog u prethodnom pasusu, u konačnoj verziji rada za publikovanje navode se i naslov rada, ključne poruke, rezime rada i ključne reči na engleskom jeziku.

Ukoliko je rad pisan na engleskom jeziku i odobren za objavljivanje, u celosti se prevodi i objavljuje i na srpskom jeziku, u identičnom formatiranju.

Ukoliko je rad pisan na srpskom jeziku i odobren za objavljivanje na oba jezika, u celosti se prevodi i objavljuje i na engleskom, u identičnom formatiranju.

U donjem levom uglu prve strane treba dati pune podatke potrebne za ostvarenje kontakta sa prvim autorom rada.

Sve ovo se jednostavno realizuje korišćenjem datog modela prve strane jednostavnim unošenjem predviđenog teksta na za to predviđena mesta u Uputstvu.

2.4 Podnaslov (na primer: Tekst rada)

Tekst rada se jednostavno unosi umesto teksta uputstva u ovaj format unošenjem ili kopiranjem delova teksta koji su urađeni u skladu sa ovim uputstvom na za to predviđena mesta u uputstvu.

2.5 Jednačine

Jednačine treba postaviti na sredinu teksta i numerisati ih arapskim brojevima u malim (okruglim) zagradama uz desnu marginu teksta. Za jednačine treba koristiti

matematički softver (*Microsoft Equation Editor for MS Word* ili *MathType*). Na primer:

$$I_F = I_B = -I_C = \frac{-J\sqrt{3}E_A}{Z_1 + Z_2} \quad (1)$$

Jednačine treba odvojiti od teksta pre i teksta posle razmakom od 6 pointa. Simboli koji se koriste u jednačini moraju biti definisani pre nego što se pojave u jednačini ili neposredno posle jednačine. Pozivanje na neku jednačinu u tekstu vrši se navođenjem broja jednačine u maloj zagradi (1). Ako se rečenica počinje pozivom na jednačinu tada koristiti „Jednačina (1) je ...”.

2.6 Tabele

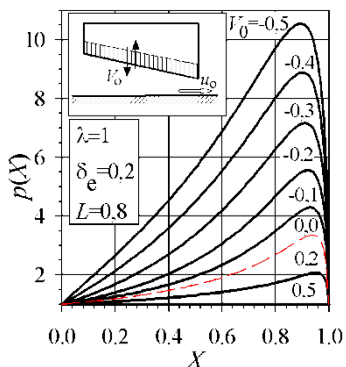
Tabele treba da budu ubačene u tekst na mestima gde se prvi put pominju ili neposredno posle. Treba da budu označene rimskim brojevima, a broj i naziv tabele treba da budu iznad tabele. Na primer:

Tabela I Trajanje simulacija i zauzeće memorije

ISCAS kolo	CPU vreme [s]	zauzeće memorije [MB]
c17	2	3.9
c432	62	68.7
c880	160	152.6
c1355	283	178.8

2.7 Slike

Slike treba da budu brižljivo pripremljene i unesene u tekst na predviđeno mesto. Broj i naziv slike moraju biti ispod slike. Brojeve slika označavati arapskim brojevima. Radi boljeg razumevanja izbegavati prekomerne informacije na slikama. Svi komentari koji se odnose na slike treba da se nalaze u zaglavlju. Kucane oznake treba da budu izabrane pažljivo da bi se obezbedila jasnoća. Pokušati da se ose na slikama opišu i rečima, ne samo simbolima. Na primer, bolje je napisati **vreme t**, nego samo **t**. Oznake za merne jedinice treba staviti u zagrade.



Slika 1. Opis slike

3. ZAKLJUČAK

Iako zaključak treba da sadrži pregled ključnih rezultata rada, u njemu ne treba ponavljati deo naveden u kratkom sadržaju. Zaključak može da objasni značaj rada ili predloži moguće primene ostvarenih rezultata i da smernice za dalja istraživanja problematike tretirane u radu.

ZAHVALNICA

Zahvalnice za sponzorstvo, finansiranje ili pomoć u radu, ako ih ima, treba da budu kao poseban, nenumerisan deo pre spiska literature. U naslovu koristiti jedninu i kada ima više zahvalnica.

LITERATURA

Spisak korišćene literature treba da bude na kraju rada u posebnom, nenumerisanom delu. Reference se numerišu arapskim brojevima u srednjim (uglastim) zagradama, po redosledu citiranja u tekstu rada. Pri navođenju obratiti pažnju na to da reference budu tačne i kompletne, tj. da potpuno opisuju izvore podataka.

Sve navedene reference moraju biti direktno citirane u samom tekstu rada navođenjem broja reference u srednjoj (uglastoj) zagradi. Ne ograničavati se samo na navođenje svojih referenci, već navesti i relevantne reference iz posmatrane oblasti.

U nastavku se daju primeri načina navođenja literature: rad objavljen u časopisu [1], knjiga [2], poglavlje u knjizi više autora [3], rad objavljen u zborniku radova sa konferencije [4] i članak preuzet sa veb sajta [5].

- [1] Šiljak D. D, Stipanović D. M, “Robust Stabilization of Nonlinear Systems – the LMI Approach”, *Mathematical Problems in Engineering*, Vol. 6, No. 5, pp. 461-493, 2000.
- [2] Marković Z., „Granična stanja čeličnih konstrukcija prema evro kodu”, Akademska misao, Beograd, 2014.
- [3] Deavours D., “UHF RFID Antennas”, in: Bolić M. (Ed.), *RFID Systems – Research Trends and Challenges*, Ch. 3, Wiley, New York, 2010.
- [4] Oćokoljić G., Živković S., Subotić S., “Aerodynamic Coefficients Determinations for the ATM Model with Lateral Jets Simulation – Experimental and Numerical Methods”, *Proc. 4th International scientific conference on defensive technologies OTEH 2011*, Belgrade, Serbia, pp. 17-22, 6-7 October 2011.
- [5] Vukić B., „Društvene igre za visokopozicionirane poslovne ljude” [Internet]. Beograd; Novi Sad: Adizes Southeast Europe; 2010 [citirano 19.03.2012]. Dostupno na: <http://www.asee.rs/?page=142&oi=69>

DODATAK (PRILOG) 1

Dodaci, ukoliko su neophodni, treba da budu navedeni posle Literature. Ako ih ima više, treba da budu numerisani arapskim brojevima. U slučaju da prilozi sadrže tabele ili slike, oni se numerišu slovom „A” iza koga sledi tačka i redni broj (i to: za tabele rimski, od „I” nadalje, redom jedinstveno za sve priloge; a za slike arapski, od „1” nadalje, jedinstveno za sve priloge).

Tabela A.I Naziv prve tabele u Prilogu

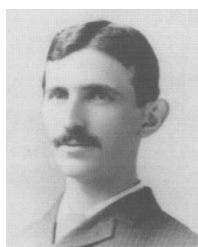
Zaglavlje	Kolona 1	Kolona 2	Kolona 3	Kolona 4	Kolona 5	Kolona 6	Kolona 7
Red 1							
Red 2							
Red 3							
Red 4							
Red 5							
Red 6							

DODATAK (PRILOG) 2

U zavisnosti od njihovog sadržaja, prilozi mogu biti formatirani dvostubačno ili jednostubačno. U slučaju kada to čitaocu omogućava bolju preglednost, slike i tabele u priložima mogu biti zarotirane ulevo za 90°.

BIOGRAFIJE

Treba dati kratku biografiju za svakog autora. Početi imenom i prezimenom autora i dati njegovu kratku, pretežno stručnu biografiju. Treba uključiti i fotografiju autora. Primer biografije je dat u nastavku.



Nikola Tesla je rođen u Smiljanu u Austrijskom carstvu, 9. jula 1856. Završio je Austrijsku politehničku školu u Gracu i studirao na Univerzitetu u Pragu. Njegovo radno iskustvo uključivalo je *American Telephone Company*, Budimpešta, *Edison Machine Works*,

Westinghouse Electric Company i *Nikola Tesla Laboratories*. Njegova posebna polja interesovanja su bile

oblasti visokih frekvencija. Tesla je dobio počasne diplome od institucija visokog obrazovanja uključujući Univerzitet Kolumbija, Univerzitet Jejl, Univerzitet u Beogradu i Univerzitet u Zagrebu. Dobio je medalju *Elliott Cresson* Instituta Frenklin i Edisonovu medalju IEEE. Godine 1956. termin *tesla* (T) je usvojen kao jedinica za gustinu magnetnog fluksa u sistemu MKSA. Godine 1975. Elektroenergetsko društvo (*Power Engineering Society*) je ustanovilo nagradu Nikola Tesla u njegovu čast. Tesla je preminuo 7. januara 1943. godine.

ORCID: xxxx-yyyy-zzzz-www.

/ Svaki autor treba da navede svoj ORCID broj (*Open Researcher and Contributor ID*), ukoliko ga poseduje /

Autori su obavezni da Redakciji časopisa, po prihvatanju rada, dostave i potpisanu izjavu o autorstvu, originalnosti rukopisa i prenosu autorskih prava, čiji se obrazac može preuzeti sa sajta Časopisa, <https://epijournal.eps.rs>.

/ Obrisati boks s ovim tekstom pri izradi rada /

UDC: (Editor's input)

First A. Author¹, Second B. Author², Third C. Author³, ...

Instructions for the preparation of article - the title of the article

(NOT MORE THAN FOUR LINES)

¹ Affiliation of the first author - institution, city, country*² Affiliation of the second author - institution, city, country (if differs from 1)³ Affiliation of the third author - institution, city, country (if differs from 1, 2)

...

Category of article: (Editor's input)

Highlights

- Key aspects and messages of the work should be presented in a maximum of four short items/bullets
- The sentences of these items must be short, concise, auxiliary verbs can be omitted
- E.g.: The structure and design of work for publication are considered by the instruction

Abstract

The Abstract of the article should contain a concise description of the problem, applied methods and conclusions. It is an essential part of the article and should be clear and concise. The Abstract should be informative, giving an overview of the issues, the procedure and the main conclusions, results and their significance. Do not write in the first person, do not list references and equations, and avoid abbreviations. It should not contain more than 300 words (in Serbian) to 350 (in English, including definite and indefinite articles before nouns).

Keywords

Specify up to six keywords, separated by commas

Received: (Editor's input) Reviewed: (Editor's input)

Modified: (Editor's input) Accepted: (Editor's input)

*Corresponding author: (name, phone)

E - mail:



