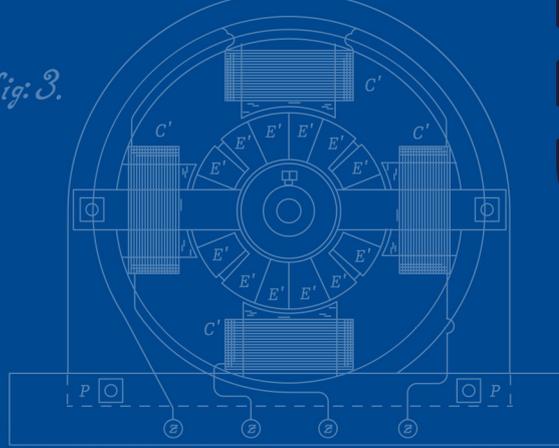
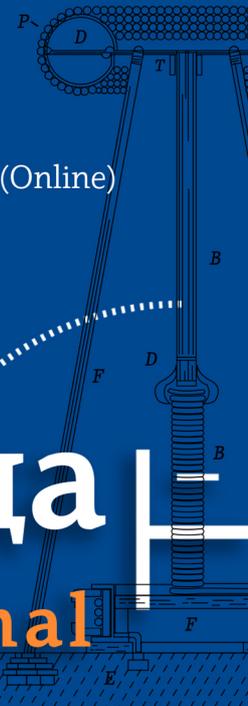


fig. 3.



ISSN 3009-2892 (Online)

УДК 620.9
621.31

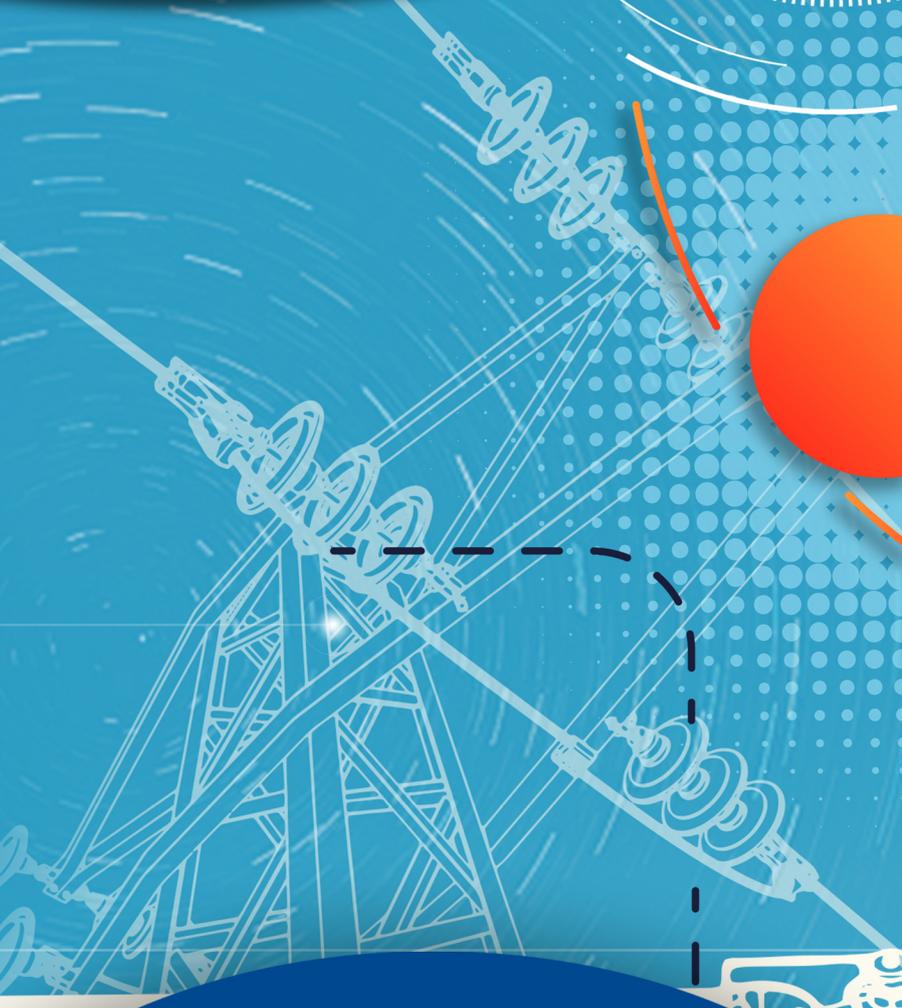
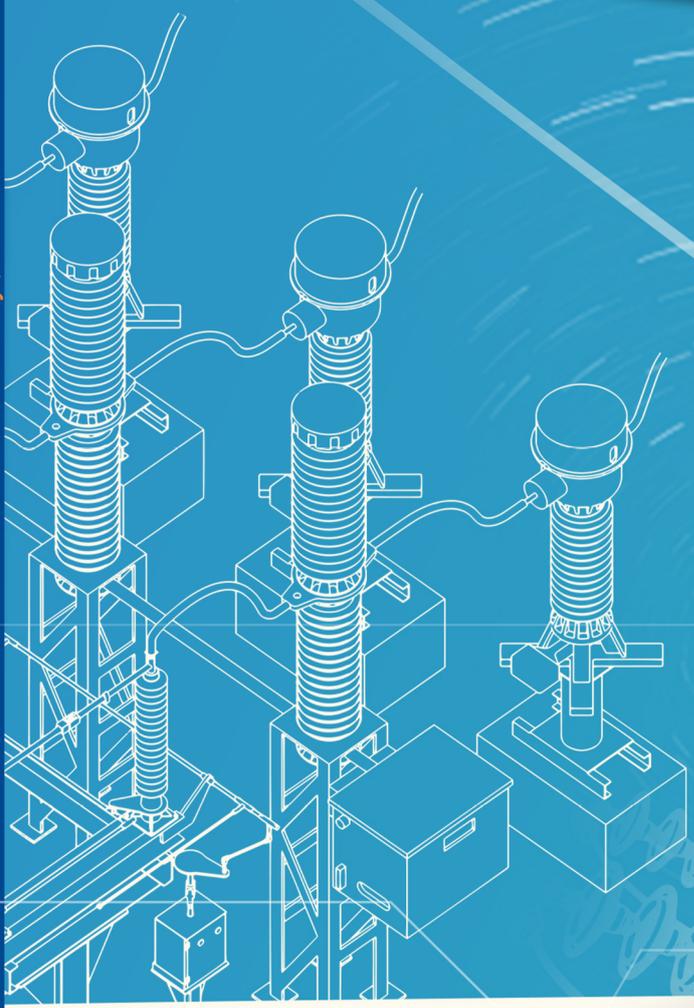


Електропривреда

Electric Power Industry Journal

2025

Година 3, Број 2
Volume 3, Issue 2



СПЕЦИЈАЛНО
ИЗДАЊЕ



CIRED Србија



Електропривреда

Electric Power Industry Journal



Научно-стручни часопис Акционарског друштва „Електропривреда Србије”
у суиздаваштву са Електротехничким институтом „Никола Тесла” Београд



Година 3, Број 2

Садржај

Импресум	
Реч Уредништва	71-71
Реч гостујућег уредника	72-72
Чланци	
Марко М. Шућуровић, Дардан О. Климента, Драган С. Тасић Одређивање температуре и струје земљоспоја паралелног проводника уземљења енергетских каблова са металним екранима уземљеним на једном крају	73-83
Душан Вукотић, Божидар Ђирић, Стојан Шишкоски Еволуција концепта аутоматизације кабловске средњенапонске електродистрибутивне мреже	84-104
Данијел Давидовић, Далибор Црноја, Сретен Давидов Идентификација фаза и прекида у нисконапонским мрежама на основу података о догађајима регистрованим у паметним бројилима	105-111
Катарина Ковачевић, Урош Огњеновић Предвиђање регулаторно дозвољеног прихода у функцији општих показатеља квалитета функционисања дистрибутивног система	112-121
Додатак – прилози	
Уређивачка политика и тематске области часописа	122-122
Категоризација (рангирање) рукописа	123-123
Детаљно упутство ауторима о начину припреме чланка	124-128

ISSN 3009-2892 = Електропривреда (Online)

ИЗВРШНИ ИЗДАВАЧ

АКЦИОНАРСКО ДРУШТВО „ЕЛЕКТРОПРИВРЕДА СРБИЈЕ” БЕОГРАД

11 000 Београд, Балканска 13

Електронска презентација: www.eps.rs

Телефон Уредништва: +381-11-365-23-63

Имејл: epijournal.editor@eps.rs

Веб-платформа Часописа: <https://epijournal.eps.rs>

СУИЗДАВАЧ

ЕЛЕКТРОТЕХНИЧКИ ИНСТИТУТ „НИКОЛА ТЕСЛА” БЕОГРАД

11 000 Београд, Косте Главинића 8а

Електронска презентација: www.ieent.org

Телефон: +381-11-39-52-000

Телефакс: +381-11-36-90-487

ЗА ИЗВРШНОГ ИЗДАВАЧА

Душан Живковић, дипл. инж. ел.

Генерални директор ЕПС АД

ЗА СУИЗДАВАЧА

Др Драган Ковачевић, дипл. инж. ел.

Директор ЕТИ „Никола Тесла”

ГЛАВНИ И ОДГОВОРНИ УРЕДНИК

Др Владимир М. Шилкут, дипл. инж. ел.

ИЗДАВАЧКИ САВЕТ

Др Драган Ковачевић, Електротехнички институт „Никола Тесла” Београд

Небојша Петровић, „Електромрежа Србије” АД Београд, председник ЦИГРЕ Србија

Ванр. проф. др Жељко Поповић, ФТН Нови Сад, представник ЦИРЕД Србија

Мр Ненад Шијаковић, „Електромрежа Србије” АД Београд

Мр Душан Вукотић, „Електродистрибуција Србије” ДОО Београд

Проф. др Владимир А. Катић, професор у пензији ФТН Нови Сад, председник Уређивачког одбора

Др Владимир М. Шилкут, „Електропривреда Србије” АД Београд, главни и одговорни уредник

УРЕЂИВАЧКИ ОДБОР

Проф. др Владимир А. Катић, професор у пензији ФТН Нови Сад, председник

Проф. др Драгутин Д. Саламон, професор у пензији ЕТФ Београд, заменик председника

Проф. др Александар Гајић, Академија инжењерских наука Србије (АИНС),

професор у пензији Машинског факултета Београд

Проф. др Јован Нахман, АИНС, професор у пензији ЕТФ Београд

Проф. др Никола Рајаковић, председник Савеза енергетичара Србије, професор у пензији ЕТФ Београд

Проф. др Младен Кезуновић, Texas A&M University

Проф. др Мирослав Беговић, Texas A&M University

Проф. др Јовица Милановић, University of Manchester, School for Electrical Engineering

Проф. др Владимир Терзија, Newcastle University

Проф. др Борис Думнић, Факултет техничких наука, Нови Сад

Проф. др Лука Стрезоски, Факултет техничких наука, Нови Сад

Проф. др Драган Тасић, Електронски факултет, Ниш

Проф. др Лидија Коруновић, Електронски факултет, Ниш

Проф. др Драгана Животић, Рударско-геолошки факултет, Београд

Проф. др Мића Јовановић, Технолошко-металуршки факултет, Београд

Ванр. проф. др Тина Дашић, Грађевински факултет, Београд

Доц. др Јелена Поноћко, Go2Power Consulting и University of Manchester, School for Electrical Engineering

Др Ана Дајић, Технолошко-металуршки факултет, Београд

Др Драгослав Перић, хонорарни консултант, Београд

Др Саша М. Стојковић, Академија техничко-уметничких струковних студија, Београд

Др Драган Ковачевић, Електротехнички институт „Никола Тесла”, Београд

Др Нинел Чукалевски, Институт „Михајло Пупин”, Београд

Др Милинко Радосављевић, Рударски институт, Београд

Др Марија Ђорђевић, „Електромрежа Србије” АД, Београд

Др Јасна Марковић Петровић, ЕПС АД, Београд



Др Рада Крговић, ЕПС АД, Београд
Др Владимир Ђорђевић, ЕПС АД, Београд
Др Милорад Пантелић, ЕПС АД, Београд
Др Милицав Томић, ЕПС АД, Београд
Мр Драган Влаисављевић, Београд
Мр Александар Јаковљевић, ЕПС АД, Београд
Мр Никола Обрадовић, „Електро mreжа Србије” АД, Београд
Владан Ристић, „Електро mreжа Србије” АД, Београд
Радован Станић, ЕПС АД, Београд
Биљана Стекић Јовановић, ЕПС АД, Београд
Јован Илић, ЕПС АД, Београд
Милан Ђорђевић, ЕПС АД, Београд
Радош Чабаркапа, Електроенергетски координациони центар, Београд
Александар Латинић, ЕПС АД, Београд
Жељко Лазаревић, ЕПС АД, Београд

ГОСТУЈУЋИ УРЕЂИВАЧКИ ОДБОР СПЕЦИЈАЛНОГ ИЗДАЊА

(Издање посвећено најзапаженијим радовима на 14. саветовању CIREД Србија 2024)

Др Зоран Симендић, председник CIREД Србија, гостујући главни уредник
Др Маја Грбић, секретар Стручне комисије СТК-1 CIREД Србија, гостујући уредник
Проф. др Владимир Катић, председник СТК-2 CIREД Србија, гостујући уредник
Мр Зоран Ристановић, члан СТК-3 CIREД Србија, гостујући уредник
Ванр. проф. др Жељко Поповић, председник СТК-4 CIREД Србија, гостујући уредник
Др Александар Јањић, председник СТК-5 CIREД Србија, гостујући уредник
Др Ненад Катић, председник СТК-6 CIREД Србија, гостујући уредник

ТЕХНИЧКО УРЕДНИШТВО

Развој, дизајн и уређивање веб-платформе

Игор Меденица (ЕД Србије ДОО)
Данило Мијатовић
Радован Брајовић

Лектор и коректор

Милеса Караџић

Преводиоци

Јасна Ђуровић
Срђан Бугарић
Ивана Јевтовић
Сунчица Ђокић Крстић
Ранка Младеновић

Технички секретаријат

Мр Ангелина Миловановић
Дејана Косановић

Часопис „Електропривреда“ – *Electric Power Industry Journal*
излази двапут годишње, искључиво у електронском облику,
на <https://epijournal.eps.rs> и типа је *Open Access*



Садржај часописа доступан је у отвореном приступу, у складу са лиценцом CC BY-NC-ND 4.0:
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>

COBISS.SR-ID – 121874441

УВОДНА РЕЧ УРЕДНИШТВА

Поштовани читаоци и сарадници,

Пред вама је нови број часописа „Електропривреда” – *Electric Power Industry Journal*, четврти по реду од обнове издавања часописа и објављивања његовог првог електронског издања, пре две године (2. августа 2023). Овога пута, у питању је још једно специјално издање, у коме објављујемо проширене и унапређене рукописе четири одабрана конференцијска рада која су награђена на 14. националном саветовању CIREД Србија са регионалним учешћем.

У првом чланку су анализирани подземни једножилни каблови, положени у троугаоној формацији, са металним екранима који су галвански спојени и уземљени само на једном крају. Образложен је разлог за примену паралелног проводника уземљења (ППУ) код кабловских водова са оваквим начином везивања металних екрана. Изложен је поступак за процену температуре и минималног попречног пресека ППУ, и максималне дозвољене струје земљоспоја у функцији растојања ППУ од кабловског вода. За прорачун температуре коришћена је метода коначних елемената. Дат је детаљан увид у аспекте које треба узети у обзир приликом примене ППУ. Резултати овог истраживања могу бити веома корисни за ширу стручну јавност која је заинтересована за проблематику електроенергетских каблова.

Други чланак приказује развој концепта аутоматизације средњенапонске електродистрибутивне мреже (СН ЕДМ), од децентрализованог приступа и интеграције у систем даљинског управљања (СДУ), ка функционалним унапређењима, условљеним и омогућеним интензивном дигитализацијом. Текст ставља акценат и на захтеве за поузданост напајања као подстрек за додатну аутоматизацију. Развој је могућ у правцу полудецентрализоване концепције са мрежним контролерима, али и према концепцији без њих, са предефинисаним апликативним алгоритмом у оквиру уграђене и интегрисане опреме за аутоматизацију СН ЕДМ. У чланку су анализирани и упоређена примењена решења, са освртом на њихове предности и уочене недостатке.

Наредни текст разматра проблематику дигитализације нисконапонске (НН) ЕДМ, увођењем „паметних” бројила електричне енергије. Њихова способност да прате, контролишу и – готово у реалном времену – пружају податке о већем броју величина и функција, отвара нове могућности операторима дистрибутивног система (ОДС), као што су увид у догађаје на мрежи и њихова анализа. Чланак је стога посвећен идентификацији фаза и прекида напајања у НН мрежама на основу података у вези са догађајима које региструју „паметна” бројила.

Последњи чланак пружа приказ могућих последица по ОДС у случају одступања од задатих параметара квалитета. Овај текст истиче важну и актуелну тему реформе регулаторних механизма у енергетском сектору и пружа конкретан модел који повезује квалитет услуге и финансијске подстицаје. Као пример, описана је *Методологија за утврђивање регулаторно дозвољеног прихода и цијена за коришћење дистрибутивног система електричне енергије у Црној Гори*, односно онај њен део који се односи на циљне вредности општих показатеља квалитета испоруке електричне енергије (посматрано и третирано преко параметра SAIDI).

Надајући се да ће вам овакав садржај овог броја бити занимљив и од користи, понављамо наш љубазан позив на активно учешће читалачке публике. Уредништву можете доставити рукописе чланака, али и дискусија, полемика или личних ставова у вези са већ објављеним текстовима и конкретним стручним и научним проблемима и питањима која су у њима разматрана. Радо ћемо размотрити све материјале које и убудуће будемо примали и сагледати могућност за њихово објављивање у наредном броју Часописа.

У име Уредништва,



Др Владимир Шиљкут
Главни и одговорни уредник

РЕЧ ГОСТУЈУЋЕГ УРЕДНИКА

Поштовани читаоци,

Пред вама се налази нови број часописа „Електропривреда”. Реч је о његовом специјалном издању, посвећеном тематикама одабраних награђених радова са 14. саветовања које је у септембру 2024. године, на Копаонику, организовао наш национални комитет за електродистрибутивне мреже, CIRED Србије.

Подсећамо да национални комитет CIRED Србије, по узору на међународни CIRED (*Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution*), има шест својих стручних комисија (СТК):

- СТК 1 – Компоненте мрежа;
- СТК 2 – Квалитет електричне енергије у електродистрибутивним системима;
- СТК 3 – Заштита и управљање електродистрибутивним мрежама;
- СТК 4 – Дистрибуирана производња и ефикасно коришћење електричне енергије;
- СТК 5 – Планирање дистрибутивних система;
- СТК 6 – Тржиште електричне енергије и дерегулација.

Национална саветовања са регионалним учешћем одржавају се сваке парне календарске године. Том приликом свака СТК додељује награду за најзапаженији рад у областима електродистрибутивне делатности из свог делокруга рада. Осим тога, постоји могућност доделе и седме награде, која се додељује на нивоу целог националног комитета CIRED Србија, за рад који приказује техничку иновацију. И на 14. саветовању је то био случај – додељена је и та награда.

Аутори већине радова награђених у септембру 2024. одазвали су се заједничком позиву сталног Уредништва часописа и руководства CIRED Србија и доставили су рукописе са проширеним и унапређеним верзијама својих радова. Као и у првом броју обновљеног часописа „Електропривреда”, посвећеном тематикама награђених радова са претходног, 13. саветовања CIRED Србија 2022, и овога пута је сваки од рукописа текстуално проширен за најмање трећину у односу на награђени рад, квалитативно унапређен и додатно, детаљно рецензиран, по истој процедури која је предвиђена за рукописе кандидоване за објављивање у редовним издањима „Електропривреде”. Након усаглашавања аутора са рецензентима и обављене лектуре, пред вама се налази избор оних награђених радова, аутора из Србије, Црне Горе и Словеније, чији су проширени и унапређени рукописи обезбедили најмање две позитивне рецензије и добили коначно одобрење за објављивање.

Овом публикацијом, CIRED Србија наставља сарадњу са „Електропривредом” као партнерским часописом, на корист и задовољство свих, а пре свега – надамо се – награђених аутора и читалачке публике. Верујемо да ће чланци објављени у овом, специјалном броју часописа бити од интереса за стручну јавност, да ће дати научни и стручни допринос електродистрибутивној делатности и електроенергетици генерално, и подстаћи ауторе из Србије и других земаља да и убудуће објављују своје радове у часопису „Електропривреда”.

У име Гостујућег уређивачког одбора
специјалног издања Часописа,



Др Зоран Симендић
Гостујући главни уредник,
председник CIRED Србија

Марко М. Шућуровић¹, Дардан О. Климента², Драган С. Тасић³

Одређивање температуре и струје земљоспоја паралелног проводника уземљења енергетских каблова са металним екранима уземљеним на једном крају

¹ Универзитет у Крагујевцу, Факултет техничких наука у Чачку, Србија*² Универзитет у Приштини са привременим седиштем у Косовској Митровици, Факултет техничких наука, Косовска Митровица, Србија³ Универзитет у Нишу, Електронски факултет у Нишу, Србија<https://doi.org/10.18485/epij.2025.3.2.1>

Прегледни рад

Кључне поруке

- У раду су дати примери кабловских вода састављени од једножилних каблова великог попречног пресека чији су метални екрани уземљени само на једном крају
- Описани су разлози за примену паралелног проводника уземљења (ППУ), као и начин прорачуна његовог минималног попречног пресека
- Нумеричком методом израчунате су температуре ППУ, а затим су аналитички одређене максималне дозвољене струје земљоспоја у функцији растојања ППУ од кабловског вода

Кратак садржај

Код кабловског вода израђеног од једножилних каблова великих попречних пресека проводника циркулационе струје и губици у металним екранима могу бити знатни. Уколико нема техничких и економских оправданости за извођење транспозиције металних екрана, они се могу галвански спојити и директно уземљити само на једном крају вода. У том случају долази до прекидања проводног пута за струје земљоспоја. Из тог разлога је неопходна употреба додатног заштитног проводника, тј. паралелног проводника уземљења (ППУ) којим се галвански повезују локални уземљивачи на почетку и на крају вода. ППУ се димензионише тако да његова изолација не буде топлотно угрожена при протицању струје квара. ППУ се полаже заједно са енергетским кабловима и због тога може имати високу почетну вредност температуре. С тим у вези, у овом раду су извршени нумерички прорачуни температуре за ППУ од бакра са изолацијом од PVC и умреженог полиетилена (XLPE). Прорачуни су извршени за различита растојања између ППУ и енергетских каблова. Након нумерички израчунате температуре аналитички су одређене максималне дозвољене струје земљоспоја које се могу појавити у ППУ попречних пресека 240 и 300 mm². Прорачуни су изведени са једножилним енергетским кабловима типа Cu/XLPE/CTS/PVC/AWA/PVC 19/33 kV (BS 6622), пресека проводника 800 mm² и 1.000 mm², под претпоставком да су положени директно у земљиште без исушивања. Такође, претпоставља се да је због транспозиције изведене на средини вода елиминисана циркулациона струја у самом ППУ.

Кључне речи

Метода коначних елемената, метода уземљења металних екрана, паралелни проводник уземљења, подземни енергетски кабл, троугаона формација

Напомена:

Овај чланак представља проширену, унапређену и додатно рецензирану верзију рада „Прорачун минималног попречног пресека паралелног проводника уземљења за подземне енергетске каблове у троугаоној формацији са металним екранима уземљеним на једном крају“, награђеног у Стручној комисији СТК-1 Компоненте мрежа, на 14. Саветовању CIRED Србија, Копаоник, 16-20. септембра 2024.

Примљено: 8. април 2025.

Рецензирано: 18. мај 2025.

Измењено: 2. јун 2025.

Одобрено: 2. јул 2025.

*Кореспондирајући аутор: Марко Шућуровић, +381640570801

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

1. УВОД

Вредност трајно дозвољене струје средњенапонског кабловског вода зависи од температуре околног земљишта, топлотне отпорности тла, дубине полагања каблова, као и од конструкционих параметара кабла. Услед Џулових (*Joule*) губитака у проводним деловима (проводник, метални екран, арматура) генерише се топлота. У металном екрану губици настају као последица постојања циркулационих и вртложних струја, [1]. Код једножилних каблова циркулационе струје постоје уколико су метални екрани галвански повезани и директно уземљени на оба краја кабловског вода. У појединим ситуацијама неопходно је повећање струјног оптерећења кабла, што се између осталог може учинити смањењем губитака у металном екрану. Губици у металним екранима се могу смањити елиминисањем циркулационих струја, а у ту сврху примењују се различити начини повезивања и уземљења екрана као што су: транспозиција металних екрана (енг. *Cross-bonding system*) и галванско повезивање и директно уземљење металних екрана каблова само на једном крају (енг. *Single-point bonding system*). Применом ова два начина повезивања и уземљења екрана не елиминисају се губици у металним екранима услед вртложних струја, [2].

При спајању и уземљењу металних екрана на једном крају онемогућено је протицање струје квара између два локална уземљивача која се налазе на почетку и на крају кабловског вода. Из тог разлога је код оваквог начина уземљења металних екрана неопходно коришћење паралелног проводника уземљења (ППУ). ППУ се полаже заједно са енергетским кабловима и то на одговарајући начин, у зависности од формације полагања једножилних каблова, [3, 4]. Површина попречног пресека ППУ, као заштитног проводника, мора имати одговарајућу вредност како при протицању струје квара не би дошло до оштећења његове изолације. Поједини стандарди дефинишу минималне попречне пресеке заштитних проводника, чије вредности зависе од материјала и стварног попречног пресека фазног проводника. Као пример, могу се навести подаци из [5], где су вредности попречних пресека заштитних проводника дати таблично. Минимална површина попречног пресека заштитног проводника, а самим тим и ППУ, генерално се одређује применом израза за топлотни импулс (Џулов интеграл). Према овом изразу узимају се у обзир интензитет струје квара (земљоспоја) и време трајања квара, као и конструкциони параметри: материјал проводника, материјал изолације, почетна и крајња (максимално дозвољена) температура изолације, [5-7].

Почетна вредност температуре ППУ зависи од места његовог полагања, тј. од удаљености ППУ од енергетског кабла. Губици који се у самом ППУ могу појавити због циркулационе струје јесу последица променљивог магнетног поља које постоји у околини једножилних каблова, [8]. Ако се на средини трасе вода изврши транспозиција ППУ, циркулациона струја

постаје занемарљива, а самим тим и губици у проводнику. Полагање ППУ уз сам кабловски вод који је оптерећен трајно дозвољеном струјом представља најнеповољнији случај, јер је температура ППУ тада највиша. Са повећањем растојања између ППУ и енергетских каблова долази до смањења његове температуре. Уколико се при одређивању минималног попречног пресека ППУ за његову почетну температуру користи вредност температуре околног тла, може се направити одређена грешка јер се ППУ налази у близини кабловског вода. Из тог разлога су у овом раду приказани и коментарисани резултати прорачуна температуре и једносекундне струје за ППУ. Самим тим приказан је утицај позиције ППУ на вредност почетне температуре, а затим и на дозвољену вредност струје земљоспоја која се може појавити у овом проводнику. С обзиром на то да за једножилне каблове са великим попречним пресецима ($> 630 \text{ mm}^2$), [9], поједини произвођачи препоручују уземљење металних екрана само са једне стране, [10], примена ППУ постаје нужна. Из тог разлога је у овом раду анализирана примена ППУ код подземних водова са кабловима типа Cu/XLPE/CTS/PVC/AWA/PVC 19/33 kV са проводницима попречних пресека 800 mm^2 и 1.000 mm^2 .

У наставку рада, у Поглављу 2, представљене су методе уземљења металних екрана каблова које подразумевају примену ППУ. У Поглављу 3 приказан је поступак за прорачун минималног попречног пресека ППУ. Поступак нумеричког прорачуна температуре енергетских каблова и ППУ са геометријским и топлотним параметрима представљен је у Поглављу 4. На крају су, у Поглављу 5, приказани и дискутовани резултати нумеричког прорачуна температуре енергетских каблова и ППУ са изолацијом од PVC и XLPE. Такође, приказани су и коментарисани резултати прорачуна једносекундне струје квара кроз ППУ у зависности од његове позиције.

2. ПРИМЕНА ПАРАЛЕЛНОГ ПРОВОДНИКА УЗЕМЉЕЊА КОД КАБЛОВСКИХ ВОДОВА

Галванско спајање и директно уземљење металних екрана једножилних каблова на једном крају изводи се у случају постојања великих вредности циркулационих струја при директном уземљењу металних екрана на оба краја. Ове струје се могу елиминисати и применом *cross-bonding* система везивања металних екрана. Међутим, уколико нема техничке могућности и економске оправданости за то, изводи се уземљење металних екрана на једном крају. Уземљење металних екрана само на једном крају обично се изводи код кабловских водова дужине до 500 m, [1]. Ограничење дужине кабловског вода са оваквим начином уземљења металних екрана неопходно је због појаве индукованог напона на неуземљеном крају вода, а који може премашити

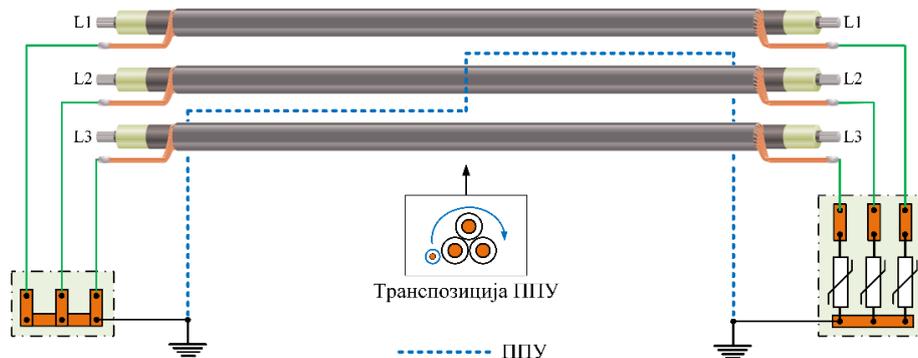
вредност безопасног напона, [11]. У нормалном погону напон металног екрана на уземљеном крају једнак је нули и постепено расте како се иде ка неуземљеном крају, где има максималну вредност. Вредност напона металног екрана на неуземљеном крају директно зависи од дужине вода и јачине струје у проводнику кабла. Осим индукованих опасних напона, на неуземљеним крајевима металних екрана могу се појавити и пренапони узроковани земљоспојевима, [11], комутацијама или атмосферским пражњењима, [12]. Услед ових пренапона директно су угрожени спољашњи плаштеви једножилних каблова. Из тог разлога се на неуземљеним крајевима металних екрана постављају ограничавачи напона (одводници пренапона), као што је то показано на Слици 1.

ППУ се директно везује за уземљиваче који се налазе на оба краја кабловског вода чиме се обезбеђује проводни пут за струју земљоспоја. У случају када кабловски вод повезује компоненте које су део истог постројења, тј. једног уземљивача, тада нема потребе за инсталацијом ППУ, [3]. С обзиром на то да се ППУ полаже паралелно са једножилним кабловима, може доћи до појаве циркулационе струје у самом ППУ, што је директна последица променљивог магнетног поља које стварају трофазне струје једножилних енергетских каблова. Проводни пут за циркулациону струју формира се од ППУ, једног локалног уземљивача, земље и другог локалног уземљивача. Да би се ова циркулациона струја смањила, врши се транспозиција ППУ на средини трасе вода (Слика 1). Уколико је неопходно, дуж трасе се врши вишеструка транспозиција ППУ, [3]. За случај да се на металном екрану при земљоспоју може појавити недопустиво висока вредност пренапона, неопходно је извршити додатно уземљење металних екрана на средини вода, [11].

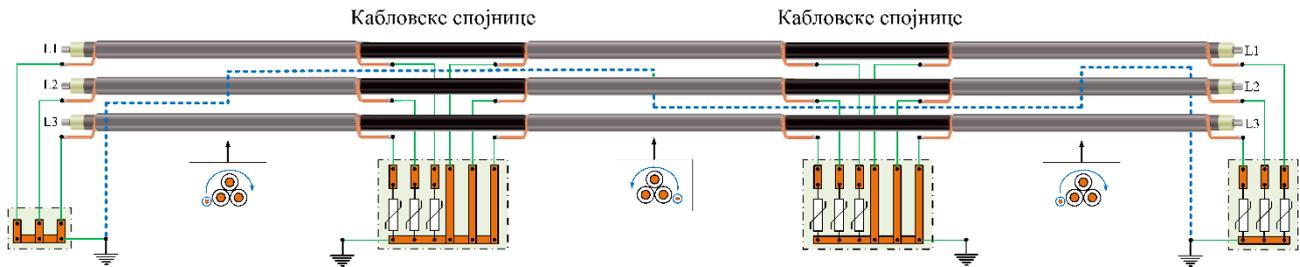
Ако се овакав систем уземљења металних екрана жели применити код релативно дугих кабловских водова, онда се читава траса вода мора поделити на више секција, [12]. На Слици 2 приказан је пример кабловског вода који је подељен на три секције. У свакој секцији метални екрани су на једном крају галвански спојени и директно уземљени, док су на другом крају повезани са уземљивачем преко ограничавача напона. У једном таквом систему дужине

појединих секција не морају да буду једнаке, као што је то случај код *cross-bonding* система, већ је битно да се не премашу максимални дозвољени индуковани напон на крајевима појединих секција. На Слици 3 приказан је кабловски вод са уземљеним металним екранима на средини трасе. Метални екрани су уземљени преко ограничавача напона на оба краја вода. У овом случају напон металних екрана на средини вода је једнак нули и постепено расте како се иде према крајевима кабловског вода. Уземљење металних екрана на једном крају изводи се и у случају делимичне транспозиције металних екрана (делимични *cross-bonding* систем), као што је то показано на Слици 4. Наиме, *cross-bonding* систем се понекад не може извести на целој траси кабловског вода. Тада се метални екрани последње секције кабловског вода, која не припада *cross-bonding* систему, галвански спајају и директно уземљују само на једном крају. Из тог разлога се на последњој секцији вода обично инсталира ППУ, [13].

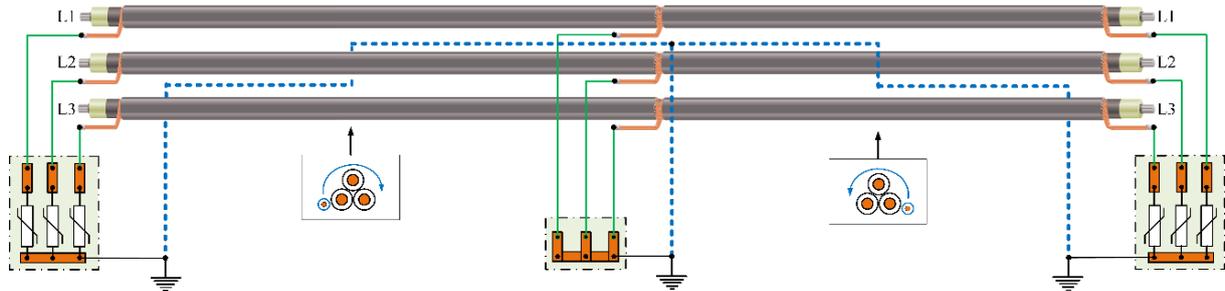
Положај ППУ у односу на кабловски вод зависи од размештаја каблова у њему. Уколико су једножилни каблови положени у хоризонталној равни на већем међусобном растојању, ППУ се поставља између два једножилна кабла. Такође, у том случају потребно је да растојање између ППУ и средњег енергетског кабла има вредност 70% растојања између два енергетска кабла, [4]. У случајевима када се једножилни каблови додирују не постоји могућност полагања ППУ између енергетских каблова. Тада ППУ треба поставити уз саме енергетске каблове. Код свих начина полагања неопходна је транспозиција ППУ на средини трасе вода, осим у ситуацијама када се врши транспозиција једножилних енергетских каблова дуж трасе, [14]. Транспозицијом ППУ на средини кабловског вода смањује се циркулациона струја и додатни губици који се при томе генеришу. Осим тога, додатни позитивни ефекат транспозиције ППУ представља смањење индукованих напона на неуземљеним крајевима металних плаштова, [4, 11]. Уз стандардне начине полагања ППУ, у раду [8] разматран је случај полагања ППУ у средини троугаоне формације енергетских каблова када је циркулациона струја занемарљиво мала (реда мА).



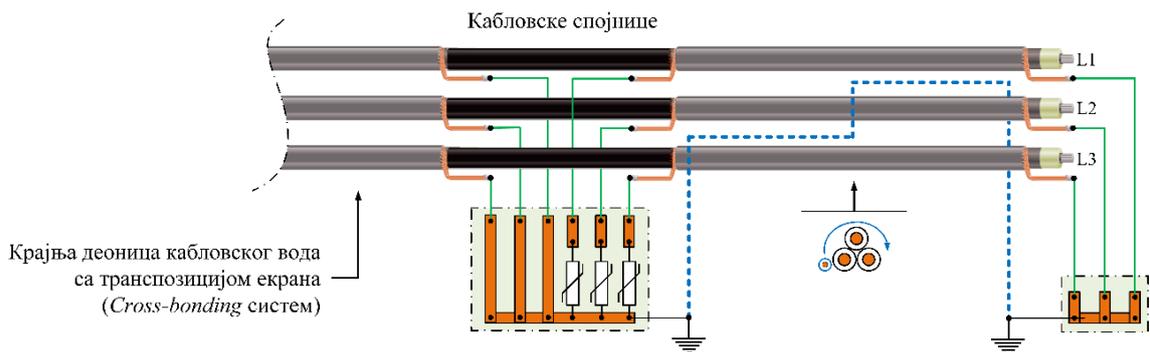
Слика 1. Примена ППУ на кабловском воду чији су метални екрани галвански спојени и директно уземљени на једном крају



Слика 2. Примена ППУ на кабловском воду подељеном у три секције



Слика 3. Примена ППУ на кабловском воду чији су метални екрани галвански спојени и уземљени на средини вода



Слика 4. Примена ППУ на преосталој секцији кабловског вода са делимичним cross-bonding системом

3. ИЗБОР МИНИМАЛНОГ ПОПРЕЧНОГ ПРЕСЕКА ПАРАЛЕЛНОГ ПРОВОДНИКА УЗЕМЉЕЊА

Минимална површина попречног пресека ППУ зависи од више параметара. Генерално, условљена је максимално дозвољеном температуром материјала од којег је израђена изолација ППУ. Време трајања квара, односно време трајања протицања струје кроз ППУ је релативно кратко (до неколико секунди). Претпоставља се да у том времену нема одвођења топлоте од ППУ према амбијенту, па се процес његовог загревања сматра адијабатским. Тада се сва топлота троши на пораст температуре ППУ, па се топлотни импулс може дефинисати са [6, 7]:

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

где је i_k – тренутна вредност струје квара која протиче кроз ППУ у А, t_k – време трајања квара у s, S – површина попречног пресека ППУ у m^2 , k – коефицијент чија вредност зависи од топлотних и електричних карактеристика материјала проводника и изолације ППУ у $(A \cdot s^{0.5})/m$. Лева страна једначине (1) представља топлотни импулс ослобођен у проводнику током временског интервала трајања квара и изражава се у $A^2 \cdot s$.

Временски облик струје квара i_k је неперидичног облика због постојања једносмерне компоненте струје квара. Због тога су прорачун и примена интеграла са леве стране једнакости (1) компликовани за инжењерску праксу. Поједностављена формула за прорачун минималне површине попречног пресека заштитног проводника која узима у обзир адијабатске услове и која важи за максимално време трајања квара до 5 s је, према [6, 7]:

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

где I_k представља ефективну вредност струје квара која протиче кроз ППУ. Вредност коефицијента k зависи од топлотних и електричних карактеристика материјала проводника ППУ, као и од почетне и максимално дозвољене температуре материјала изолације ППУ. Овај коефицијент се одређује помоћу израза, [6, 7]:

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

где је c – специфични запремински топлотни капацитет материјала проводника у $J/(m^3 \cdot K)$, α_0 – температурни коефицијент специфичне електричне отпорности материјала проводника у K^{-1} , ρ_0 – специфична електрична отпорност материјала проводника на почетној температури у $\Omega \cdot m$, θ_0 – почетна температура проводника у $^{\circ}C$ и θ_{\max} – крајња температура проводника у $^{\circ}C$. Вредности за α_0 , ρ_0 и c за материјале од којих се израђују проводници и екрани дате су у Табели А.1 из Прилога, док су вредности за почетну и крајњу температуру, θ_0 и θ_{\max} различитих изолационих материјала дате у Табели А.2 из Прилога.

У Табели А.2 дате су вредности почетних температуре за материјале изолације и оне заправо представљају максималне температуре изолације при референтним условима, односно при нормалним погонским условима. У изразу (3) ове температуре представљају почетне уколико је заштитни проводник, тј. ППУ, саставни део енергетског кабла (саставни део вишежилног кабла). С обзиром на то да се у овом раду разматра случај кабловског вода са три једножилна кабла, ППУ није саставни део вишежилног кабла и његова почетна температура може имати и ниже вредности. Уколико се ППУ полаже уз саме енергетске каблове, може се претпоставити да је његова почетна температура приближно једнака температури спољашње површине неког од три енергетска кабла у воду. Међутим, ППУ се може поставити и на одговарајућем одстојању од кабловског вода као што је то учињено у [4]. У том случају спроводи се нумерички прорачун температуре ППУ применом методе коначних елемената.

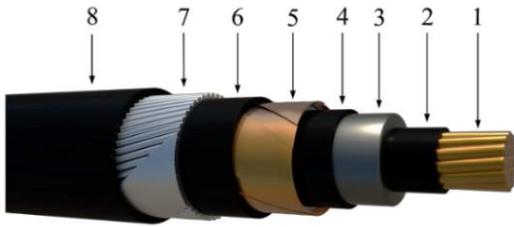
4. НУМЕРИЧКИ ПРОРАЧУН ТЕМПЕРАТУРА ЕНЕРГЕТСКОГ КАБЛА И ПАРАЛЕЛНОГ ПРОВОДНИКА УЗЕМЉЕЊА

С обзиром на то да се полаже паралелно са кабловским водом, ППУ се налази у његовом температурном пољу и има одређену температуру. У стационарним условима, температура ППУ зависи од губитака у енергетским кабловима и представља почетну температуру ППУ за неко хаваријско стање (θ_0). Самим тим ова температура се мора узети у обзир при прорачуну коефицијента k , односно при провери услова за минимални попречни пресек ППУ. Најнеповољнији

случај је када је ППУ инсталиран уз сам кабловски вод и тада је почетна температура θ_0 максимална. Такође, овде се разматра најнеповољнији случај по основу струјног оптерећења кабловског вода, тј. случај када су једножилни каблови оптерећени трајно дозвољеном струјом. С аспекта циркулационе струје кроз ППУ разматра се повољнији случај – претпоставља се да је због транспозиције ППУ на средини вода утицај циркулационе струје елиминисан и да нема генерисања топлоте у самом ППУ услед губитака.

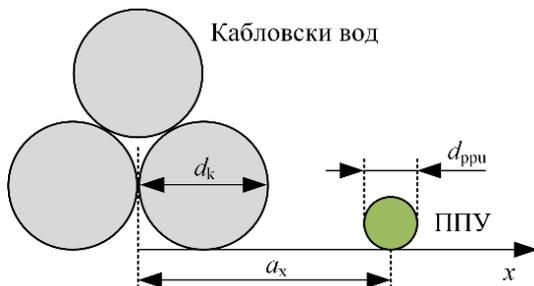
Нумерички прорачун температурног поља у околини кабловског вода извршен је софтвером *FEMM 4.2* (у модулу за топлотне прорачуне – *Heat Flow Problem*) применом методе коначних елемената, [15]. Решавани домен креиран је сагласно техничком извештају IEC TR 62095, [16], а његове димензије су $40 m \times 20 m$. Почетни услови су укључили запреминске изворе топлоте узроковане губицима у појединим елементима конструкције енергетских каблова. Ови извори топлоте су претходно одређени аналитичким прорачуном трајно дозвољеног струјног оптерећења сагласно стандарду IEC 60287-1-1, а добијене вредности се могу наћи у [17]. Сви топлотни и електрични параметри разматраних каблова пресека проводника од $800 mm^2$ и $1.000 mm^2$ такође су дати у [17]. Гранични услови дефинисани су према [16] и то тако да је горња граница решаваног домена (површина земље) моделирана граничним условом константне температуре од $15^{\circ}C$, док су преостале границе (лева, десна и доња) моделиране адијабатским граничним условом.

Нумерички прорачуни температуре извршени су за случај једножилних каблова типа *Cu/XLPE/CTS/PVC/AWA/PVC 19/33 kV*, [9]. Конструкција овог кабла приказана је на Слици 5. Претпоставља се да су једножилни каблови инсталирани у формацији троугла са центром на дубини од $0,8 m$. Разматрана су два различита попречна пресека проводника каблова, од $800 mm^2$ и $1.000 mm^2$. Као ППУ употребљен је нисконапонски једножилни кабл са проводником од поужених бакарних жица класе 2. Такође, разматрана су два различита материјала изолације ППУ: од *PVC* и *XLPE*. Називни попречни пресеци ППУ изабрани су сагласно услову за минималне попречне пресеке заштитних проводника из табела датих у [5]. На основу вредности пречника проводника једножилних каблова израчунати су стварни попречни пресеци проводника који за каблове називних пресека $800 mm^2$ и $1.000 mm^2$ износе редом $945,7 mm^2$ и $1.134,1 mm^2$ [18]. Код енергетских каблова чији су називни попречни пресеци проводника већи од $630 mm^2$, минимални попречни пресек ППУ као заштитног проводника треба да буде једнак 25% стварног попречног пресека проводника енергетског кабла, [5]. Тако су добијене следеће вредности минималног попречног пресека ППУ: $0,25 \cdot 945,7 = 236,4 mm^2$ – за кабловски вод са проводницима пресека $800 mm^2$ и $0,25 \cdot 1.134,1 = 283,5 mm^2$ – за кабловски вод са проводницима пресека $1.000 mm^2$, [18]. Овако су одређени називни попречни пресеци проводника ППУ ($240 mm^2$ и $300 mm^2$) који су коришћени у даљим прорачунима температуре и једносекундних струја.



Слика 5. Конструкција разматраног енергетског кабла: 1 – проводник; 2 – екран проводника; 3 – изолација; 4 – екран изолације; 5 – метални екран; 6 – постелица; 7 – арматура; 8 – спољашњи заштитни плашт

Нумерички прорачуни температуре извршени су за различите положаје ППУ у односу на енергетске каблове. Према Сlici 6, ППУ лежи на истој хоризонталној равни, као и два доња једножилна енергетска кабла из троугаоне формације. Овакав положај ППУ у односу на енергетске каблове је одабран према примерима из [4, 11]. Као што се може видети са Сlike 6, најмања вредност хоризонталног одстојања између центра ППУ и троугаоне формације једножилних енергетских каблова (a_x) одређена је спољашњим пречницима једножилних каблова (d_k) и ППУ (d_{ppu}). Спољашњи пречници једножилних каблова са проводницима пресека 800 mm^2 и 1.000 mm^2 редом износе $d_{k,800} = 71 \text{ mm}$ и $d_{k,1000} = 75,5 \text{ mm}$ [17]. Спољашњи пречници ППУ са изолацијом од PVC пресека 240 mm^2 и 300 mm^2 редом износе $d_{ppu,240} = 26,2 \text{ mm}$ и $d_{ppu,300} = 29,2 \text{ mm}$, док у случају ППУ са изолацијом од XLPE имају вредности $d_{ppu,240} = 25,8 \text{ mm}$ и $d_{ppu,300} = 27,8 \text{ mm}$.



Слика 6. Положај ППУ у односу на троугаону формацију једножилних енергетских каблова

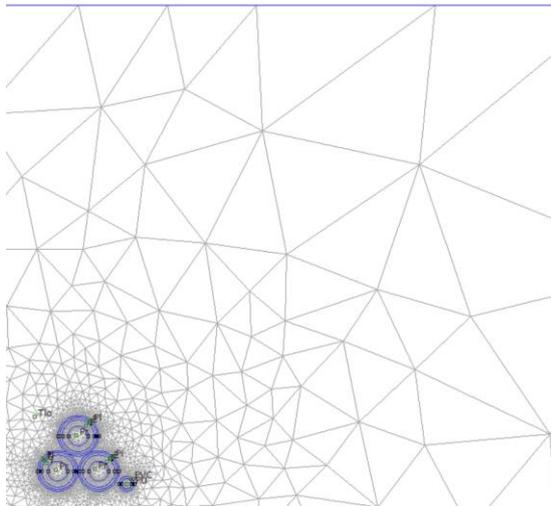
5. РЕЗУЛТАТИ И ДИСКУСИЈА

Како је у свим прорачунима разматрана примена ППУ уз претпоставку да су метални екрани енергетских каблова уземљени само на једном крају, то значи да није било утицаја циркулационих струја на додатно загревање каблова и ППУ. Дакле, пошло се од претпоставке да се, осим у проводницима, губици генеришу и у металним екранима услед вртложних струја, [19]. За дате услове полагања, аналитичким прорачуном добијено је да трајно дозвољена струјна оптерећења за кабловске водове са проводницима пресека од 800 mm^2 и 1.000 mm^2 износе

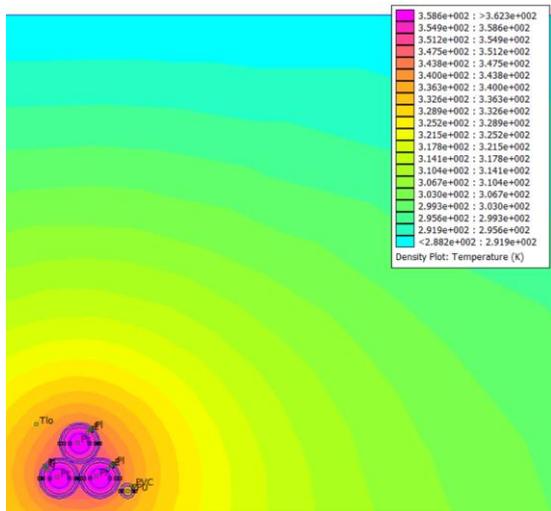
$I_{td,800} = 970,2 \text{ A}$ и $I_{td,1000} = 1.055,5 \text{ A}$. На основу ових вредности трајно дозвољених струја, као и губитака услед вртложних струја у металним екранима, одређене су запреминске снаге извора топлоте у проводницима и еквивалентним екранима каблова. Запреминске снаге извора топлоте у проводницима и еквивалентним металним екранима енергетских каблова са проводницима пресека 800 mm^2 износе $Q_{p,800} = 92.944,6 \text{ W/m}^3$ и $Q_{ec,800} = 1.295,7 \text{ W/m}^3$, док за енергетске каблове са проводницима пресека 1.000 mm^2 имају вредности $Q_{p,1000} = 27.896,3 \text{ W/m}^3$ и $Q_{ec,1000} = 1.434 \text{ W/m}^3$. Запреминске снаге извора топлоте у изолацији каблова одређене су према називном фазном напону коришћеног типа кабла, диелектричним карактеристикама и геометрији изолације од XLPE. За енергетске каблове са проводницима пресека 800 mm^2 и 1.000 mm^2 њихове вредности редом износе $Q_{xlpe,800} = 155,8 \text{ W/m}^3$ и $Q_{xlpe,1000} = 156,1 \text{ W/m}^3$ [17].

Почетни прорачуни температуре у FEMM 4.2 извршени су само са енергетским кабловима, тј. без присуства ППУ. То је учињено због нумеричке верификације аналитички израчунатих трајно дозвољених струјних оптерећења и запреминских губитака у проводницима и еквивалентним металним екранима. На овај начин добијене су максималне вредности температура проводника које износе: $88,9^\circ\text{C}$ – за кабловски вод са проводницима пресека 800 mm^2 и 89°C – за кабловски вод са проводницима пресека 1.000 mm^2 . С обзиром на то да одступања нумеричких температура проводника од 800 mm^2 и 1.000 mm^2 у односу на њима одговарајуће аналитичке температуре износе око 1°C , може се сматрати да су аналитичке вредности струјних оптерећења и губитака у проводницима и екранима тачне. Тиме је потврђено да се предложени нумерички модел може користити за прорачун расподеле температурног поља по решавањем домену, а самим тим и за одређивање почетне температуре ППУ инсталираног у близини кабловског вода.

На Сlici 7 приказана је мрежа коначних елемената генерисана у делу решавањем домена са једножилним кабловима са проводницима попречног пресека 800 mm^2 и ППУ са проводником попречног пресека 240 mm^2 . У овом примеру, ППУ је положен уз сами кабловски вод и тада растојање a_x има минималну вредност. За овај положај ППУ генерисана је расподела температуре по разматраном домену са Сlike 8. Очигледно је да у овом случају ППУ, због своје локације, има максималну вредност температуре. Према [4], ППУ се приликом транспозиције поставља симетрично у односу на кабловски вод, тј. на једнака одстојања од кабловског вода у обе секције. Како је расподела температурног поља симетрична у односу на вертикалну осу (која пролази кроз центар троугаоне формације кабловског вода), то значи да не постоји потреба за прорачуном температуре ППУ за случај где се он налази са друге стране вода после транспозиције. У овом раду су сви прорачуни температуре урађени са ППУ који се налази са десне стране кабловског вода, као што је то приказано у примеру са Сlike 8.



Слика 7. Приказ мреже коначних елемената генерисане у делу решаваног домена са енергетским кабловима и ППУ



Слика 8. Расподела температуре у делу решаваног домена са енергетским кабловима и ППУ

Нумерички израчунате температуре ППУ у функцији њихове позиције a_x приказане су на Слици 9. Овако израчунате вредности температуре представљају почетне температуре ППУ θ_0 које се користе за прорачун коефицијента k према изразу (3). Самим тим, позиција ППУ са проводником датог попречног пресека може утицати на вредност дозвољене струје квара која у одређеном временском интервалу протиче кроз ППУ. На Слици 10 приказане су аналитичке вредности струје квара кроз ППУ са изолацијом од PVC израчунате помоћу израза (2) за трајање од 1 s (тзв. једносекундна струја). У прорачунима за ову врсту изолације ППУ коришћена је вредност максималне температуре изолације од 140°C (Табела А.И). Дате вредности једносекундних струја квара ($I_{k,1s}$) зависе, сагласно изразима (2) и (3), од почетне температуре θ_0 , а самим тим и од одстојања a_x . Једносекундне струје квара за ППУ са проводником пресека 240 mm² и PVC изолацијом крећу се од 24,2 kA, што одговара позицији ППУ уз сам кабловски вод до вредности од 30,2 kA која одговара

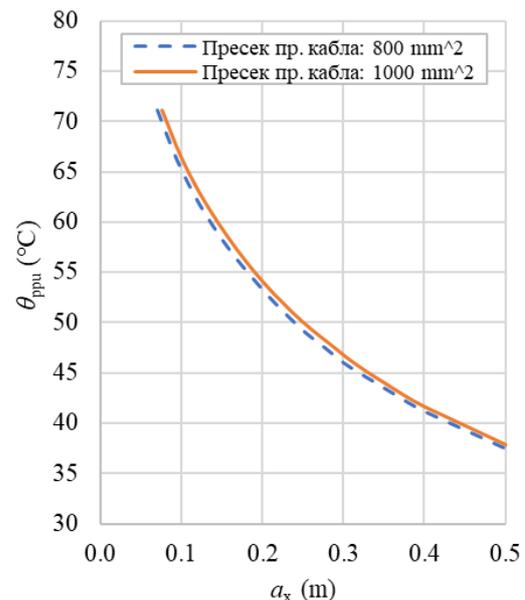
позицији ППУ од $a_x = 0,5$ m. Када је у питању ППУ са проводником пресека од 300 mm², вредности једносекундних струја су више и крећу се од 30,3 kA за позицију ППУ уз сам кабловски вод до 37,8 kA за позицију ППУ од $a_x = 0,5$ m. Максимална одступања вредности једносекундних струја за оба ППУ и кабловске водове са проводницима пресека 800 mm² и 1.000 mm² износи 0,1 kA.

Вредности једносекундних струја за ППУ са проводницима пресека 240 mm² и 300 mm² и изолацијом од XLPE очекивано су више од оних добијених за ППУ са изолацијом од PVC. Разлог томе је знатно виша максимална (крајња) температура изолације, која у случају XLPE изолације износи 250°C (Табела А.И). Израчунате вредности једносекундних струја у функцији растојања a_x за случај ППУ са изолацијом од XLPE приказане су на Слици 11. За разматране положаје ППУ са проводником попречног пресека 240 mm² и изолацијом од XLPE једносекундне струје имају вредности од 36,8 kA до 41 kA. У случају ППУ са проводником пресека 300 mm² и истог опсега вредности за растојање a_x , једносекундна струја имала би вредност из опсега од 46 kA до 51,3 kA.

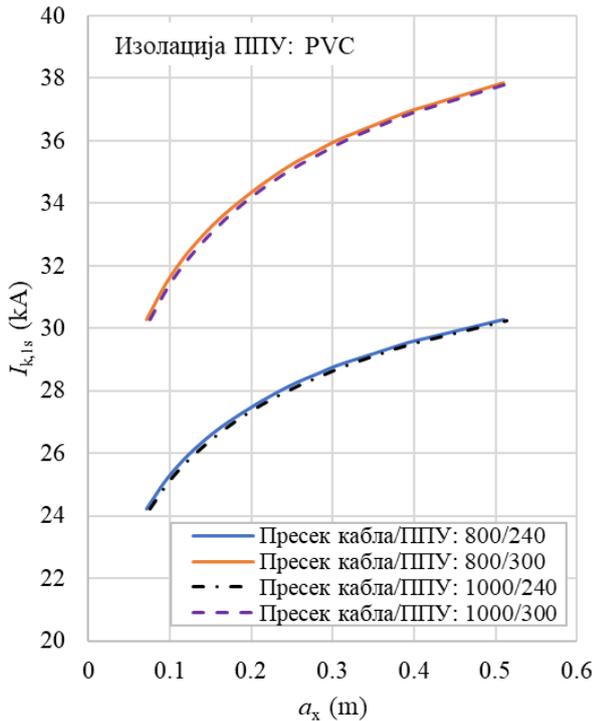
На основу израчунатих вредности за једносекундну струју ($I_{k,1s}$) са слика 10 и 11, могуће је израчунати дозвољене струје квара (I_k) за било које друго време трајања квара према изразу

$$I_k = I_{k,1s} \sqrt{t_k^{-1}} \tag{4}$$

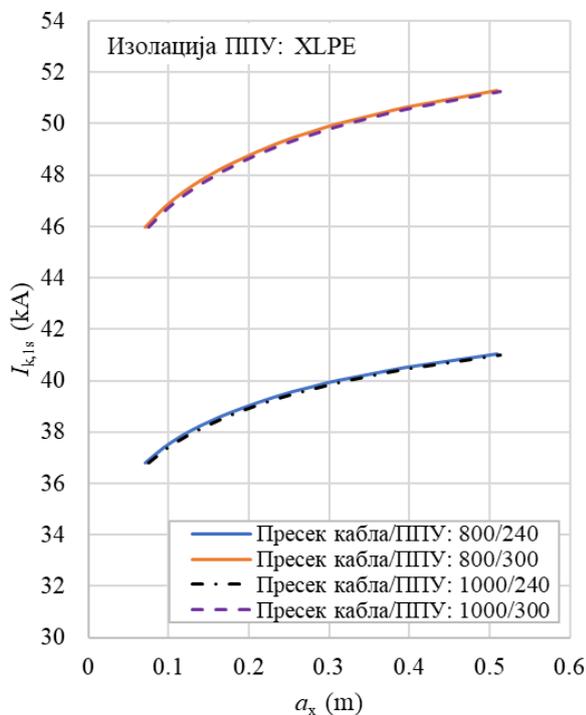
где је t_k време трајања квара у s. Одабир одговарајућег попречног пресека и материјала изолације ППУ зависи од вредности струје земљоспоја која би се имала на крају разматраног кабловског вода, као и од времена трајања квара, што свакако зависи од времена реаговања земљоспојне заштите.



Слика 9. Температуре ППУ у зависности од њиховог одстојања у односу на кабловске водове са проводницима пресека 800 mm² и 1.000 mm²



Слика 10. Вредности једносекундне струје кроз ППУ са изолацијом од PVC пресека 240 mm² и 300 mm² инсталираних у близини енергетских каблова са проводницима пресека 800 mm² и 1.000 mm²



Слика 11. Вредности једносекундне струје кроз ППУ са изолацијом од XLPE пресека 240 mm² и 300 mm² инсталираних у близини енергетских каблова са проводницима пресека 800 mm² и 1.000 mm²

6. ЗАКЉУЧАК

У овом раду су анализирани подземни једножилни каблови инсталирани у троугаоној формацији са металним екранима који су галвански спојени и уземљени само на једном крају. Описан је разлог за примену ППУ код кабловских водова са оваквим начином везивања металних екрана. За случај одређивања минималног попречног пресека ППУ као заштитног проводника дефинисана је зависност између параметара ППУ, струје квара (земљоспоја) и времена трајања квара. Као важан параметар издвојена је почетна температура изолације ППУ, због чега је било неопходно уважити и одстојање између кабловског вода и ППУ. За прорачун температуре коришћена је метода коначних елемената. Дати су резултати прорачуна температуре за ППУ са проводницима од бакра попречних пресека 240 mm² и 300 mm² и две различите врсте изолације, од PVC и XLPE. Прорачуни су изведени за кабловске водове израђене од једножилних каблова типа Cu/XLPE/CTS/PVC/AWA/PVC 19/33 kV великих попречних пресека проводника (800 mm² и 1.000 mm²). Према резултатима прорачуна, са порастом одстојања између кабловског вода и ППУ долази до знатног пада температуре ППУ, што резултира већим допуштеним вредностима једносекундних струја кроз коришћени ППУ. Даља истраживања у вези са кабловским водовима са ППУ обухватиће различите врсте материјала проводника ППУ и различите формације једножилних енергетских каблова, а тиме и остале могуће позиције ППУ у односу на кабловски вод.

ЗАХВАЛНИЦА

Овај рад је заснован на истраживању спроведеном у оквиру научноистраживачког рада на акредитованим високошколским установама у 2025. години бр. 451-03-137/2025-03/200132, 451-03-18/2025-03/200155 и 451-03-137/2025-03/200102 подржаних од стране Министарства науке, технолошког развоја и иновација Републике Србије.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] L. Heinhold, „Power Cables and Their Application – Part 1”, Berlin: Siemens Aktiengesellschaft, 1990.
- [2] Д. Тасић, „Основи електроенергетске кабловске технике”, Електронски факултет, Ниш, 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. [цитирано 4. 4. 2025] Доступно на: <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. [цитирано 4. 4. 2025] Доступно на: <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, стр. 85 [цитирано 4. 4. 2025] Доступно на: 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] Б. Лалевић, „Електроенергетски каблови”, Београд, 1993.
- [14] Cable Systems Electrical Characteristics: Reference 531, Technical Brochure, CIGRE, Paris, 2013.
- [15] Програмски пакет *Finite Element Method Magnetics*, верзија 4.2 – *FEMM 4.2*. [цитирано 30. 5. 2025] Доступно на: <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] М. Шућуровић, Д. Климента, Д. Тасић, „Прорачун минималног попречног пресека паралелног проводника уземљења за подземне енергетске каблове у троугаоној формацији са металним екранима уземљеним на једном крају”, 14. Саветовање о електродистрибутивним мрежама са регионалним учешћем – CIRED Србија, Зборник радова, Број рада: P-1.12., DOI број: 10.46793/CIRED24.R-1.12MS, Копаоник, 16-20. септембар 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.

ДОДАТАК

Табела А.1 Параметри материјала проводника и металних екрана коришћених за прорачун фактора k , [6]

Материјал		ρ_0 ($\Omega \cdot m$)	α_0 (K^{-1})	c ($J/(mm^3 \cdot K)$)
Проводник:	– Бакар	$1,7241 \cdot 10^{-5}$	$3,93 \cdot 10^{-3}$	$3,45 \cdot 10^{-3}$
	– Алуминијум	$2,8264 \cdot 10^{-5}$	$4,03 \cdot 10^{-3}$	$2,422 \cdot 10^{-3}$
Метални екран и арматура:	– Олово и легуре олова	$21,4 \cdot 10^{-5}$	$4 \cdot 10^{-3}$	$1,44 \cdot 10^{-3}$
	– Челик	$13,8 \cdot 10^{-5}$	$4,5 \cdot 10^{-3}$	$3,756 \cdot 10^{-3}$
	– Нерђајући челик	$70 \cdot 10^{-5}$	Занемарљиво	$3,756 \cdot 10^{-3}$
	– Алуминијум	$2,84 \cdot 10^{-5}$	$4,03 \cdot 10^{-3}$	$2,422 \cdot 10^{-3}$

Табела А.ИИ Почетне и крајње температуре изолационих материјала, [6]

Врста изолације	Температура проводника (°C)	
	Под нормалним погонским условима (при трајно дозвољеном струјном оптерећењу)	Максимална вредност током кратког споја
Термопластика (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 75	140 160
Полиетилен (PE, линеарни PE ниске густине) – $S \leq 300 \text{ mm}^2$ – $S > 300 \text{ mm}^2$	70 70	140 160
Умрежени еластомер: – R-EP-90, R-CPE-90, R-HF-90, R-CSP-90 – R-HF-110, R-E-110	90 110	250 250
Умрежени полиетилен (XLPE): – X-90, X-90UV, X-HF-90 – X-HF-110	90 110	250 250
Каблови са минералном изолацијом и спољашњим заштитним плаштом од метала	100	250
За високе температуре: R-S-150 и тип 150 фибер	150	350
Импрегнирани папир	85	250

БИОГРАФИЈЕ



Марко Шућуровић је рођен 1988. године у Трстенику. Основне академске студије завршио је 2011. године, а мастер академске студије 2012. године на Факултету техничких наука у Чачку Универзитета у Крагујевцу. Студент је докторских студија Електронског факултета

Универзитета у Нишу, на модулу Електроенергетика. Главне области његовог интересовања су техника електроенергетских каблова, електромагнетно и термичко моделовање елемената електроенергетских система и термичко моделовање фотонапонских технологија. Запослен је на Факултету техничких наука у Чачку као асистент. ORCID: 0000-0001-9574-6101.



Дардан Климента је рођен 1975. године у Пећи. Дипломирао је на Електротехничком факултету Универзитета у Приштини 1998. године. Магистрирао је на Електротехничком факултету Универзитета у Београду 2001. године, где је и докторирао 2007. године. Главне области

његовог интересовања су техника електроенергетских каблова, елементи електроенергетских система, обновљиви извори енергије, термички процеси и метода коначних елемената. Запослен је на Факултету техничких наука у Косовској Митровици као редовни професор. ORCID: 0000-0003-0019-8371.



Драган Тасић је рођен 1961. године у Губеревцу, општина Лесковац. Дипломирао је 1986. године на Електротехничком факултету Универзитета у Београду, где је и магистрирао 1991. године. Докторирао је 1997. године на Електронском факултету Универзитета у Нишу. Главне области његовог

интересовања су анализа електроенергетских система, техника електроенергетских каблова, методе оптимизације у електроенергетици и термички процеси. Запослен је на Електронском факултету у Нишу као редовни професор. 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

Душан Вукотић^{1*}, Божидар Тирић¹, Стојан Шишкоски¹



Еволуција концепта аутоматизације кабловске средњенапонске електродистрибутивне мреже

¹ „Електродистрибуција Србије” д. о. о. Београд, Србија

<https://doi.org/10.18485/epij.2025.3.2.2>

Стручни рад

Кључне поруке

- Аутоматизација средњенапонске (СН) електродистрибутивне мреже је окосница интелигентних мрежа
- Потребно је да се досадашњи примењени концепт аутоматизације СН електродистрибутивне мреже значајно унапреди
- Унапређени концепт аутоматизације СН електродистрибутивне мреже омогућава ефикасну рестаурацију напајања крајњих корисника након појаве квара

Кратак садржај

Пре више од две деценије, за електродистрибутивно подручје Београда усвојен је концепт аутоматизације средњенапонске (СН) електродистрибутивне (ЕД) мреже, који је био почетна основа за њену даљу интензивну аутоматизацију. Концепција СН ЕД мреже се пре свега заснивала на децентрализованом концепту, где је велики број елемената био планиран за интеграцију у Систем даљинског управљања (СДУ), са могућношћу активирања стандардних предефинисаних функција локалне аутоматике. Током последње деценије дошло је до значајног функционалног унапређења опреме за аутоматизацију СН ЕД мреже, услед интензивне дигитализације. Стога је било потребно редефинисати даље правце у смислу унапређења постојећег концепта аутоматизације, где би се велики број постојећих и нових аутоматизованих тачака у оквиру СН ЕД мреже ефикасно интегрисао у СДУ. Такође, захтеви у погледу све веће поузданости СН ЕД мреже довели су до ситуације да је потребно повећати степен њене аутоматизације, али и да се обезбеди далеко већи степен координације између уграђене опреме за аутоматизацију СН ЕД мреже. Из наведених разлога било је неопходно започети са применом нових савремених концепата напредне аутоматизације СН ЕД мреже, који су били подржани најновијом генерацијом опреме и решења највећих светских произвођача опреме. Једно решење је обухватало примену полудецентризоване концепције са мрежним контролерима, док је друго решење обухватало примену решења без мрежног контролера са предефинисаним апликативним алгоритмом у оквиру уграђене и интегрисане опреме за аутоматизацију СН ЕД мреже. Оба решења су значајно подигла степен аутоматизације кабловске СН ЕД мреже у централним деловима града, где је изузетно велико специфично површинско оптерећење, а самим тим обухваћен је велики број крајњих купаца реализованим решењима. У раду је дата упоредна анализа примењених решења, при чему је дат посебан осврт на све уочене предности примењених решења, али и уочене недостатке.

Кључне речи

Интелигентне мреже, напредна аутоматизација, СН мрежа

Напомена:

Овај чланак представља проширену, унапређену и додатно рецензирану верзију рада „Упоредна анализа примењених решења напредне аутоматизације СН ЕД мреже“, награђеног у Стручној комисији СТК-3 Заштита и управљање електродистрибутивним мрежама, на 14. Саветовању CIRED Србија, Копаоник, 16-20. септембра 2024. године

Примљено: 24. фебруар 2025.

Рецензирано: 3. јун 2025.

Измењено: 9. јул 2025.

Одобрено: 18. јул 2025.

*Кореспондирајући аутор: Душан Вукотић, +381 64 834 2210

Имејл: dusan.vukotic@es.rs

1. УВОД

У тренутку када је интеграција дистрибуиране производње у оквиру електродистрибутивне мреже на свим напонским нивоима практично дошла до критичних нивоа, аутоматизација дистрибутивне електродистрибутивне мреже као основа за интеграцију добија на све већем значају. Практично је од самог почетка примене концепција интелигентних мрежа (*Smart Grids*) било јасно да аутоматизација електродистрибутивне мреже представља основу за даљи развој и њихову широку примену. Нажалост, приликом развоја и примене интелигентних мрежа приступило се имплементацији неких њихових других сегмената, као што је нпр. Реализација система АМІ (*Advanced Metering Infrastructure*) кроз масовну замену (*Roll-out*) постојећих електромеханичких бројила интелигентним бројилима (*Smart Meters*). У последње време дошло се до закључка да је аутоматизација мреже круцијална за обезбеђивање масовне интеграције дистрибуиране производње у електродистрибутивну мрежу, пре свега јер она у себи обједињује основни фундамент интелигентних мрежа који се огледа у потпуној интеграцији енергетских и телекомуникационих ресурса које поседује једно електропривредно предузеће. Такве мреже постају основ за ефикасно управљање активним дистрибутивним мрежама, пред којима се постављају вишеструки изазови. Они су у последње време оличени у потреби да се обезбеди потребна флексибилност у оквиру електродистрибутивних мрежа. Предстојеће стање мреже, као и промена карактера електродистрибутивне мреже из пасивне у активну мрежу, захтева пре свега интензивну модернизацију СН ЕД мреже, у оквиру које је „Електродистрибуција Србије” као оператор дистрибутивног система (ОДС) у Републици Србији планирала да велика финансијска средства уложи у њену модернизацију. Модернизација у циљу аутоматизације СН ЕД мреже започела је пре више од двадесет година, када је усвојена иницијална концепција управљања СН електродистрибутивном мрежом на конзумном подручју Београда, [1]. У претходне две деценије спроведене су две фазе имплементације аутоматизације СН ЕД мреже на конзумном подручју Београда. У првој фази уведена су решења децентрализованог надзора и управљања на надземној СН електродистрибутивној мрежи, увођењем реклозера и даљински управљивих склопка-растављача и њиховом интеграцијом у Систем даљинског управљања (СДУ). У другој фази вршена је уградња аутоматизованих СН блокова типа *RMU (Ring Main Unit)*, са уграђеним даљинским станицама у којима су реализоване функције локалне аутоматике. Након ове две фазе, када се у великој мери од стране ОДС-а овладало примењеним концептом аутоматизације СН ЕД мреже кроз имплементацију посебног система за даљински надзор и управљања над СН ЕД мрежом, стекли су се сви услови да се процес аутоматизације СН ЕД помери ка наредној, вишој фази. Кроз примену напредне аутоматизације СН ЕД мреже која се базира на полуцентрализованом концепту у односу на *SCADA* систем, очекује се

заокруживање жељеног концепта интелигентних мрежа у погледу циљне аутоматизације.

Важно је истаћи да свака примењена концепција аутоматизације СН ЕД мреже има ограничења у погледу жељеног степена аутоматизације, јер је практично нерентабилно покрити аутоматизацијом све објекте у оквиру СН ЕД мреже, а често то није могуће из техничких разлога; пре свега због постојања електроенергетских објеката у приватном власништву, где је електродистрибутивно предузеће, и поред евидентне потребе, законски спречено да инвестира у електроенергетске објекте који нису у њеном власништву. Такође, постоје и техничка ограничења где, на пример, није могуће извршити аутоматизацију стубних трансформаторских станица, а чији је број велики у електродистрибутивној мрежи. Светска искуства указују да је могуће у потпуности извршити аутоматизацију СН ЕД мреже само у случају кабловске мреже, тамо где је она концепцијски развијана [2–6].

У раду је на систематизован начин дат преглед примењене концепције аутоматизације СН ЕД мреже, док је у оквиру посебних тачака дат посебан приказ примењених полуцентрализованих решења напредне аутоматизације СН ЕД мреже. Издвојена је посебна тачка у којој су дати прикази и анализе појединих случајева реаговања решења напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају појаве разних случајева кварова на појединим елементима СН ЕД мреже.

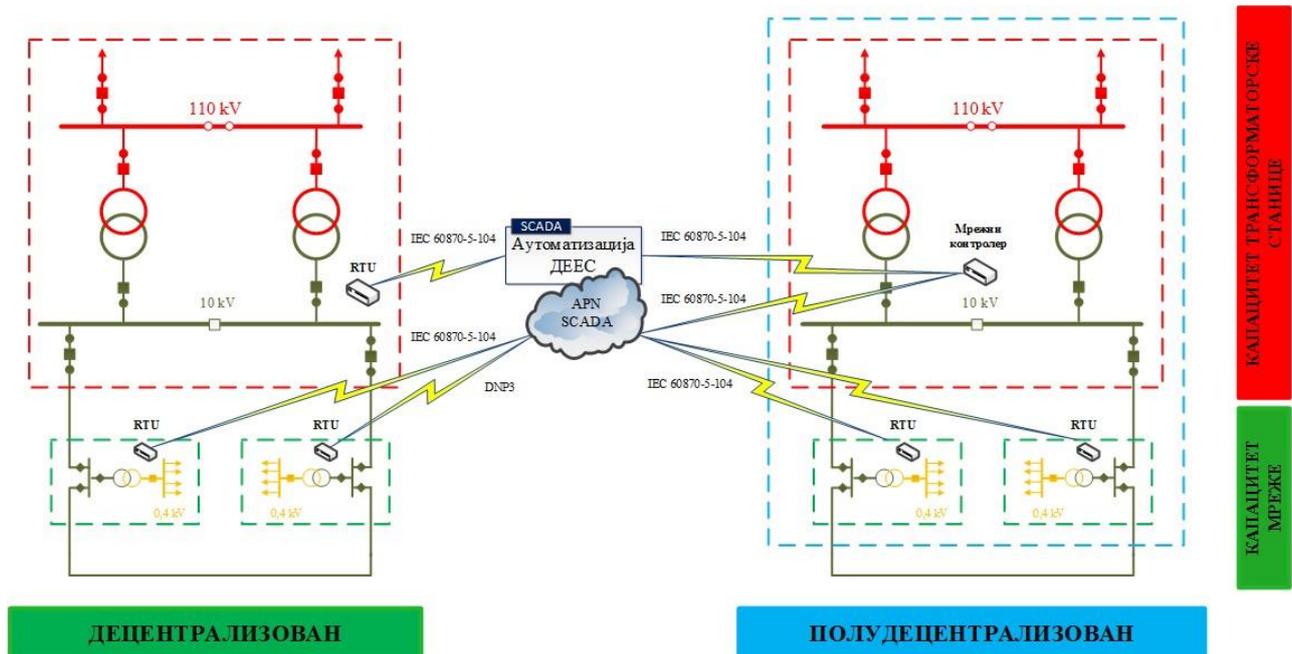
2. КОНЦЕПЦИЈЕ АУТОМАТИЗАЦИЈЕ СН ЕД МРЕЖЕ

Као што је напоменуто, реализовани пројекти аутоматизације СН ЕД мреже у претходне две деценије на конзумном подручју Београда базирани су првобитно на децентрализованом, а у последње време на полудецентрализованом концепцији аутоматизације СН ЕД мреже, као што је приказано на Слици 1. Реализоване нове платформе обезбеђују напредну (интелигентну) аутоматизацију СН ЕД пре свега у циљу повећања поузданости и расположивости електродистрибутивног система, што треба у крајњој инстанци да омогући сигурно и поуздано снабдевање крајњих корисника на циљним конзумним подручјима која су обухваћена реализованим решењима. Реализовани пројекти аутоматизације СН ЕД мреже се заснивају на примени утврђеног концепта „Самооптимизирајуће мреже” (*Self-Optimising Grid*, *SOG* или *Self-Healing Grid*, *SHG*), који се код различитих произвођача опреме и система другачије називају, пре свега из маркетиншких разлога. Реализовани пројекти аутоматизације СН ЕД мреже представљају иновативна и интелигентна решења која комбинују аутоматизацију СН ЕД мреже и децентрализоване апликације за даљински надзор и управљање СН ЕД мреже, које су реализоване у оквиру мрежних контролера у напојним трансформаторским станицама ВН/СН или СН/СН или у самим даљинским станицама које извршавају управљачке акције према предефинисаном алгоритму.

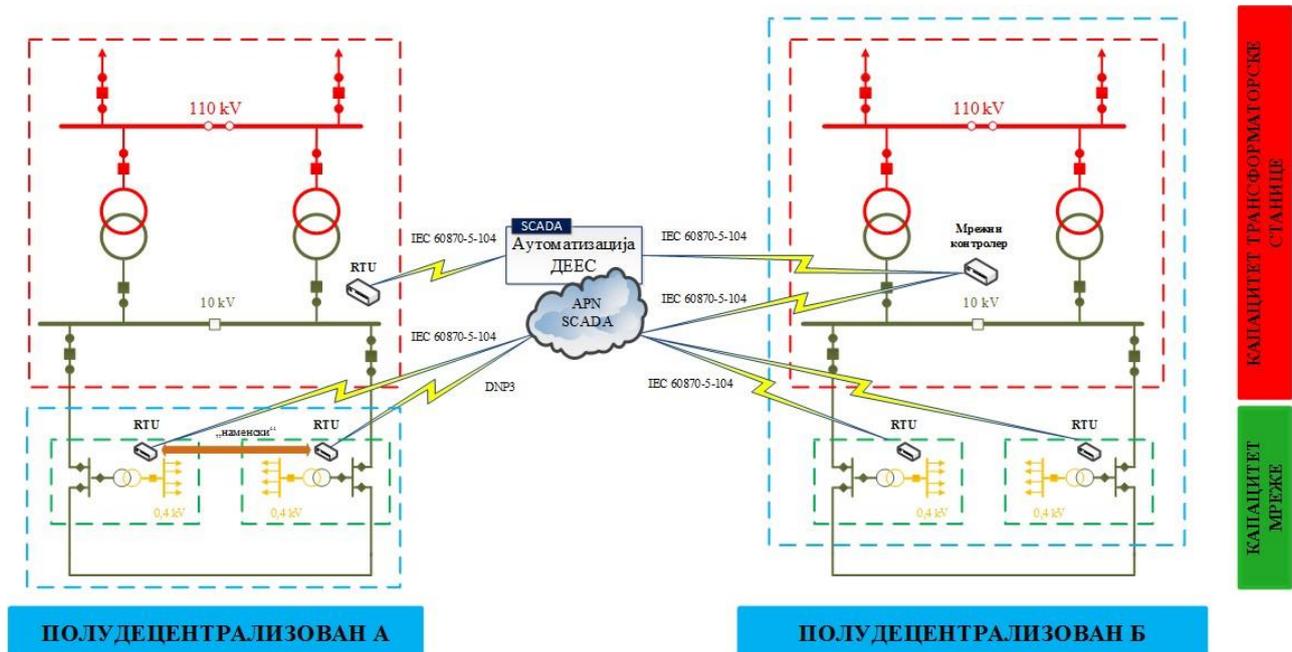
На Слици 2 приказане су обе подваријанте полудецентрализованог решења: Варијанта А и

Варијанта Б. Варијанта А обухвата решење где је алгоритам полудецентрализованог решења имплементиран у једној од даљинских станица које покривају целокупан аутоматизован СН извод, при

чему даљинске станице међусобно комуницирају преко 3G/LTE мреже мобилног оператера путем оптимизованог (*Peer-To-Peer*) протокола, који је код овог произвођача стандардан DNP3 протокол.



Слика 1. Примењене концепције аутоматизације СН ЕД мреже



Слика 2. Примењена решења полудецентрализоване концепције аутоматизације СН ЕД мреже

Са друге стране, Варијанта Б обухвата решење у коме је алгоритам полудецентрализованог решења имплементиран у надређеном мрежном контролеру који је реализован у оквиру интегрисаног система

заштите и управљања у напојној трансформаторској станици ВН/СН или СН/НН. Без обзира која је варијанта полудецентрализованог решења примењена у СН ЕД мрежи, део мреже која је обухваћена

напредном аутоматизацијом треба да поседује могућност да деоницу мреже која је погођена кваром изолује у најкраћем могућем временском периоду (до пар секунди), а да сви остали или највећи могући број крајњих купаца који се напају преко осталих деоница СН извода које нису погођене кваром рестаурира напајање за мање од 30 секунди.

Након додатне детекције у оквиру деонице погођене кваром, врши се микролоцирање секције у квару, након чега се враћа напајање свим крајњим купцима. Током одређивања микролокације деонице у квару, апликација се блокира из разлога што је потребно даљинским путем и ручним манипулацијама на елементима који се налазе у неаутоматизованим ТС СН/НН детектовати секцију у квару. Након поправке квара, границе напајања се враћају на сталне границе (NOP – *Normal Open Point*), и након тога се апликација поново активира. У обе варијанте, примењена решења полудецентраллизоване аутоматизације СН ЕД мреже се базирају на примени функције аутоматске реконфигурације СН водова у циљу рестаурације погона након квара, при чему треба да обезбеде следеће, [2-13]:

- изоловање секције (скуп деоница) погођене кваром, који је настао на СН дистрибутивном воду;
- реконфигурација СН вода затварањем расклопног апарата на сталној граници (NOP);
- рестаурација напајања СН секција које нису погођене кваром, поновним укључивањем расклопних апарата;
- постизање побољшања показатеља поузданости СН мреже (SAIDI, SAIFI, CAIDI, ENS);
- омогућавање једноставног конфигурирања и проширење система новим аутоматизованим СН постројењима;
- обезбеђивање неопходне сигурности и постизања оптималног нивоа поузданости за критичне потрошаче;
- обезбеђивање ефикасне интеграције даљинских станица путем стандардних протокола са надређеним центром управљања.

3. ПОЛУДЕЦЕНТРАЛИЗОВАНА АУТОМАТИЗАЦИЈА СН ЕД МРЕЖЕ – ВАРИЈАНТА А

Систем за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже који је реализован по принципу полудецентраллизованог решења на централном делу дистрибутивног подручја Београда, базира се на решењу у коме је омогућена само хоризонтална комуникација између даљинских станица у аутоматизованим СН постројењима дуж једног СН вода, при чему не постоји комуникација са системима за даљински надзор и управљање у оквиру напојних трансформаторских станица ВН/СН и СН/СН, [14]. Важно је напоменути да је у основи задржан основни концепт аутоматизације СН мреже, где се подразумева да надређени центар управљања има директну надлежност у погледу надзора и управљања над уграђеним аутоматизованим СН постројењима типа

RMU, са припадајућим даљинским станицама. Будући да у решењу Варијанте А не постоји комуникација са напојном трансформаторском станицом, самим тим не постоји посебно реализован мрежни контролер за потребе реализације Система за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже, већ једна од даљинских станица преузима улогу мрежног контролера (по правилу даљинска станица уграђена на сталној граници (NOP) и одговорна је за извршење логичких шема за потребе спровођења управљачких акција над обухваћеним СН изводом.

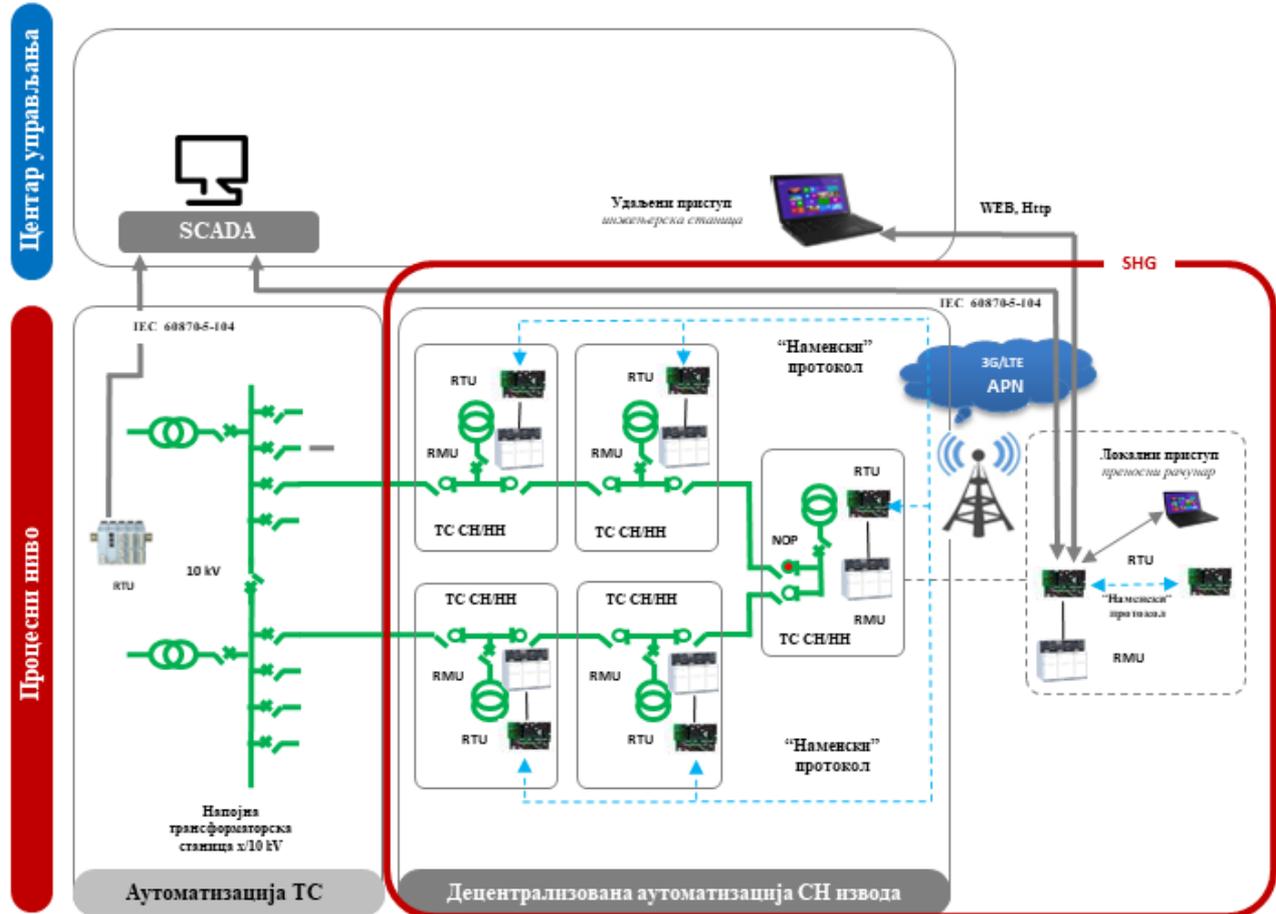
На Слици 3 приказан је део СН ЕД мреже над којим је примењено полудецентраллизовано решење у Варијанти А, на којој је могуће уочити комуникационе везе за потребе хоризонталне комуникације (*Peer-To-Peer*) између даљинских станица дуж СН вода, као и комуникационе везе за потребе даљинског надзора и управљања од стране надређеног центра управљања.

Важно је напоменути да даљинске станице у оквиру овог решења симултано међусобно комуницирају, као и са надређеним центром, при чему се врши паралелно прикупљање процесних величина и извршавање команди. У сваком тренутку, надређени центар управљања добија потпун скуп процесних информација из Система за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже, док даљинске станице, које преузимају функцију мрежног контролера по делу СН ЕД мреже, добијају само неопходан скуп процесних информација за потребе извршавања предефинисаних логичких командних шема над циљним делом СН мреже. Циљно решење Система за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже обухватило је, пре свега, замену СН металом оклопљених ваздухом изолованих постројења, али и дотрајалих СН постројења са зиданим ћелијама, савременим СН постројењима типа RMU.

Поред замене постојећих СН постројења савременим, комплетно аутоматизованим СН постројењима са даљинским станицама, на појединим деловима мреже који су обухваћени Системом за напредну аутоматизацију СН мреже појавила се и потреба да се постојеће даљинске станице старије генерације истог произвођача замене даљинским станицама најновије генерације. На тај начин постигнута је униформност у погледу уградње даљинских станица истог типа дуж СН вода, будући да је предвиђену „*Peer-To-Peer*“ комуникацију могуће остварити само између даљинских станица истог модела. Важно је напоменути да се на претходној слици уочава да се решење полудецентраллизоване аутоматизације СН водова базира на решењу где је мрежни контролер активиран у једној од даљинских станица, спроводи крајње самостално жељене манипулације у циљу рестаурације погона без интеракције са СН изводима у напојним дистрибутивним трансформаторским станицама $x/10$ kV. Будући да нема интеракције са системом заштите и системом даљинског надзора и управљања у напојним дистрибутивним трансформаторским станицама $x/10$ kV, ово решење је погодно за реализацију на СН изводима на којима су уграђени електромеханички заштитни уређаји. У складу са постављеном методологијом избора циљних делова

СН мреже који треба да буду обухваћени овим решењем напредне аутоматизације, СН ЕД мрежа мора да буде реализована и обликована по концепцији као СН међуповезног вода или СН вода у облику петље, где даљинска станица која је уграђена на сталној

граници (*Normal Opened Point, NOP*) мора да буде дефинисана као главна тачка, односно тачка у којој даљинска станица преузима функцију мрежног контролера над тим делом СН мреже.



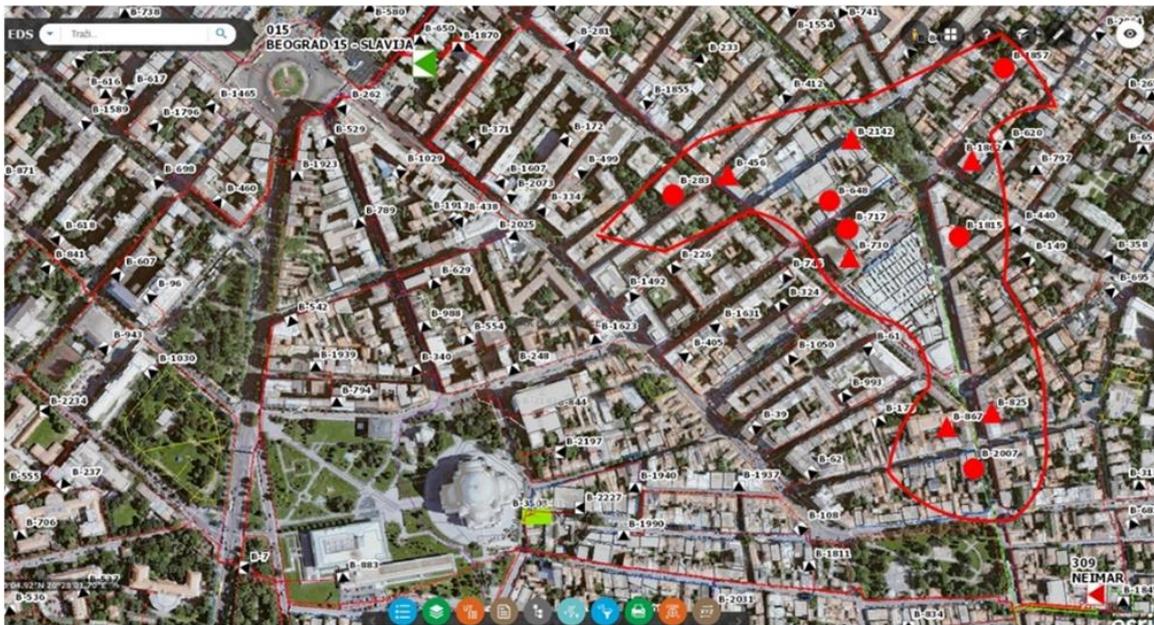
Слика 3. Обухват СН вода полуцентрализованим решењем аутоматизације СН ЕД мреже

На основу претходно поменутог, важно је истаћи да ово предметно решење полудецентрализоване аутоматизације СН водова није могуће реализовати опремом и даљинским станицама других произвођача управо због потребе да се оствари хоризонтална комуникација по принципу „Peer-To-Peer“. Циљна хоризонтална комуникација искључиво се реализује између даљинских станица модела истог произвођача, чијом је опремом реализовано предметно решење.

На Слици 4 приказан је један део СН ЕД мреже који је обухваћен решењем напредне аутоматизације, где се може видети да је решење потпуно аутономно и да је практично декупловано у односу на цео реализовани систем за напредну аутоматизацију на једном ограниченом делу мреже.

Такође, важно је истаћи да предметни извод има 5 (пет) аутоматизованих ТС СН/НН, при чему свака од њих има по једну додељену улогу према којој учествује у примењеном алгоритму (крајњи (почетни) чвор, радни чвор (средњи чвор) и главни чвор). Додељене улоге се дуплирају на једном СН изводу, где само главни чвор није дуплиран, јер он има јединствену улогу у реализованом решењу. Наравно, у случају примене потпуне аутоматизације СН извода, тада су радни чворови дуж СН извода дуплирани у потребном броју.

На Слици 5 приказан је НМИ приказ једног дела мреже, на којој се могу видети додељене улоге у оквиру примењеног алгоритма на једном СН изводу, као и функционалност у односу на могућност промене појединачних улога.



Слика 4. Географски приказ једног дела СН ЕД мреже обухваћеног решењем напредне аутоматизације



Слика 5. HMI приказ на SCADA систему једног дела СН мреже обухваћеног решењем напредне аутоматизације

4. ПОЛУДЕЦЕНТРАЛИЗОВАНА АУТОМАТИЗАЦИЈА СН ЕД МРЕЖЕ – ВАРИЈАНТА Б

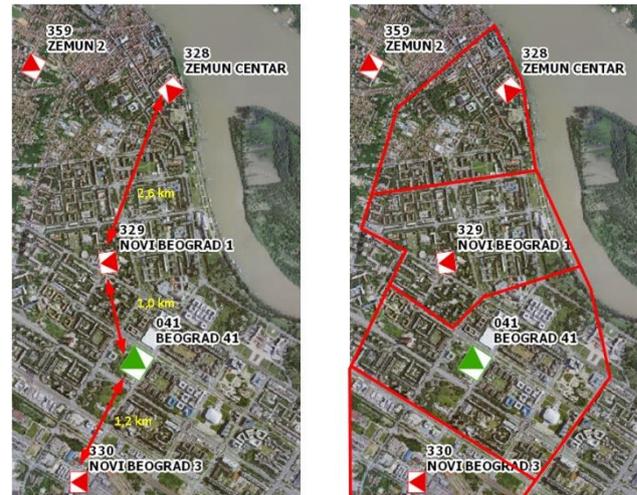
Системом за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже који се базира на Варијанти Б покривене су четири напојне трансформаторске станице на подручју Новог Београд и Земунa: ТС 110/10 kV „Београд 41 – Блок 32”, ТС 35/10 kV „Нови Београд 1”, „Нови Београд 3” и „Земун Центар”, у којима су инсталирани мрежни контролери, [1, 2]. Такође, систем обухвата и циљне, карактеристичне изводе СН на појединим деловима њихових конзумних подручја, на којима је укупно уграђено 30 аутоматизованих трансформа-

торских станица СН/НН, при чему је интегрисано у систем и пет постојећих ТС СН/НН које су до тада радиле у децентрализованом концепту аутоматизације. Аутоматизација циљних трансформаторских станица СН/НН је подразумевала замену постојећих СН постројења у њима, као и одговарајућих даљинских станица које преко посебних комуникационих протокола обезбеђују жељену функционалност напредне аутоматизације СН ЕД. Важно је напоменути да је избор конзумног подручја који је обухваћен реализованим системом вршен по више критеријума (број крајњих купаца, оптимална конфигурација СН ЕД мреже, густина оптерећења итд.), али да је опредељујући критеријум био број инсталираних система изабраног произвођача који подржава концепт напредне аутоматизације СН ЕД мреже.

На Сликама 6 (а, б) приказано је конзумно подручје Новог Београда и Земуна, које је обухваћено реализованим решењем напредне аутоматизације СН ЕД мреже, као и обухвати конзумних подручја појединих напојних трансформаторских станица, као и међусобне дужине између самих локација напојних трансформаторских станица. Важно је напоменути да овакво изабрано циљно конзумно подручје има потенцијал ширења и на околне напојне трансформаторске станице, чиме је могуће покривити велики део Новог Београда у делу од река Саве и Дунава према Земуну. Ограничавајући фактор у даљем ширењу система представља тренутно ограничење примењеног алгорита, по коме у алгоритму који је имплементиран по једном мрежном контролеру може да буде обухваћено највише 50 расклопних елемената у покривеној СН ЕД мрежи.

Као што је раније напоменуто, у циљу доношења правовремених одлука приликом управљања електродистрибутивном мрежом, користећи пре свега концепте полужентрилизованог решења, а у крајњој инстанци и централизованог управљања, знатно се усложњава обрада процесних информација које се сада прикупљају у далеко већем обиму.

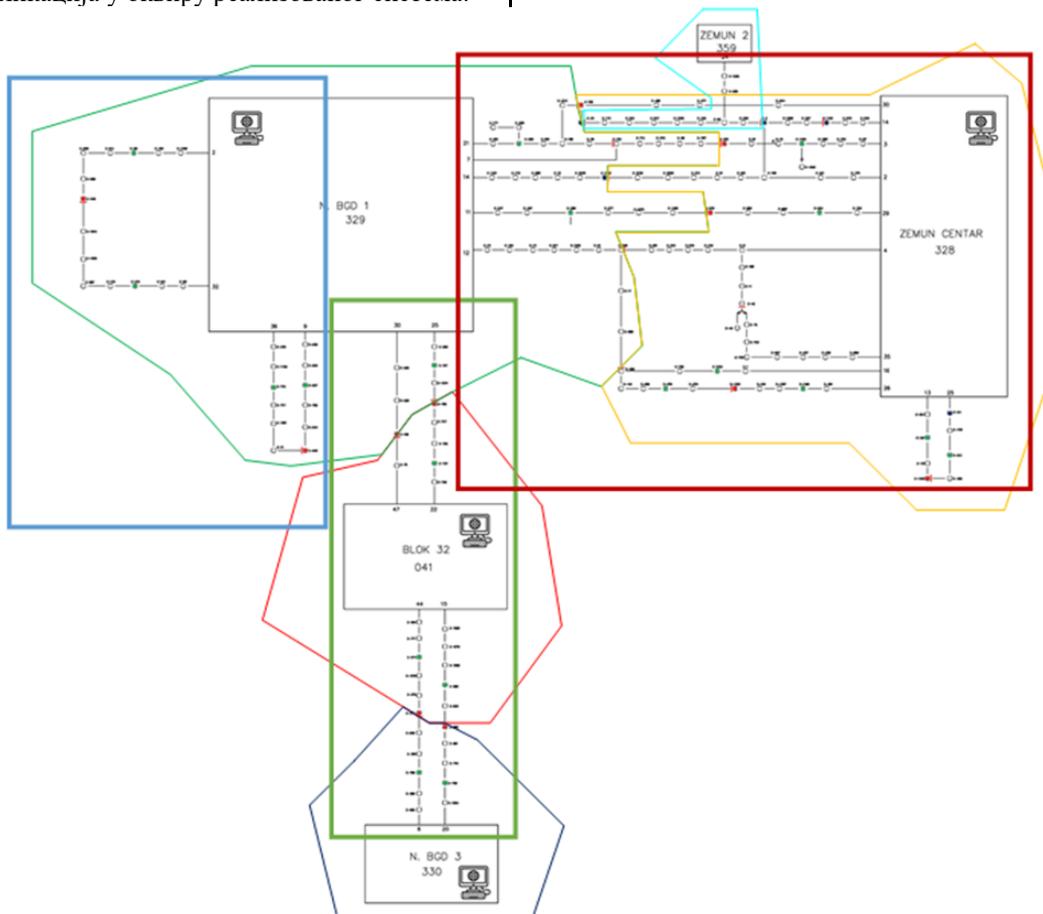
Са друге стране, знатно већи обухват процесних информација из реализованог система, омогућава избор оптималног сценарија управљања, али и надоградњу система у циљу активирања расположивих мрежних апликација у оквиру реализованог система.



а) Локације напојних ТС б) Конзумна подручја напојних ТС

Слика 6. Конзумно подручје обухваћено једним од решења за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже

На Слици 7 приказан је обухват СН ЕД мреже од стране активираних мрежних контролера у напојним трансформаторским станицама.



Слика 7. Приказ конзумних подручја напојних ТС и надређености од стране мрежних контролера

У оквиру реализованих мрежних контролера, инсталиране су мрежне апликације описане у наставку, које својом функционалношћу заокружују концепт напредне аутоматизације СН ЕД мреже.

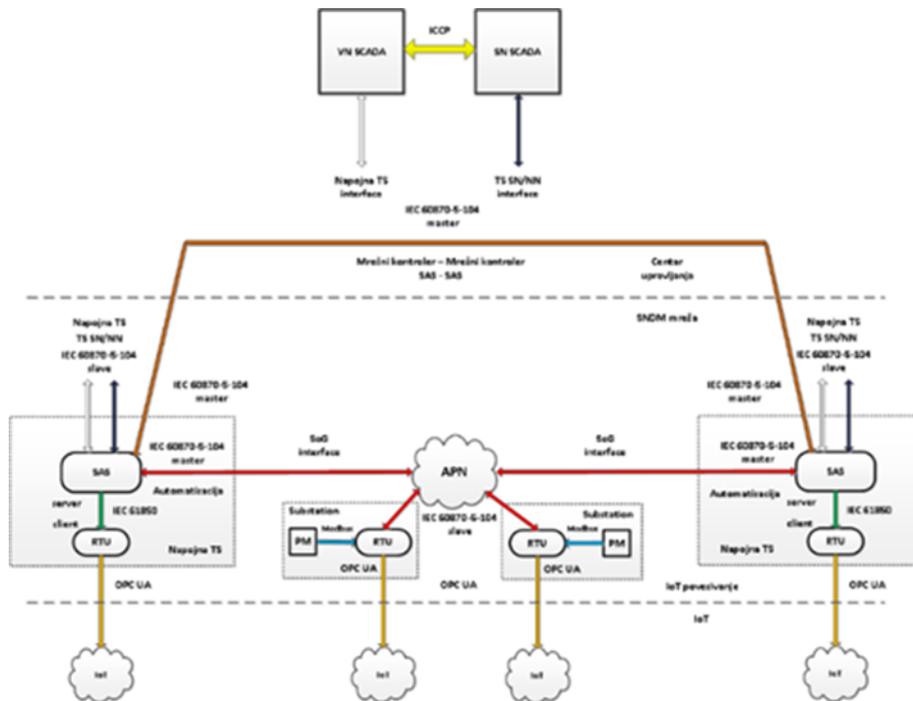
У оквиру циљног концепта интелигентних мрежа (*Smart Grids*) који је предмет реализације, постоје следеће функције: самооздрављење мреже (*Self-Healing*), управљање потрошњом (*Load Management*), аутоматско пребацивање извора напајања (*Automatic Source Transfer*), смањење преоптерећења (*Overload Reduction*) и подручна контрола напона (*Area Voltage Control*), [15].

Наведене мрежне апликације су од великог интереса за примену у оквиру СН ЕД мрежа, али акценат у досадашњој реализацији система за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже дат је на примени само прве мрежне апликације самооздрављења мреже, док су за све остале мрежне апликације обезбеђени сви предуслови за њихову примену. Због сложености реализованог система који је у својој реализацији био временски ограничен, приступило се само валидацији и практичној примени прве мрежне апликације. За све остале функције обезбеђени су сви неопходни улазни подаци, али њихова валидација у омогућеном симулационом моду неће бити вршена у оквиру ове фазе реализације система. Након тога што су се системи превели у трајни рад, приступиће се даљем ширењу реализованог

концепта напредне аутоматизације СН ЕД мреже, под којим се подразумева да ће управо преостале функције бити имплементирани у одређеним фазама. Такође, обухват делова СН ЕД мреже од стране мрежних контролера у великој мери је условљен и концепцијом СН ЕД мреже, будући да поједини мрежни контролери обухватају једноставније структуре мреже, док неки од њих обухватају и далеко сложеније, неконцепцијски обликоване СН ЕД мреже.

У случају да се алгоритам прошири на нешто већи број расклопних елемената у односу на постојеће ограничење, систем ће трајно радити са два мрежна контролера, што је био и првобитни сценарио. У сваком случају, тренутно је омогућен рад са три примарна мрежна контролера и могуће је симулирати већи број сценарија који се тичу преузимања надлежности од стране пратећих мрежних контролера.

На Слици 8 приказана је архитектура полуцентрализованог система за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже, Варијанта Б, при чему је у почетној фази реализације система у целости задржан концепт децентрализованог даљинског надзора и управљања. Под тим се подразумева да је задржана директна комуникација са подређеним даљинским станицама у аутоматизованим ТС СН/НН путем мобилне мреже преко посебно одређеног APN сегмента.



Слика 8. Приказ архитектуре система за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже

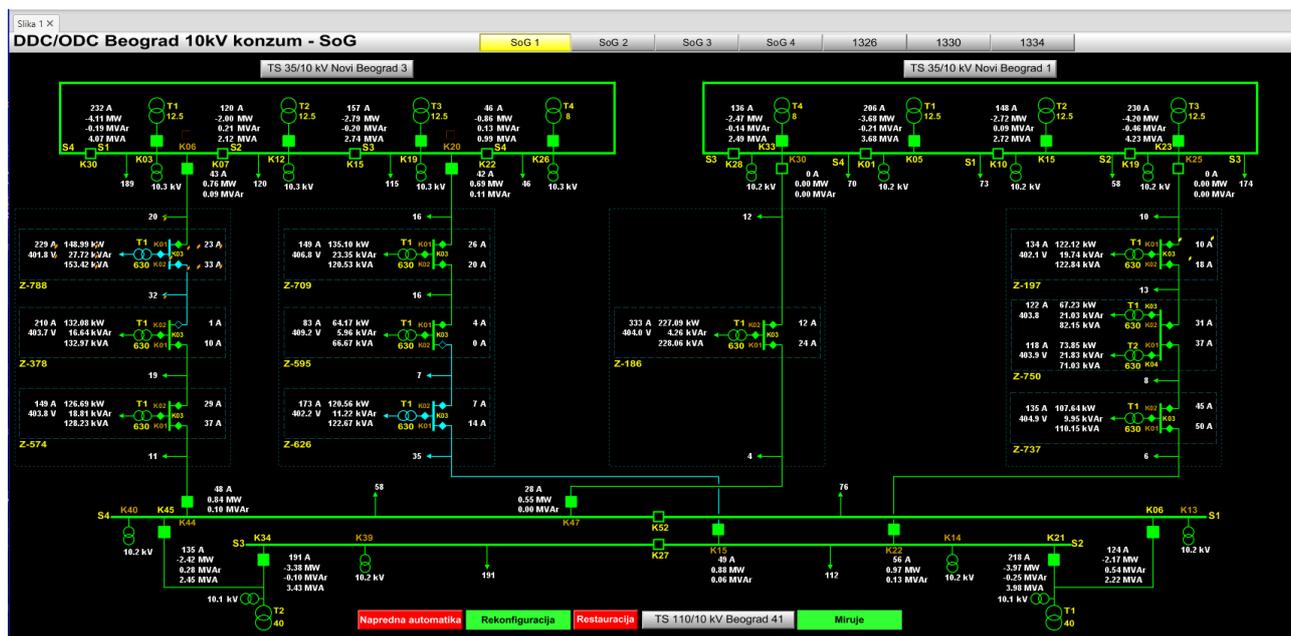
У сваком тренутку оператор у надређеном центру управљања може да блокира извршење апликације за напредну аутоматизацију СНМД мреже и да задржи до сада стандардни (децентрализовани) концепт даљинског управљања ТС СН/НН. Поред могућности децентрализованог концепта управљања над ТС СН/НН, задржан је и концепт централизованог

управљања над напојним трансформаторским станицама, али путем оптичких телекомуникационих водова, пре свега у циљу обезбеђивања потребне брзине комуникације, али и саме поузданости комуникације. Управо је реализована оптичка комуникација између надређеног центра управљања и напојних трансформаторских станица обезбедила све

неопходне предуслове да се реализује директна хоризонтална комуникација на нивоу напојних трансформаторских станица путем протокола IEC 60870-5-104 (*master/slave*). Путем успостављене хоризонталне комуникације обезбеђена је међусобна размена неопходних процесних величина из суседне напојне трансформаторске станице, а које су неопходни улазни подаци за извршавање алгорита реализоване апликације. На нивоу напојних трансформаторских станица и свих уграђених аутоматизованих трансформаторских станица СН/НН реализован је још један посебан комуникациони интерфејс који омогућује комуникацију са циљном IoT платформом, али путем до сада ретко коришћеног у електродистрибутивним системима – протокола UA OPC. За разлику од НМИ приказа дела СН ЕД мреже

која је обухваћена решењем система Варијанта А, где је приказано само једно СН острво, у НМИ приказу система Варијанта Б због обухвата мрежног контролера над већим делом СН ЕД мреже, НМИ прикази су далеко сложенији. Слике су тако организоване да се на једној процесној НМИ слици прикажу сви СН изводи који су под директном надлежношћу реализованог мрежног контролера у напојној или изворној трансформаторској станици. Приказ је тако организован да омогућава једноставан надзор овако једног сложеног решења од стране диспетчера.

На Слици 9 приказан је један од реализованих НМИ процесних приказа дела СН ЕД на којем је имплементирана напредна аутоматизација СН ЕД мреже.



Слика 9. Процесни приказ дела СН ЕД мреже у коме је реализована напредна аутоматизација СН ЕД мреже

На процесном приказу је имплементирана потпуна функционалност која се односи на праћење рада напредне аутоматизације, али и могућност њеног деактивирања у случају када постоји потреба да надлежност управљања поново преузме надређени центар управљања.

5. ПОКАЗАТЕЉИ СН ЕД МРЕЖЕ ОБУХВАЋЕНЕ НАПРЕДНОМ АУТОМАТИЗАЦИЈОМ

Решењима напредне аутоматизације обухваћени су централни делови градског језгра Београда и централни делови Новог Београда. У табелама I и II су приказани укупни показатељи CAIDI за оба обухваћена конзума, пре имплементације система напредне аутоматизације.

Табела I Приказ показатеља поузданости CAIDI СН ЕД мреже обухваћена решењем система Варијанта А

Трансформаторска станица	CAIDI [min]
Београд 15	54,32
Београд 28	60,54
Београд 36	73,13
Неимар	60,91
Технички факултет	55,29
Подстананица	35,96
Средња вредност:	56,69

Важно је напоменути да приказани показатељи поузданости CAIDI обухватају само непланирана искључења услед појаве квара, док су показатељи поузданости CAIDI за планирана искључења значајно мањи, будући да конфигурација мреже омогућава двострано напајање крајњих корисника услед искључења због планираних радова. Такође, уочава се да су показатељи поузданости CAIDI нешто већи за

централне делове градског језгра Београда у односу на централне делове Новог Београда, што је сасвим разумљиво имајући у виду да је кретање диспечерских екипа значајно брже на Новом Београду и да су ТС СН/НН у том делу града доступније за прилаз екипа и паркирање.

Табела II Приказ показатеља поузданости SAIDI СН ЕД мреже обухваћена решењем система Варијанта Б

Трансформаторска станица	SAIDI [min]
Београд 41	44,33
Нови Београд 1	48,28
Нови Београд 3	42,78
Земун Центар	70,71
Средња вредност:	51,53

У табелама III и IV приказана је структура кварова који су забележени на СН ЕД мрежама које су обухваћене напредном аутоматизацијом током претходне три године. Уочава се да је већи број кварова на деловима конзума на којима је интензивна изградња грађевинских објеката током које долази до механичког оштећења СН кабловских водова.

На основу података датих у табелама V и VI може се закључити да је већи степен аутоматизације по једном СН изводу у Варијанти А, али да је, са друге стране, далеко већи број СН извода покривен аутоматизацијом у Варијанти Б. Оптимум свакако треба тражити између ова два решења, али у погледу аутоматизације примат дефинитивно односи решење са већим бројем аутоматизованих трансформаторских станица по једном СН изводу. У табелама је посебно дат укупан број ТС СН/НН, као и број аутоматизованих ТС СН/НН.

Табела III Приказ структуре кварова СН ЕД мреже обухваћене решењем система Варијанта А

Трансформаторска станица	Број испада
Београд 15	13
Краткоспојна заштита	2
Прекострујна заштита	1
Земљоспојна заштита	10
Београд 28	37
Краткоспојна заштита	13
Заштита сабирница	1
Земљоспојна заштита	23
Београд 36	22
Краткоспојна заштита	6
Земљоспојна заштита	16
Неимар	8
Прекострујна заштита	1
Земљоспојна заштита	7
Технички факултет	14
Краткоспојна заштита	5
Земљоспојна заштита	9
Подстанца	25
Краткоспојна заштита	3
Земљоспојна заштита	22
Укупно испада:	119

Табела IV Приказ структуре кварова СН ЕД мреже обухваћене решењем система Варијанта Б

Трансформаторска станица	Број испада
Београд 41	7
Краткоспојна заштита	4
Земљоспојна заштита	3
Нови Београд 1	18
Краткоспојна заштита	5
Заштита сабирница	1
Земљоспојна заштита	12
Нови Београд 3	11
Заштита сабирница	2
Земљоспојна заштита	9
Земун Центар	11
Краткоспојна заштита	2
Прекострујна заштита	1
Земљоспојна заштита	8
Укупно испада:	47

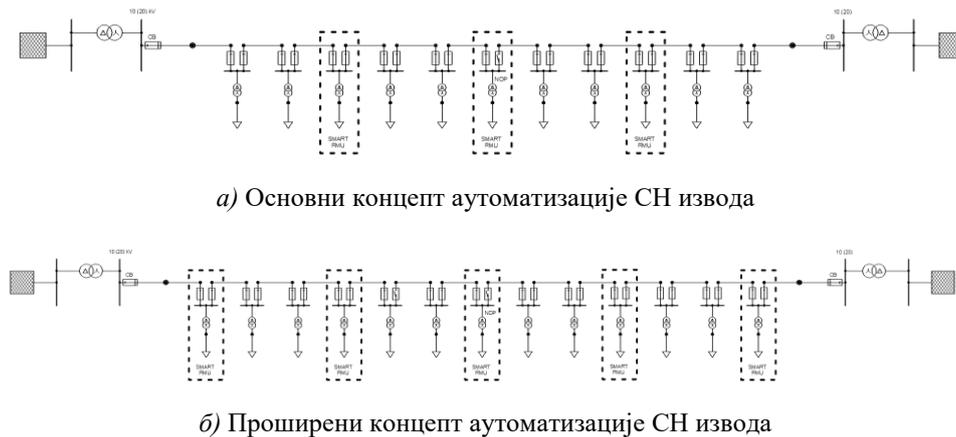
Табела V Приказ структуре СН ЕД мреже обухваћене решењем система Варијанта А

СН острво	Тип СН извода	Број ТС СН/НН	Број купаца
Острво 1	Међуповезни	12 (6)	1.981
Острво 2	Међуповезни	9 (5)	1.571
Острво 3	Међуповезни	12 (5)	1.430
Острво 4	Међуповезни	10 (5)	1.596
Острво 5	Међуповезни	10 (5)	2.923
Острво 6	Међуповезни	12 (5)	1.682
Острво 7	Међуповезни	10 (5)	3.831
		Укупно:	15.014

Табела VI Приказ структуре СН ЕД мреже обухваћене решењем система Варијанта Б

СН острво	Тип СН извода	Број ТС СН/НН	Број купаца
Острво 1	Међуповезни	11 (3)	2.885
Острво 2	Међуповезни	10 (3)	1.449
Острво 3	Међуповезни	4 (2)	1.196
Острво 4	Међуповезни	8 (3)	2.554
Острво 5	Петља	15 (3)	3.685
Острво 6	Петља	12 (3)	2.676
Острво 7	Петља	8 (3)	1.119
Острво 8	Међуповезни	11 (3)	2.581
Острво 9	Сложени	40 (6)	9.660
Острво 10	Сложени	48 (7)	10.667
		Укупно:	38.472

На Слици 10 дати су прикази примењених концепата аутоматизације кабловске СН ЕД мреже. На основу усвојене концепције која је реализована кроз студију Избор концепције управљања СН електродистрибутивне мреже на конзумном подручју ЕДБ фаворизовано је решење са мањим степеном аутоматизације по СН изводу, будући да је иницијално показано да нема економског оправдања за примену решења са већим степеном аутоматизације.



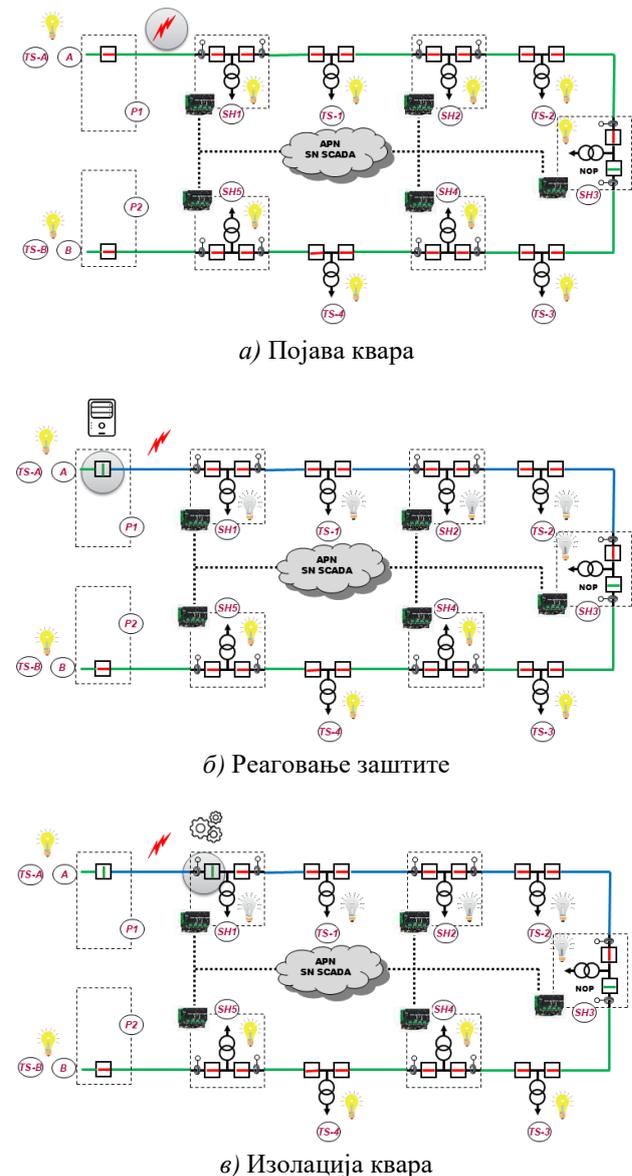
Слика 10. Приказ примењених концепција аутоматизације кабловске СН ЕД мреже

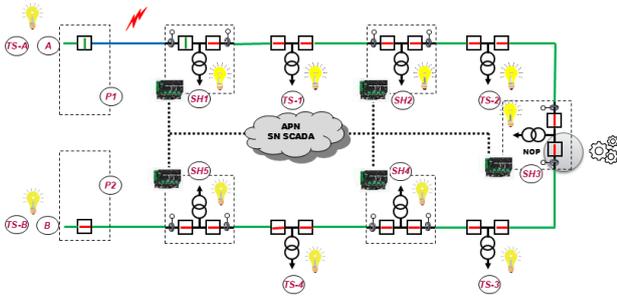
Проширење примењеног концепта аутоматизације СН ЕД је сачекало примену, након скоро две деценије, решења напредне аутоматизације СН ЕД мреже, где се јавила потреба да се прве трансформаторске станице СН/НН на СН изводу обавезно аутоматизују, због тога што решење аутоматизације форсира аутоматизацију те локације на СН изводу. Такође, примена основног концепта је потврдила да због великог броја кварова управо на првим деоницама СН извода, она није у стању да обезбеди ефикасну изолацију квара и рестаурацију напајања крајњим корисницима. Управо на примерима верификације примењених решења напредне аутоматизације показале се позитиван ефекат у даљој примени проширеног концепта аутоматизације кабловске СН ЕД мреже.

6. ВЕРИФИКАЦИЈА РАДА НАПРЕДНЕ АУТОМАТИЗАЦИЈЕ СН ЕД МРЕЖЕ У ПОГОНСКИМ УСЛОВИМА

Практично оба система пуштена су у пробни рад до средине 2023. године и током пробног рада вршене су одређене симулације рада, пре свега решења Варијанте Б која има могућност извршења симулација рада напредне аутоматизације СН ЕД мреже за циљна сценарија реконфигурације мреже у случају појаве квара на одређеним деоницама мреже. Током пробног периода, а и касније, када су оба система преведена у трајни рад, дошло је до више прорада напредне аутоматике СН ЕД мреже при реалним погонским догађајима и сваки случај прораде посебно је анализиран и верификован. За потребе презентације прораде напредне аутоматике СН ЕД мреже у овом раду, за обе варијанте решења, узети су погонски догађаји који су имали кварове на првим деоницама делова СН мреже. Анализирана је ситуација када је дошло до прекида напајања СН секције напојне трансформаторске станице, што за последицу има идентично реаговање напредне аутоматизације као да је квар био на првој деоници. Овај случај је приказан за случај испада за Варијанту А.

На Слици 11 приказан је сценарио рада напредне аутоматике СН ЕД мреже у случају квара на првој деоници у оквиру решења заснованог на Варијанти А, где се уочавају четири главна корака (секвенце).





з) Рестаурација напајања

Слика 11. Пример рада напредне аутоматизације у случају квара на првој деоници – Варијанта А

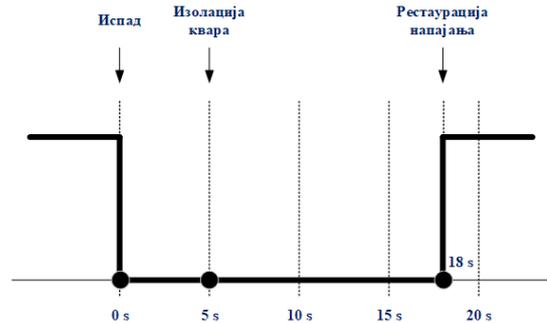
Оба решења имају идентичан број потребних манипулација (две манипулације) за потребе рестаурације напајања, али главна разлика лежи у чињеници да су у Варијанти А сви крајњи купци напојени, док се у Варијанти Б лоцирање деонице у квару даље спроводи уз рад диспечерских екипа на терену. Ангажовање диспечерских екипа је неопходно из разлога локације квара на сегменту, где немамо аутоматизовану ТС СН/НН.

На Слици 12 приказана је листа догађаја са SCADA система у случају квара на првој деоници мреже за Варијанту А. На листи се уочавају кључни догађаји у листи (означени посебним бојама) који су довели до правовремене прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже. Као што се може видети из листе догађаја, у овом сценарију напредне аутоматизације СН ЕД мреже, реализовани систем је извршио реконфигурацију мреже у циљу рестаурације напајања за 18 секунди, што је далеко краће од постављеног циља од 30 секунди. Важно је напоменути да у листи није било сигнала прораде идентификације проласка струје квара, будући да је квар био на првој деоници.

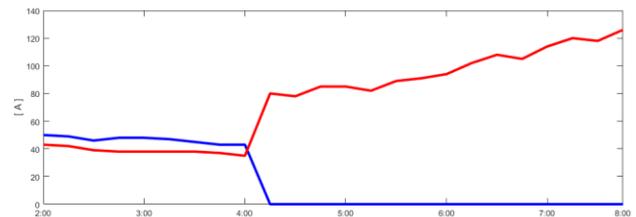
07-Feb	04-11:02:900	180717	8-717	001	VOO NAPON	NIJE PRISUTAN
07-Feb	04-11:02:914	180717	8-717	003	VOO NAPON	NIJE PRISUTAN
07-Feb	04-11:02:996	181857	8-1857	000	SHG SHG - STANJE RAPLOĐIVOSTI	KVAR
07-Feb	04-11:03:042	180648	8-648	003	VOO NAPON	NIJE PRISUTAN
07-Feb	04-11:03:052	180648	8-648	001	VOO NAPON	NIJE PRISUTAN
07-Feb	04-11:03:127	180648	8-648	000	SHG SHG - STANJE RAPLOĐIVOSTI	KVAR
07-Feb	04-11:03:384	100015	TS 110/30 kV Beograd 15	999	VOO/MTK - KRAJNOSPOLNA ZAŠTITA ISKLJUČENJE	READOVANA
07-Feb	04-11:03:396	100015	TS 110/30 kV Beograd 15	003	VOO PREDIČAČ	ISKLJUČEN
07-Feb	04-11:03:763	181857	8-1857	001	VOO NAPON	NIJE PRISUTAN
07-Feb	04-11:03:829	180283	8-283	004	VOO NAPON	NIJE PRISUTAN
07-Feb	04-11:03:830	180283	8-283	002	VOO NAPON	NIJE PRISUTAN
07-Feb	04-11:03:858	181857	8-1857	000	SHG SHG - STANJE RAPLOĐIVOSTI TS	KVAR
07-Feb	04-11:03:858	181857	8-1857	000	SHG SHG - STANJE RAPLOĐIVOSTI	KVAR
07-Feb	04-11:03:968	180283	8-283	000	SHG SHG - STANJE RAPLOĐIVOSTI	KVAR
07-Feb	04-11:04:635	180717	8-717	001	DAG NESTANAK NAPONA 230 V AC	NASTANAK
07-Feb	04-11:04:739	180648	8-648	001	DAG NESTANAK NAPONA 230 V AC	NASTANAK
07-Feb	04-11:04:986	180283	8-283	001	DAG NESTANAK NAPONA 230 V AC	NASTANAK
07-Feb	04-11:08:689	180283	8-283	004	VOO SKLOPA RASTAVILAČ	ISKLJUČENJA
07-Feb	04-11:08:689	180283	8-283	000	SHG SHG - SEKVENCA U TOKU	NASTANAK
07-Feb	04-11:20:254	180717	8-717	003	VOO NAPON	NIJE PRISUTAN
07-Feb	04-11:20:261	180717	8-717	001	VOO NAPON	NIJE PRISUTAN
07-Feb	04-11:20:280	180717	8-717	001	DAG NESTANAK NAPONA 230 V AC	PRESTANAK
07-Feb	04-11:20:349	180717	8-717	000	SHG SHG - STANJE RAPLOĐIVOSTI	NORMALNO
07-Feb	04-11:20:402	180648	8-648	003	VOO NAPON	PRISUTAN
07-Feb	04-11:20:413	180648	8-648	001	VOO NAPON	PRISUTAN
07-Feb	04-11:20:434	180648	8-648	001	DAG NESTANAK NAPONA 230 V AC	PRESTANAK
07-Feb	04-11:20:563	180648	8-648	000	SHG SHG - STANJE RAPLOĐIVOSTI	NORMALNO
07-Feb	04-11:21:044	181857	8-1857	001	VOO SKLOPA RASTAVILAČ	UKLJUČENJA
07-Feb	04-11:21:124	181857	8-1857	001	VOO NAPON	PRISUTAN
07-Feb	04-11:21:191	180283	8-283	002	VOO NAPON	PRISUTAN
07-Feb	04-11:21:204	181857	8-1857	000	SHG SHG - STANJE RAPLOĐIVOSTI	NORMALNO
07-Feb	04-11:21:291	180283	8-283	001	DAG NESTANAK NAPONA 230 V AC	PRESTANAK
07-Feb	04-11:50:431	180648	8-648	000	SHG SHG - RAPLOĐIVOST	NAKVALNA
07-Feb	04-11:50:447	180717	8-717	000	SHG SHG - RAPLOĐIVOST	NAKVALNA
07-Feb	04-11:50:497	180648	8-648	001	DAG LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENJA
07-Feb	04-11:50:685	180717	8-717	001	DAG LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENJA
07-Feb	04-11:51:085	180283	8-283	000	SHG SHG - RAPLOĐIVOST	NAKVALNA
07-Feb	04-11:51:085	180283	8-283	000	SHG SHG - SEKVENCA U TOKU	PRESTANAK
07-Feb	04-11:51:164	180283	8-283	000	SHG SHG - STANJE RAPLOĐIVOSTI	NORMALNO
07-Feb	04-11:51:191	180283	8-283	001	DAG LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENJA
07-Feb	04-11:51:280	181857	8-1857	000	SHG SHG - RAPLOĐIVOST	NAKVALNA
07-Feb	04-11:51:360	181857	8-1857	001	DAG LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENJA
07-Feb	04-11:51:425	181857	8-1857	000	SHG SHG - NAPREDA AUTOMATIZACIJA	ISKLJUČENJA
07-Feb	04-11:51:425	181857	8-1857	000	SHG SHG - STANJE RAPLOĐIVOSTI TS	NAKVALNA
07-Feb	04-11:51:425	181857	8-1857	000	SHG SHG - RAPLOĐIVOST	NAKVALNA
07-Feb	04-11:51:499	181857	8-1857	001	DAG LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENJA
07-Feb	04-11:51:506	181857	8-1857	000	SHG SHG - STANJE RAPLOĐIVOSTI	KVAR
07-Feb	04-11:59:213	180283	8-283	000	SHG SHG - STANJE RAPLOĐIVOSTI	KVAR
07-Feb	04-18:18:000	100015	TS 110/30 kV Beograd 15	003	VOO PREDIČAČ	UKLJUČENJA ZAŠTAVENNA KOM
07-Feb	04-18:18:000	100015	TS 110/30 kV Beograd 15	003	VOO PREDIČAČ	UKLJUČENJA KOM NEUSPEŠNO
07-Feb	04-18:18:343	180283	8-283	000	SHG SHG - SKLOPA UKLJUČENJA	NASTANAK
07-Feb	04-18:18:343	180283	8-283	004	VOO RASTAVILAČ ZA UZEMLJENJE	UKLJUČENJA

Слика 12. Листа догађаја за прораду напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају квара на првој деоници – Варијанта А

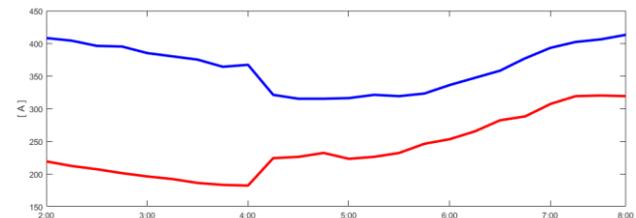
На Слици 13 приказани су временски токови, са којих се може јасно уочити време реаговања секвенци напредне аутоматизације СН ЕД мреже у посматраном случају. На Слици 14 дати су дијаграми оптерећења СН извода припадајућег СН острва (Острво 2) и напојних трансформатора, на којима су приказана мерења са SCADA система са резолуцијом мерења од 15 минута. Са приложених дијаграма није могуће јасно уочити реаговања секвенци напредне аутоматизације, већ само промене оптерећења након извршења свих секвенци напредне аутоматизације СН ЕД мреже.



Слика 13. Временски ток прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају квара на првој деоници – Варијанта А



а) Дијаграми оптерећења СН извода

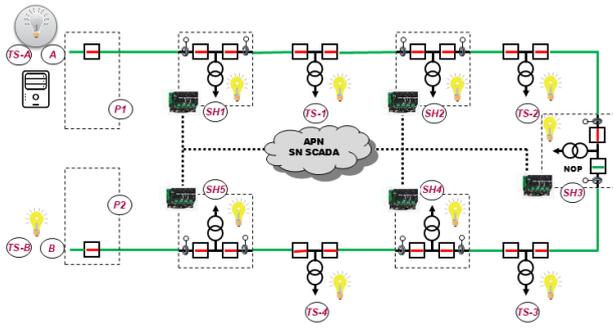


б) Дијаграми оптерећења напојних трансформатора

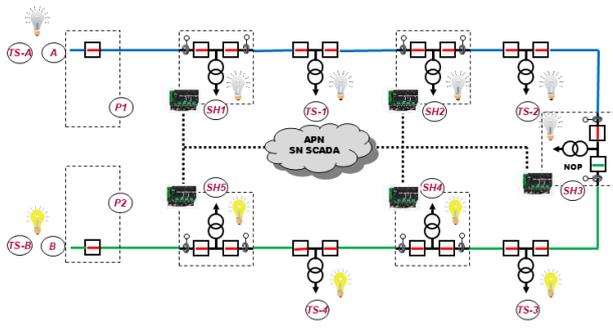
Слика 14. Дијаграми оптерећења СН извода и напојних трансформатора током прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају квара на првој деоници – Варијанта А

На Слици 15 приказан је пример рада напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају испада напојног вода или трансформатора снаге у напојној трансформаторској станици ВН/СН или СН/СН. Случај се своди практично на претходни, уз чињеницу да није било квара у мрежи, што је довело до значајно брже прораде реализоване напредне аутоматизације, у укупном трајању од 8 секунди.

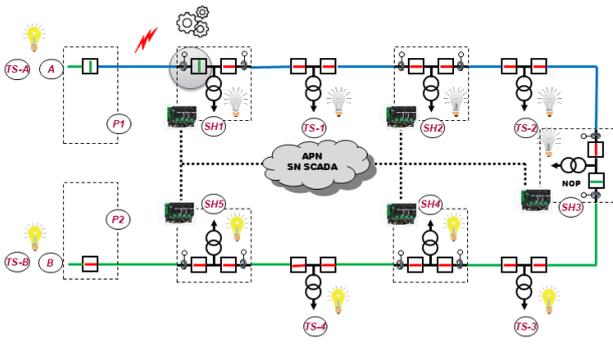




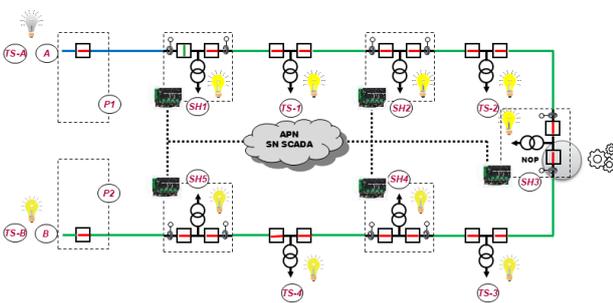
а) Испад (напојног вода или трансформатора снаге)



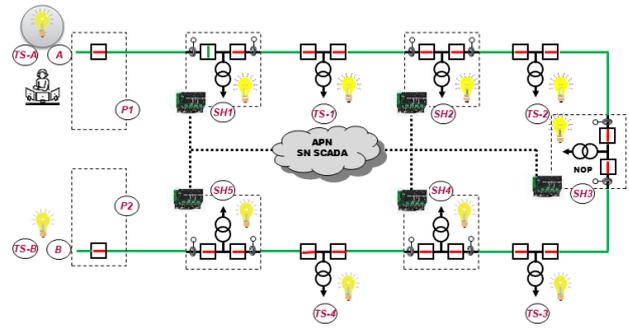
б) Нестанак напајања



в) Изаолација прве деонице



г) Рестаурација напајања



д) Укључење напојног вода или трансформатора

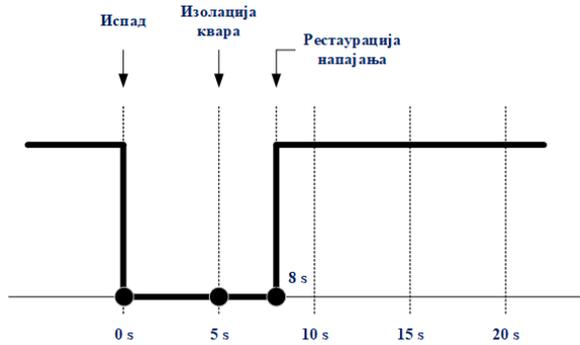
Слика 15. Пример рада напредне аутоматизације у случају испад напојног вода или трансформатора – Варијанта А

На Слици 16 приказана је листа догађаја са SCADA система у случају испад напојног вода или трансформатора за Варијанту А.

02-09-24	17:23:51:153	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H01_V0D	PREKOSTRUNA ZAŠTITA POBODA	NASTANAK	
02-09-24	17:23:53:121	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H01_V0D	PREKOSTRUNA ZAŠTITA ISKLJUČENA	BEAGVOVALA	
02-09-24	17:23:53:205	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H01_V0D	PREKIDAC	ISKLJUČEN	
02-09-24	17:23:53:215	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H01_V0D	PREKOSTRUNA ZAŠTITA POBODA	PRESTANAK	
02-09-24	17:23:53:219	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H01_V0D	PREKOSTRUNA ZAŠTITA ISKLJUČENA	PRESTANAK	
02-09-24	17:23:53:248	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H01_V0D	POVRATNI NAPON	PRISUTAN	
02-09-24	17:23:53:259	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	K01_S1M	NAPONSKI	NIJE PRISUTAN	
02-09-24	17:23:53:991	180328	0-328	K03_V0D	NAPON	NIJE PRISUTAN	
02-09-24	17:23:54:059	180322	0-122	K03_V0D	NAPON	NIJE PRISUTAN	
02-09-24	17:23:54:062	180322	0-122	K03_V0D	NAPON	NIJE PRISUTAN	
02-09-24	17:23:54:075	180328	0-328	S00_SHG	SHG - STANJE RASPOLOŽIVOSTI TS	KVAR	
02-09-24	17:23:54:075	180328	0-328	S00_SHG	SHG - STANJE RASPOLOŽIVOSTI TS	KVAR	
02-09-24	17:23:54:115	180322	0-122	S00_SHG	SHG - STANJE RASPOLOŽIVOSTI TS	KVAR	
02-09-24	17:23:54:24	180098	0-98	K03_V0D	NAPON	NIJE PRISUTAN	
02-09-24	17:23:54:429	180098	0-98	K03_V0D	NAPON	NIJE PRISUTAN	
02-09-24	17:23:54:550	180098	0-98	S00_SHG	SHG - STANJE RASPOLOŽIVOSTI TS	KVAR	
02-09-24	17:23:54:602	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H02_V0D	PREKIDAC	ISKLJUČEN	
02-09-24	17:23:54:631	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H02_V0D	POVRATNI NAPON	PRISUTAN	
02-09-24	17:23:54:634	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	N08_NB	NASTANAK NAPON ZBOV A/C	NASTANAK	
02-09-24	17:23:54:642	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	O01_NU	STANJE ISPRAVLJAČ	KVAR	
02-09-24	17:23:54:913	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	K01_SF3	POVRATNI NAPON	NIJE PRISUTAN	
02-09-24	17:23:55:075	180328	0-328	O01_DAS	NASTANAK NAPON ZBOV A/C	NASTANAK	
02-09-24	17:23:55:748	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H12_SF3	POVRATNI NAPON	NIJE PRISUTAN	
02-09-24	17:23:55:954	180322	0-122	O01_DAS	NASTANAK NAPON ZBOV A/C	NASTANAK	
02-09-24	17:23:56:121	180328	0-328	O01_DAS	NASTANAK NAPON ZBOV A/C	NASTANAK	
02-09-24	17:23:56:164	180098	0-98	K03_V0D	SALOPIKA-NASTAVLJAC	ISKLJUČENA	
02-09-24	17:23:56:164	180098	0-98	S00_SHG	SHG - SERVISENA U TOKU	PRESTANAK	
02-09-24	17:24:00:795	180328	0-328	K03_V0D	SALOPIKA-NASTAVLJAC	ULAZIČENA	
02-09-24	17:24:00:871	180328	0-328	K03_V0D	NAPON	PRISUTAN	
02-09-24	17:24:00:904	180328	0-328	O01_DAS	NASTANAK NAPON ZBOV A/C	NASTANAK	
02-09-24	17:24:00:936	180322	0-122	O01_DAS	NASTANAK NAPON ZBOV A/C	PRESTANAK	
02-09-24	17:24:00:959	180322	0-122	K03_V0D	NAPON	PRISUTAN	
02-09-24	17:24:00:962	180322	0-122	K03_V0D	NAPON	PRISUTAN	
02-09-24	17:24:01:008	180328	0-328	S00_SHG	SHG - STANJE RASPOLOŽIVOSTI	NORMALNO	
02-09-24	17:24:01:008	180322	0-122	S00_SHG	SHG - STANJE RASPOLOŽIVOSTI	NORMALNO	
02-09-24	17:24:01:309	180098	0-98	K03_V0D	NAPON	PRISUTAN	
02-09-24	17:24:01:318	180098	0-98	O01_DAS	NASTANAK NAPON ZBOV A/C	PRESTANAK	
02-09-24	17:24:04:384	180098	0-98	K03_V0D	NAPON	PRISUTAN	
02-09-24	17:24:04:641	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	O01_NI	INVERTOR - ALARM	NASTANAK	
02-09-24	17:24:04:748	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H01_V0D	PREKIDAC	ISKLJUČEN	
02-09-24	17:24:04:762	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	N08_NB	NASTANAK NAPON ZBOV A/C	PRESTANAK	
02-09-24	17:24:05:161	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	K01_SF3	POVRATNI NAPON	PRISUTAN	
02-09-24	17:24:05:468	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	H12_SF3	POVRATNI NAPON	PRISUTAN	
02-09-24	17:24:06:405	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	O01_NU	STANJE ISPRAVLJAČ	NORMALNO	
02-09-24	17:24:06:832	1009006	TS 35/10 kV Tehnički fakultet	O01_NI	INVERTOR - ALARM	PRESTANAK	
02-09-24	17:24:11:896	180322	0-122	S00_SHG	SHG - RASPOLOŽIVOST	NEAKTIVNA	
02-09-24	17:24:11:997	180328	0-328	S00_SHG	SHG - NABAVNA AUTOMATIZACIJA	ISKLJUČENA	
02-09-24	17:24:11:997	180328	0-328	S00_SHG	SHG - RASPOLOŽIVOST	NEAKTIVNA	
02-09-24	17:24:14:064	180322	0-122	O01_DAS	LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENA	
02-09-24	17:24:14:071	180328	0-328	S00_SHG	SHG - STANJE RASPOLOŽIVOSTI	KVAR	
02-09-24	17:24:14:092	180328	0-328	O01_DAS	LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENA	
02-09-24	17:24:14:177	180098	0-98	S00_SHG	SHG - RASPOLOŽIVOST	NEAKTIVNA	
02-09-24	17:24:14:177	180098	0-98	S00_SHG	SHG - SERVISENA U TOKU	PRESTANAK	
02-09-24	17:24:14:231	180098	0-98	S00_SHG	SHG - STANJE RASPOLOŽIVOSTI	NORMALNO	
02-09-24	17:24:14:317	180098	0-98	O01_DAS	LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENA	
02-09-24	17:24:14:386	180450	0-450	S00_SHG	SHG - RASPOLOŽIVOST	NEAKTIVNA	
02-09-24	17:24:14:483	180450	0-450	O01_DAS	LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENA	
02-09-24	17:24:14:714	180362	0-362	S00_SHG	SHG - RASPOLOŽIVOST	NEAKTIVNA	
02-09-24	17:24:14:761	180362	0-362	O01_DAS	LOKALNA AUTOMATIKA	ISKLJUČENA	

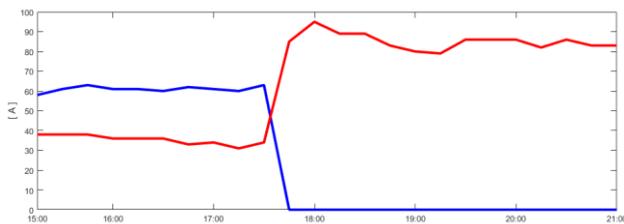
Слика 16. Листа догађаја за прораду напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају испад напојног вода или трансформатора – Варијанта А

На листи се уочавају кључни догађаји (означени посебним бојама) који су довели до правовремене прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже. Као што се може видети из листе догађаја, у овом сценарију напредне аутоматизације СН ЕД мреже реализовани систем је извршио реконфигурацију мреже у циљу рестаурације напајања за 8 секунди, што је далеко краће од случаја када је квар био на првој деоници. Важно је напоменути да у листи није било сигнала прораде идентификације проласка струје квара, будући да у овом случају није било квара на СН изводу. Временски ток прораде напредне аутоматизације приказан је на Слици 17.

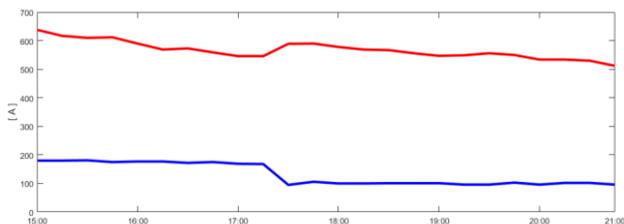


Слика 17. Временски ток прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају испада напојног вода или трансформатора – Варијанта А

На Слици 18 дати су дијаграми оптерећења СН извода припадајућег СН острва (Острво 2) и напојних трансформатора, на којима су приказана мерења са SCADA система са резолуцијом мерења од 15 минута. И са ових приложених дијаграма није могуће јасно уочити реаговања секвенци напредне аутоматизације, већ само промене оптерећења након извршења свих секвенци напредне аутоматизације СН ЕД мреже, будући да се догађај одиграо веома брзо.



а) Дијаграми оптерећења СН извода



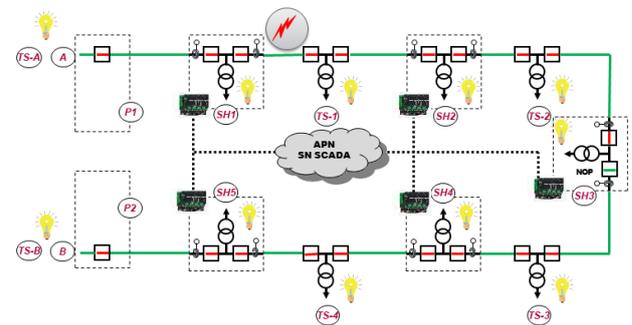
б) Дијаграми оптерећења напојних трансформатора

Слика 18. Дијаграми оптерећења СН извода и напојних трансформатора током прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају испада напојног вода или трансформатора – Варијанта А

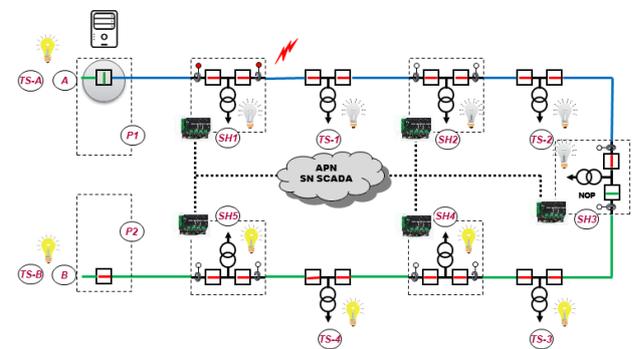
С обзиром на то да је био у питању неселективан испад услед паралелисања напојних СН водова, узрок испада је релативно брзо отклоњен, за време мање од 3 минута. Реаговање напредне аутоматике је и у овом случају довело до тога да су у веома кратком временском периоду напојени сви крајњи корисници дуж СН вода. Такође, важно је напоменути да услед рада напредне аутоматике нису значајно преоптерећени резервни правци напајања, као ни трансформатори који преузимају додатно оптерећење услед реконфигурације мреже. Овај случај је мање критичан него претходни, будући да је додатно

оптерећење преузимао трансформатор ВН/СН веће инсталисане снаге. За потребе анализе догађаја преузети су и регистровани записи прелазних појава током испада СН елемената са одређених МПЗУ, али због обима рада није их могуће презентовати. Извршене анализе испада недвосмислено указују да је неопходно вршити и анализу прелазних појава.

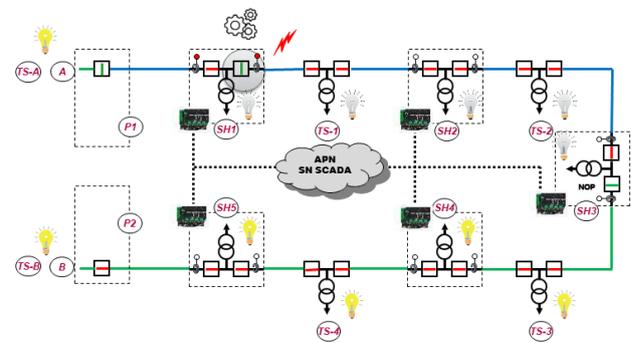
На Слици 19 приказан је сценарио рада напредне аутоматике СН ЕД мреже у случају квара на другој деоници у оквиру решења заснованог на Варијанти А. Код ове прораде решења напредне аутоматизације СН ДМ мреже имамо практично пет корака (секвенци). Такође, у циљу добијања комплетног увида у целокупан поступак лоцирања квара и рестаурације напајања свих крајњих корисника, приказани су сви кораци поступка.



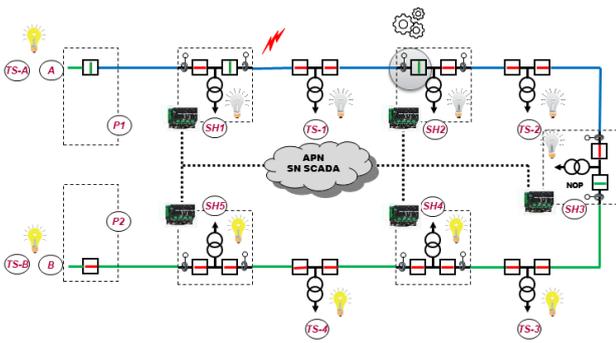
а) Појава квара



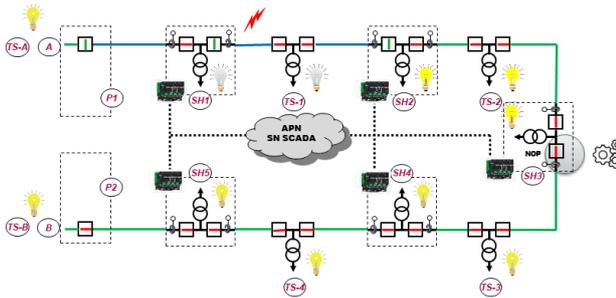
б) Реаговање заштите



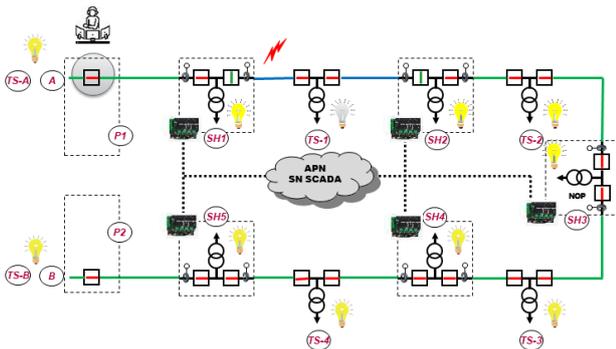
в) Прорада аутоматике – искључење дела мреже



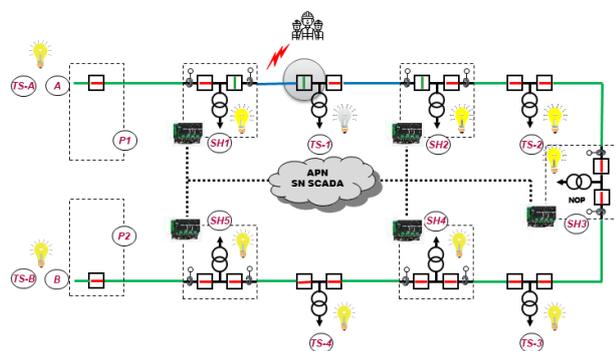
2) Прорада аутоматике – изолација друге деонице



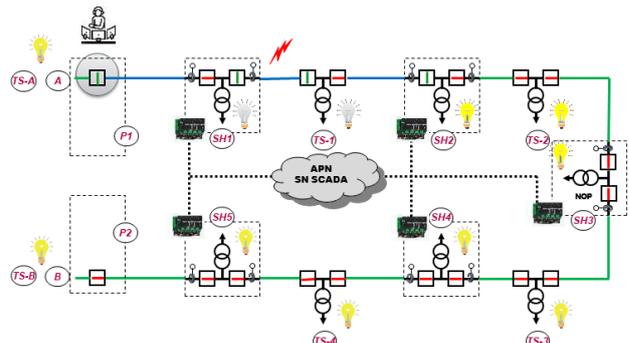
д) Рестаурација напајања дела СН извода



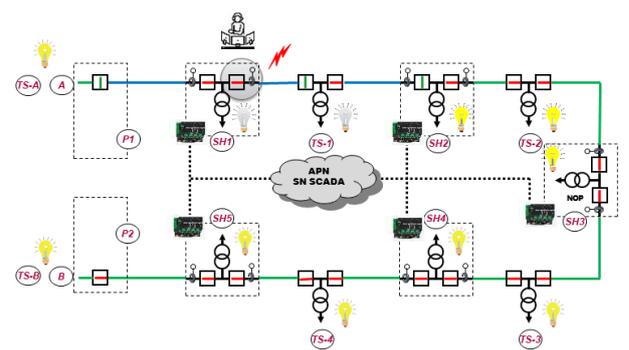
ђ) Укључење прве ТС СН/НН од стране диспечера



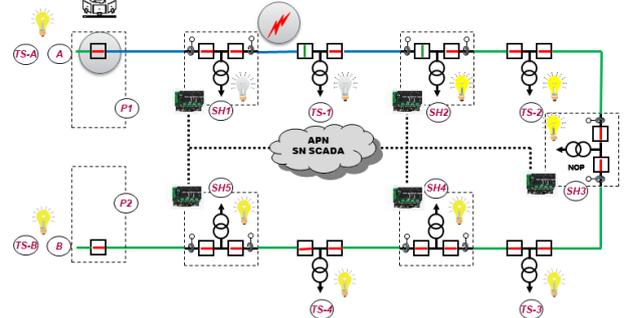
е) Искључење деонице од стране диспечерске екипе



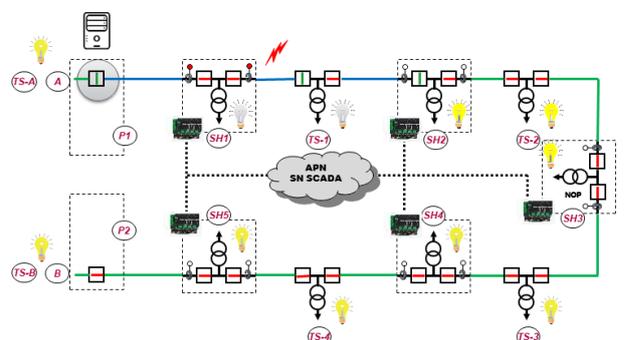
ж) Искључење напојене прве ТС СН/НН



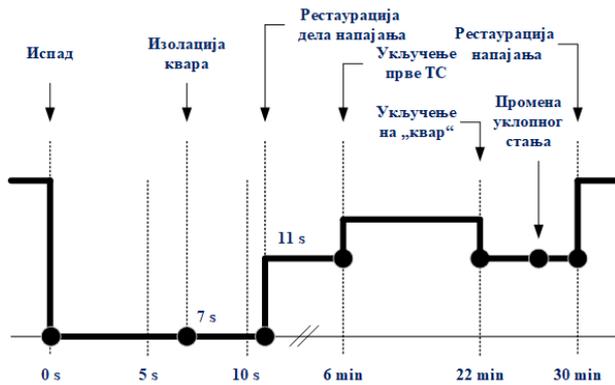
з) Укључење изводне хелије у првој ТС СН/НН



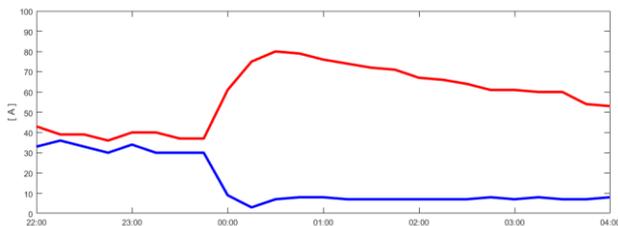
и) Укључење „на квар“ од стране диспечера



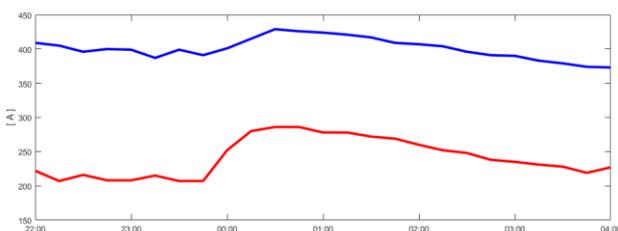
ј) Прорада заштите



Слика 21. Временски ток прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају квара на другој деоници СН извода – Варијанта А



а) Дијаграми оптерећења СН извода



б) Дијаграми оптерећења напојних трансформатора

Слика 22. Дијаграми оптерећења СН извода и напојних трансформатора током прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају квара на другој деоници СН извода – Варијанта А

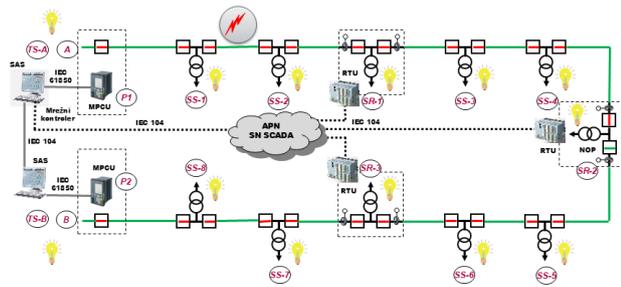
И са ових приложених дијаграма није могуће јасно уочити реаговања секвенци напредне аутоматизације, већ само промене оптерећења након извршења акција од стране диспечера у надређеном центру и диспечерских екипа на терену у циљу лоцирања деонице у квару и реставрације напајања преосталих крајњих купаца који су били погођени кваром.

У претходним делу приказана су три карактеристична случаја прораде реализованог решења напредне аутоматике Варијанте А, која се заснива на унапређеном концепту аутоматизације СН ЕД мреже, са већим степеном аутоматизације СН вода. Већи степен аутоматизације СН вода омогућава да се СН вод сегментира на више контролабилних деоница, што доводи до ефикасније изолатије места квара, као и реставрације напајања крајњим купцима погођених испадом. Као што је приказано, у случају квара на првој деоници, могуће је да се за релативно кратко време изврши ефикасна изолатија деонице погођене кваром, али и потпуна реставрација напајања свим крајњим купцима погођених тим испадом. Будући да је број испада на првим деоницама значајно велики у односу на кварове на осталим деоницама, пре свега због већег оптерећења којем су оне изложене, самим тим и успешност прораде са потпуним очекиваним ефектима је далеко већа.

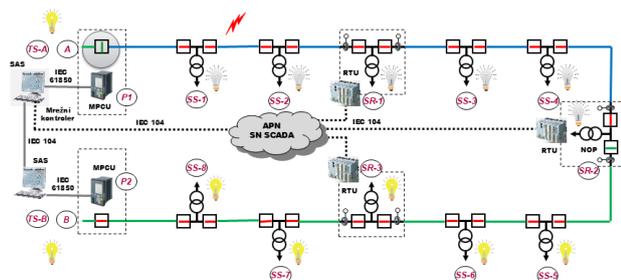
Када се примени решење напредне аутоматизације заснованог на Варијанти Б, тада се ово решење примењује на основном концепту аутоматизације СН ЕД мреже, али са значајно унапређеном комуникационом шемом и реализацијом надређеног мрежног контролера који контролише одређени део СН ЕД мреже.

Основни концепт аутоматизације СН ЕД мреже има више већих сегмената који обухватају већи број СН деоница са расклопним елементима ТС СН/НН који нису контролабилни. Овако сегментиран СН вод не омогућава у великој мери ефикасну реставрацију напајања крајњим купцима који су погођени кваром, будући да се изолатија деонице у квару и реконфигурација мреже у смислу потпуне реставрације постиже радом диспечерских екипа на терену. Због оваквог начина рада време реставрације је краће него у случају без решења аутоматизације СН ЕД мреже, али далеко од постављених циљева реконфигурације да се она изврши за неколико десетина секунди. Са становишта рада напредне аутоматике, уочавају се идентичне секвенце рада алгоритма реализованих у обе варијанте. Такође, уочава се да се реализовани систем у Варијанти Б заснива на далеко сложенијој комуникацији између компоненти реализованог решења, што је претходно напоменуто, на више места у раду.

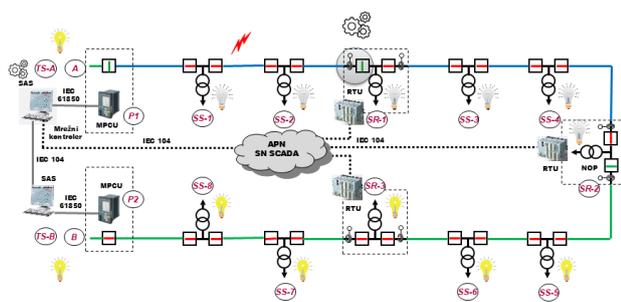
На Слици 23 приказане су само секвенце рада реализованог решења напредне аутоматизације Варијанте Б, закључно са секвенцом изолатије СН сегмента (више деоница) у квару, док друге секвенце које се односе на изолатију циљне СН деонице погођене кваром нису приказане из разлога обимности и присутне варијабилности у погледу која је деоница у оквиру СН сегмента погођена кваром.



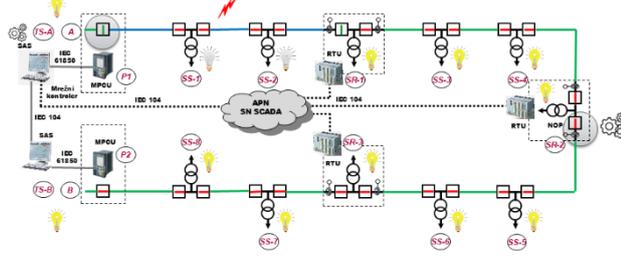
а) Појава квара



б) Реаговање заштите



в) Изолација квара (СН сегмента)



г) Рестаурација напајања дела погођених купаца

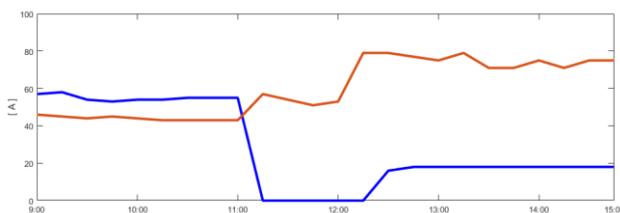
Слика 23. Пример рада напредне аутоматизације у случају квара на првом СН сегменту – Варијанта Б

На Слици 24 приказана је листа догађаја са SCADA система у случају квара на првом СН сегменту мреже за Варијанту Б. На листи се уочавају кључни догађаји у листи (означени посебним бојама) који су довели до правремене прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже, при чему у листи не постоје у овом решењу сигнали који се односе на међусобну комуникацију између даљинских станица, јер је алгоритам напредне аутоматизације реализован у надређеном мрежном контролеру. Са друге стране, у листи догађаја постоји већи скуп процесних информација, будући да је у овом случају напојна трансформаторска станица ВН/СН

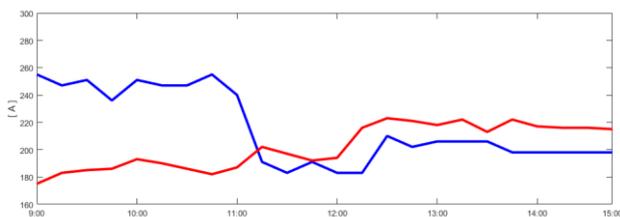
реализована са интегрисаним системом заштите и управљања са MPCU уређајима.

19.3.2025	11:07:17	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA POBUĐA	NASTANAK	
19.3.2025	11:07:17	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	TERMIČKA ZAŠTITA POBUĐA	PRESTANAK	
19.3.2025	11:07:17	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	ZEMUPOSIPNA ZAŠTITA POBUĐA	PRESTANAK	
19.3.2025	11:07:17	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	ZEMUPOSIPNA ZAŠTITA ISKLJUČENJE	NASTANAK	
19.3.2025	11:07:17	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	ISKATKOPSONA ZAŠTITA ISKLJUČENJE	BEGOVALA	
19.3.2025	11:07:17	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA ISKLJUČENJE	BEGOVALA	
19.3.2025	11:07:17	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	NIE PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:28	100028	2-626	K02	VOD	NAPON	NIE PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:28	100028	2-626	K02	TR3	NAPON	NIE PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:29	100043	2-626	K02	VOD	NAPON	NIE PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:31	100043	2-626	NU	DAS	NESTANAK NAPONA 24 V DC	NASTANAK	
19.3.2025	11:07:31	100043	2-626	NU	DAS	KVAR BATERIJE	NASTANAK	
19.3.2025	11:07:40	100043	2-626	K01	VOD	SKLOPNA RASTAVLJAČ	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100043	2-626	K02	VOD	NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100043	2-626	K03	TR3	NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100043	2-626	K02	VOD	NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100043	2-626	K02	VOD	SKLOPNA RASTAVLJAČ	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100043	2-626	NU	DAS	KVAR BATERIJE	PRESTANAK	
19.3.2025	11:07:50	100043	2-626	NU	DAS	NESTANAK NAPONA 24 V DC	PRESTANAK	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	NIE PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	POVATHI NAPON	PRISUTAN	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	UKLJUČI ZAHTJEVANA KOMANDA	
19.3.2025	11:07:50	100041	TS 110/10 kV Beograd 41	K15	VOD	PREKIDNA ZAŠTITA	ISKLJUČENJE	

На Слици 26 дати су дијаграми оптерећења СН извода припадајућег СН острва (Острво 2) и напојних трансформатора, на којима су приказана мерења са SCADA система са резолуцијом мерења од 15 минута. И са ових приложених дијаграма није могуће јасно уочити реаговања секвенци напредне аутоматизације, идентично као и у претходним случајевима, као и покушаји укључења СН извода од стране диспечера у центру управљања или диспечерских екипа на терену. Могуће је уочити само крајње промене оптерећења након извршења акција на микролокацији квара од стране диспечера у надређеном центру и диспечерских екипа на терену, у циљу лоцирања деонице у квару и рестаурације напајања преосталих крајњих купаца који су били погођени кваром.



а) Дијаграми оптерећења СН извода



б) Дијаграми оптерећења напојних трансформатора

Слика 26. Дијаграми оптерећења СН извода и напојних трансформатора током прораде напредне аутоматизације СН ЕД мреже у случају квара на првом сегменту СН извода – Варијанта Б

Изабрани пример веома реално приказује све проблеме при спровођењу процеса рестаурације и реконфигурације мреже у случају појаве квара на сегменту мреже који није аутоматизован, где решење напредне аутоматизације само делимично обави посао, док се коначно окончање процеса завршава ангажовањем екипа на терену, које је у значајној мери зависно од ситуације на терену (проблем саобраћаја, приступа објектима итд.).

7. ЗАКЉУЧАК

Напредна аутоматизација СН ЕД мреже је, кроз имплементацију два решења, базирана на различитим концептима водећих светских произвођача система и опреме за аутоматизацију СН ЕД мреже, показала сву своју супериорност у односу на решења аутоматизације претходних генерација. Иако је основни концепт аутоматизације кабловске СН ЕД мреже био у примени скоро две деценије, примењеним решењем недвомислено је показано да концепт аутоматизације треба унапредити кроз повећање

степену аутоматизације СН извода, а пре свега уградњом аутоматизованих ТС СН/НН на месту прве ТС на изводу, без обзира на то да ли је примењено решење интегрисаног система заштите и управљања у напојној трансформаторској станици. Примењена решења прокрчила су пут даљој еволуцији решења аутоматизације према крајњем циљу – концепту централизованог решења. У раду су приказани само карактеристични случајеви прораде решења напредне аутоматизације и даље праћење рада реализованих решења омогућиће даље побољшање рада примењених решења. Приказана решења по обухвату мреже су тренутно референтна у светским размерама, те добијени резултати свако представљају својеврстан „benchmark“ резултата који се постижу приликом рада система за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Вукотић, Д., Чоловић, Н., 2022, 3.01 – „Напредна аутоматизација СН ЕД мреже”, 13. Саветовање CIRED СРБИЈА 2022, Копаоник, Србија.
- [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] Произвођачка документација, 2021, Елаборат система за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже – SoG, Siemens
- [15] Произвођачка документација, 2021, Елаборат система за напредну аутоматизацију СН ЕД мреже – SHG, Schneider Electric

БИОГРАФИЈЕ



Душан Вукотић је рођен 1968. године у Београду. Дипломирао је на Електротехничком факултету у Београду 1993. године. На истом факултету је 1999. године магистрирао из области естимације

стања електродистрибутивне мреже. Запослен је од 1994. године у „Електродистрибуцији Београд”, која се сада организационо налази у оквиру „Електродистрибуције Србије” д. о. о. Београд. Тренутно обавља послове вишег аналитичара за пословне процесе управљања електродистрибутивним системом. Од 2001. године интензивно се бави аутоматизацијом СН ДМ мреже. ORCID: 0009-0005-3084-126X.



Бождар Ђирић је рођен 1970. године у Београду. Дипломирао је на Електротехничком факултету у Београду 1999. године. Запослен је од 2000. године у „Електродистрибуцији Србије” д. о. о. Београд, где и данас ради у Центру за ИКТ на радном месту главног стручног сарадника за SCADA и процесну технику.



Стојан Шишкоски је рођен 1969. године у Београду. Мастер студије завршио је на Техничком Факултету „Михајло Пупин” Универзитета у Новом Саду 2013. године. Запослен је у „Електродистрибуцији Србије” д. о. о. Београд у Служби за SCADA и процесну технику за ДП Београд на радном месту шефа Службе. ORCID: 0009-0002-9935-1187.

D. Vukotić¹, 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, 2025¹ Corresponding author: Dušan Vukotić, +381 64 834 2210E - mail: dusan.vukotic@es.rs

Данијел Давидовић^{1*}, Далибор Црноја¹, Сретен Давидов²

Идентификација фаза и прекида у нисконапонским мрежама на основу података о догађајима регистрованим у паметним бројилима

¹ Електро Љубљана д. д., Љубљана, Словенија² ЕИМВ, Љубљана, Словенија<https://doi.org/10.18485/epij.2025.3.2.3>

Стручни рад

Кључне поруке

- Паметна бројила омогућавају податке за контролу и мониторинг НН мрежа
- Паметна бројила могу омогућити аларме о прекидима на НН мрежи у реалном времену
- Подаци у реалном времену ће омогућити даљу оптимизацију процеса детекције прекида

Кратак садржај

Оператори дистрибутивног система (ОДС) суочавају се са разним изазовима у нисконапонским (НН) мрежама, који резултирају непредвидљивим варијацијама оптерећења и напона. Да би имао даљинско праћење НН мрежа, ОДС мора дигитализовати НН мреже увођењем паметних бројила. Паметна бројила су кључна за НН мреже јер омогућавају праћење и контролу различитих величина и функција попут напона, струје, снаге, потрошње, аларма итд. Паметна бројила су све напреднија и данас могу пружати податке у скоро реалном времену. Такви подаци омогућавају ОДС-у да открије различите догађаје на НН мрежи, као што су прекиди, преоптерећења, неуравнотеженост фаза и слично. Поред тога, уз комуникацију у реалном времену путем паметних бројила, ОДС може осигурати континуитет процеса.

Овај рад представља идентификацију фаза и прекида у НН мрежама на основу података у вези са догађајима које региструју паметна бројила. Очекивани доприноси рада су:

- повезивање догађаја из података паметних бројила са догађајима укључења и искључења како би се утврдили јединствени прекиди за извештавање;
- могућност идентификације фаза за кориснике са једнофазним прикључком коришћењем информација о прекидима у напајању;
- коришћење информација из паметних бројила у реалном времену и испитивање поузданости комуникације при агрегирању података о прекидима на НН мрежама.

Кључне речи

Аларми, бројила, догађаји, идентификација фаза, НН мреже, прекиди

Напомена:

Овај чланак представља проширену, унапређену и додатно рецензирану верзију рада „Идентификација фаза и испада у НН мрежама заснована на догађајима са подацима паметних бројила“, награђеног у Стручној комисији СТК-4 Дистрибуирана производња и ефикасно коришћење електричне енергије, на 14. Саветовању CIRED Србија, Копаоник, 16-20. септембра 2024.

Примљено: 29. октобар 2024.

Рецензирано: 20. мај 2025.

Измењено: 5. јун 2025.

Одобрено: 6. јун 2025.

*Кореспондирајући аутор: Данијел Давидовић, 00386 30 716 818

Имејл: Danijel.Davidovic@elektro-ljubljana.si

1. УВОД

Паметна бројила са свим доступним подацима и паметним функцијама воде дигитализацију у нисконапонским (НН) мрежама. Паметна бројила могу донети велику вредност операторима дистрибутивног система (ОДС) и крајњим корисницима. У данашње време, паметна бројила се користе за праћење НН мрежа, укључујући откривање одступања напона, прекида мрежних линија, грешака, као и техничких и нетехничких губитака итд., [1]. Паметна бројила су наши сензори у НН мрежи, а њихово коришћење нам омогућава да проценимо виталне варијабле НН мреже, као што су напони и снага. Електро Љубљана д. д. свакодневно прикупља податке са паметних бројила у мерном центру. Са већине дигиталних бројила подаци се прикупљају једном дневно, а са неких паметних бројила подаци се прикупљају готово у реалном времену путем тачка-тачка (*point-to-point*, P2P) комуникације мобилне мреже. Изведена мерења се прикупљају, анализирају и користе у различите сврхе. Основна сврха је израчунавање потрошње и генерисане снаге, док се други метрички подаци користе за квалитет снабдевања електричном енергијом, [2]. За мониторинг НН мреже на неким од трансформаторских станица тренутно се користе аларми и регистровани догађаји. Догађаји су историјски подаци који се користе за идентификацију фаза и контролу инцидената у НН мрежи који су се већ десили. Догађаји могу бити подељени у више група. Догађаји у вези са квалитетом електричне енергије могу послужити за пружање већег задовољства потрошачима, поготово уколико се догађаји анализирају помоћу вештачке интелигенције, [3]. Аларми су информације у реалном времену које омогућавају локализацију прекида у НН мрежи. Аларми омогућавају оптимизацију процеса у будућности. Коришћењем аларма могуће је детектовати испаде у НН мрежи и информацију искористити за обавештење свих потрошача који су због испада остали без електричне енергије. Систем који шаље информације потрошачима о испадима помоћу података са паметних бројила и алгоритама за анализу тих података већ успешно користе неке од дистрибуција. Једна таква дистрибуција је из Скандинавије где паметна бројила шаљу аларме услед испада и та иста обавештења добијају потрошачи, [4]. Даље, аларми омогућавају и боље дефинисање локације испада и врсту квара. Са алармима ће убудуће бити могуће аутоматско креирање налога за рад и смањивање дужине трајања прекида напајања. Употребом нове вештачке интелигенције биће омогућена аутоматизација која се данас чини недоступном.

Сврха овог рада је да подстакне процес који ће омогућити разумевање параметризације паметних бројила, како би се видело како се догађаји активирају и да се открије да ли постоје могући помаци у времену од стране паметног бројила. На тај начин,

комуникација и квалитет испоруке података могу се проверити и повезати са ADMS-ом (*Advanced Distribution Management System*), активираним инцидентима са догађајима који су се догодили на страни паметног бројила. На пример, инцидент забележен на средњенапонском изводу може се потврдити догађајима регистрованим у паметним бројилима на НН мрежи. Догађаји могу бити планирани и непланирани. Подаци из паметних бројила откривају догађаје који су се десили у НН мрежи и могу се користити за контролу и мониторинг НН водова.

У овом раду представљамо повезивање догађаја регистрованих у паметним бројилима са укључивањем и искључивањем напајања, како бисмо одредили јединствене догађаје прекида за извештавање. Наш циљ је одредити могућу идентификацију фаза корисника са једнофазним прикључком на мрежу, користећи информације о укључивању и искључивању напајања или догађаје прекида фаза. На крају, користимо информације о алармима из паметних бројила у реалном времену и истражити поузданост комуникације при агрегирању података о прекидима НН водова. У будућности се на анализираном подручју очекује већа употреба паметних бројила која могу да шаљу податке и аларме у реалном времену. На тај начин лакше ће бити упоредити податке паметних бројила са мерних места потрошача са подацима паметних бројила у трансформаторској станици. Због тачнијих информација у реалном времену идентификација фаза биће много лакша. Исто тако, убудуће се очекује много већа употреба вештачке интелигенције у смислу анализа података и аутоматизације дефинисања инцидената у НН мрежи.

Рад је структуриран на следећи начин: у Поглављу 2 представљамо како радимо идентификацију испада на основу догађаја, у Поглављу 3 описујемо аларме догађаја и у Поглављу 4 дајемо закључке овог рада.

2. ИДЕНТИФИКАЦИЈА ИСПАДА НА ОСНОВУ ДОГАЂАЈА

Информације паметних бројила о регистрованим догађајима обећавајуће су за мониторинг НН мреже, јер пружају податке о различитим инцидентима у НН мрежама. Догађаји могу пружити информације о одступањима напона, па чак и о прекидима у напајању, [5]. Догађаји су историјски подаци и обично се користе за анализу прошлих инцидената или за спречавање прекида или инцидената у будућности. У Електро Љубљани д. д. користимо догађаје и за контролу извештавања о прекидима и за идентификацију фаза на паметном бројилу. Идентификација фаза може се обезбедити и са анализом 10-минутних дијаграма напона. Што је већа грануларност података напона, то је лакше урадити идентификацију једнофазних потрошача. За такве анализе препоручено је употребљивати једноминутни дијаграм напона. Ти исти подаци могу се употребити и за детекцију других грешака у НН мрежи, [6].

2.1 Повезивање догађаја из података паметних бројила са укључивањем и искључивањем напајања ради утврђивања јединствених догађаја прекида за извештавање

У Електро Љубљани д. д. покушавамо да повежемо инцидент на терену са подацима паметних бројила. Догађаји могу бити планирани због радова на одржавању у НН мрежи или непланирани прекиди. Историјски подаци паметних бројила омогућавају нам да анализирамо прошле инциденте. Од доступних података паметних бројила користимо догађаје о искључивању напајања, укључивању напајања, недостатку напона по фазама и о нормалном напону по фазама. Сви догађаји се прикупљају са временским ознакама. На пример, ако на трансформаторској станици добијемо ADMS-ов извештај о квару на једној фази, догађаји са паметних бројила могу показати да је заправо дошло до потпуног прекида на целој НН линији са трансформаторске станице. На тај начин детектујемо и можемо контролисати нетачне ADMS-ове извештаје које достављају радници на терену о инцидентима, а даљом анализом можемо чак детектовати повезаност фаза паметних бројила и прикључака корисника са једном фазом.

2.2 Могућа идентификација фаза корисника са једном фазом коришћењем информација о укључивању и искључивању напајања или догађајима прекида фаза

Овај рад истражује изводљивост идентификације корисника са једнофазним прикључком анализом информација о укључивању и искључивању напајања, као и о догађајима у вези са прекидима фаза. Истражујући обрасце у прекидима снабдевања, као што су узастопни догађаји искључивања напајања или прекиди фаза, циљ нам је да утврдимо на коју од фаза система су прикључени монофазни корисници. Ови догађаји нам пружају драгоцене увиде за ефикасно управљање и оптимизацију НН мреже, чиме се побољшава поузданост услуга и задовољавају јединствене потребе корисника са једнофазним прикључком.

Да бисмо утврдили на коју фазу је повезан корисник са једнофазним прикључком, било је потребно тестирати и разумети параметризацију паметног бројила. На пример, ако се региструје догађај прекида фазе, регистрација паметног бројила за кориснике са једном фазом (L1), Слика 1, активира се догађајем искључивања напајања и поновног успостављања напајања једне фазе, али не долази до евидентирања догађаја искључивања напајања потрошача.

За трофазно паметно бројило, на Слици 2 можемо видети да уколико је једна фаза искључена, вредност напона опада на нулу.

	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

Слика 1. Искључивање напајања код једнофазних потрошача

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

Слика 2. Напон фазе опада на нулу у случају прекида једне фазе

Када се фазе искључују једна по једна, коначни догађај искључивања напајања ствара се када су све три фазе искључене. Овај догађај се затим шаље у центар управљања. То нам омогућава да ефикасније постављамо упите и претражујемо базу података за конкретне догађаје, чиме можемо одредити фазу на коју је повезан корисник са једнофазним прикључком. На Слици 3 можемо видети конкретне догађаје искључивања напајања када се фазе искључују једна по једна.

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

Слика 3. Коначни догађај искључивања и поновног укључивања напајања

3. ИДЕНТИФИКАЦИЈА ДОГАЂАЈА ЗАСНОВАНА НА АЛАРМИМА

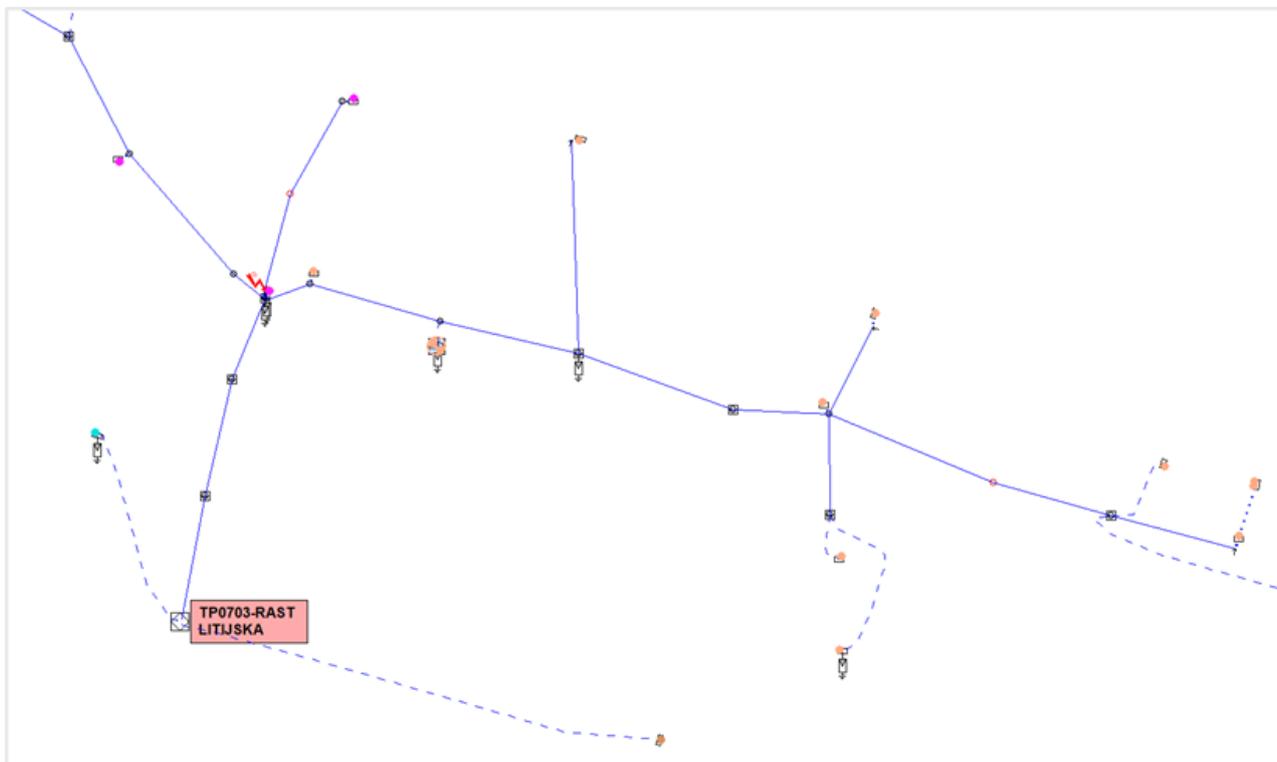
Идентификација догађаја заснована на алармима могућа је за паметна бројила која омогућавају прикупљање информација у реалном времену. У

нашем случају, одлучили смо да тестирамо аларме на трансформаторској станици („Раст литијска”) са 15 мерних тачака. На Слици 4 можемо видети трансформаторску станицу са три НН извода. На свакој од мерних тачака су инсталирана паметна бројила са 4G модулима који омогућавају пренос информација у реалном времену. Циљ је био да се покаже могућност детекције прекида са алармима и идентификација фаза.

3.1 Коришћење информација из паметних бројила са алармима у реалном времену за утврђивање поузданости комуникације у агрегирању прекида нисконапонских доводних линија

Да би детектовале аларме, дистрибутивне компаније морају припремити одговарајући систем, *Head-End-System* (HES) и паметна бројила како би успоставиле комуникациони пут за информације у реалном времену. У случају Електро Љубљане д. д. смо у HES поставили функционалности „*Push-on-Alarm*” (PoA) и „*Push-on-PowerDown*” (PoPD) за P2P бројила.

Сврха PoA је слање аларма у HES, чим се они појаве у регистру аларма. Када HES прими одређени аларм, активира се процес који ресетује дескриптор и регистре, чита све догађаје са бројила и чува их у бази података (*Data Base, DB*). Аларми ће бити активирани и послати HES-у када се догоди један од следећих догађаја приказаних на Слици 5.



Слика 4. Нисконапонска трансформаторска станица „Раст литијска”

B1	Power resume	<input checked="" type="checkbox"/>
B2	Voltage missing phase L1	<input checked="" type="checkbox"/>
B3	Voltage missing phase L2	<input checked="" type="checkbox"/>
B4	Voltage missing phase L3	<input checked="" type="checkbox"/>
B5	Voltage normal phase L1	<input checked="" type="checkbox"/>
B6	Voltage normal phase L2	<input checked="" type="checkbox"/>
B7	Voltage normal phase L3	<input checked="" type="checkbox"/>

Слика 5. Одабрани догађаји за активирање аларма

Унутар аларма, догађај „Потпуни прекид напајања” није укључен, јер се шаље као RoPD користећи функционалност „last gasp”, и даље је означен као аларм. Пошто је бројило недоступно у тренутку „Потпуног прекида напајања”, не можемо активирати читање догађаја. HES шаље обавештење ADMS-у, а чим се бројило повеже на мрежу APN (*Access Point Name*), остали аларми се шаљу, а процес за читање свих догађаја се активира.

Са оваквим информацијама у реалном времену, ADMS омогућава праћење НН мреже уз помоћ паметних бројила и HES-а. На Слици 6 можемо видети обавештење HES-а о послатом аларму. На Слици 7 можемо видети примере аларма који су тестирани на трансформаторској станици на једној мерној тачки.

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)

Слика 6. Слање „Push” обавештења ADMS-у

Alarms (14)					
Alarms					
Date	Name	Id	Date	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

Слика 7. Аларми на HES-у

Кроз тестирање на трансформаторској станици (ТС) имали смо различите тест-сценарије:

- прекид напајања на једној мерној тачки;
- прекид једне фазе на једној мерној тачки;
- прекид НН линије са ТС;
- прекид једне фазе на НН линији са ТС;
- прекид две фазе на НН линији са ТС;
- прекид напајања ТС.

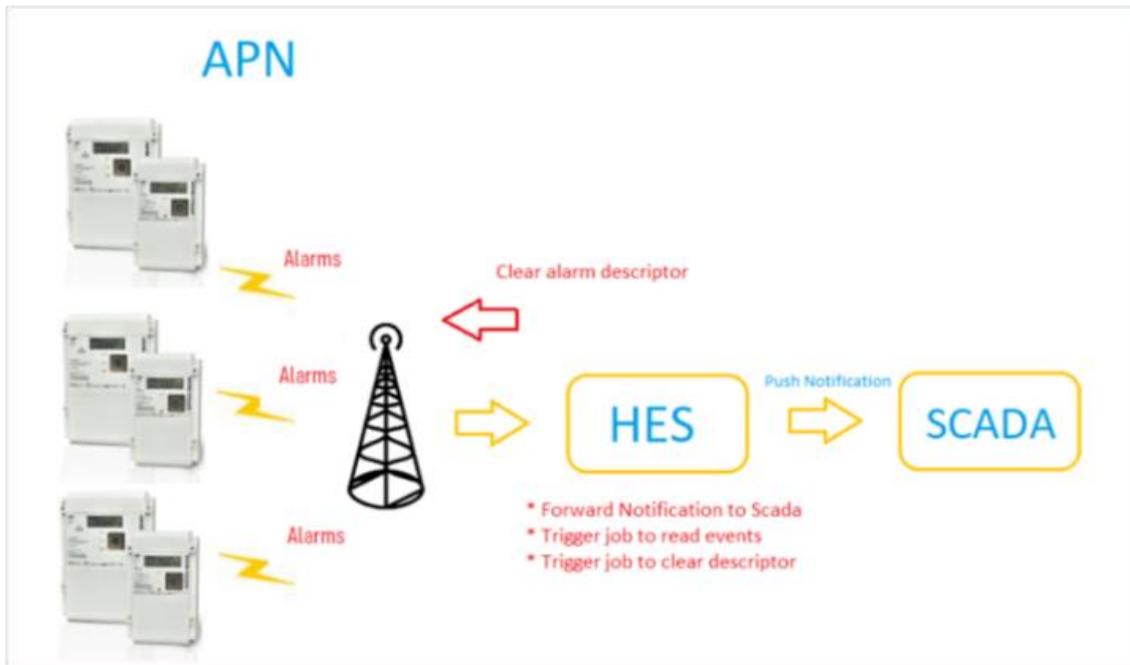
Сви тестови су били успешни, и у сваком тест-сценарију добили смо аларме у ADMS-у који су испунили наш циљ. Са оваквим информацијама, прекиди ће у будућности бити детектовани одмах када се догоде, омогућавајући нашим радницима на терену да смање време опоравка у НН мрежи.

3.2 Комуникациони пут

На Слици 8 можемо видети успостављени комуникациони пут за аларме паметних бројила у случају Електро Љубљане д. д. Очекује се да ће се свакодневно прикупљати око 5.000 аларма, што ће помоћи ADMS-у у праћењу и управљању дистрибутивном мрежом. Да би се управљало оваквим бројем аларма, систем ће захтевати додатну аутоматизацију и интеграцију са системом за радне налоге.

4. ЗАКЉУЧАК

У овом раду представили смо могућности за утврђивање прекида и идентификацију фаза користећи историјске податке паметних бројила. Такође, приказали смо унапређење прикупљањем података у реалном времену. Са подацима у реалном времену добијамо још корисније информације које омогућавају даљу аутоматизацију процеса. Без аутоматизације система за обраду аларма и система радних налога, мониторинг мерних података у реалном времену, као што су аларми, биће немогућ. Све функционалности савремених ADMS-ова за вођење и управљање мрежом јесу (или ће бити) зависни од улазних података паметних бројила. У будућности се очекује да ће подаци о прекидима аутоматски генерисати радне налоге, а информације ће се слати и потрошачима. Овом информационом аутоматизацијом смањимо непотребне телефонске позиве, оптимизовати процесе детекције прекида и, што је најважније, повећати квалитет напајања и задовољство потрошача. Са фазном идентификацијом остварујемо даље побољшање дигиталног модела дистрибутивне НН мреже и равномернију расподелу оптерећења по фазама.



Слика 8. Комуникациони пут

ЛИТЕРАТУРА

- [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)

БИОГРАФИЈЕ

Данијел Давидовић је рођен 1994. године у Љубљани. Дипломирао је на Факултету за електротехнику Универзитета у Љубљани године 2016. и исте године после дипломирања запослио се у Електро Љубљани д. д., у одељењу за мерење. Ту ради и данас као вођа одељења за мерне справе. Године 2022. стекао је и звање мастер пословних наука на Економском факултету Универзитета у Љубљани. ORCID: 0009-0009-1967-3276.

Далибор Црноја је рођен 1979. године у Љубљани, где је и стекао звање инжењер телекомуникација и запослио се у Телекому Словенија, где је радио 13 година. Године 2019. запослио се у Искраемеку, где се први пут срео са концептом паметног мерења. Од 2023. наставља своју радну каријеру у Електро Љубљани д.д. ORCID: 0009-0007-0758-4837.

Сретен Давидов је рођен у Неготину, Северна Македонија, 1989. године. Дипломирао је на ФЕИТ-у у Скопљу, 2012. године, а мастер студије је завршио на Факултету за електротехнику Универзитета у Љубљани 2014. године и докторирао на истом факултету из подручја електротехнике и електроенергетике 2018. године. Тренутно ради у ЕИМВ-у у Љубљани, Словенија. 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, 2024Reviewed: May 21st, 2025Modified: June 5th, 2025Accepted: June 6th, 20205.

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

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

УДК: 621.316(497.16)

Катарина Ковачевић¹, Урош Огњеновић¹

Предвиђање регулаторно дозвољеног прихода у функцији општих показатеља квалитета функционисања дистрибутивног система

¹ Црногорски електродистрибутивни систем, Подгорица, Црна Гора*<https://doi.org/10.18485/epij.2025.3.2.4>

Стручни рад

Кључне поруке

- У зависности од остварених и циљних параметара квалитета, приход се увећава или смањује
- Фактор квалитета има ефекат кашњења у просјеку од четири године
- Улагања у мрежу додатно добијају на значају

Кратак садржај

Почевши од 1. 1. 2027. године, регулаторно дозвољени приход оператора дистрибутивног система у Црној Гори зависиће од циљних вриједности општих показатеља квалитета функционисања дистрибутивног система. У овом раду је описана Методологија за утврђивање регулаторно дозвољеног прихода и цијена за коришћење дистрибутивног система електричне енергије, односно дио који се односи на циљне вриједности општих показатеља квалитета. Дат је осврт на историјске податке, извршено поређење са доступним подацима сличних система и предвиђање општих показатеља функционисања дистрибутивног система за 2025. годину, у циљу процјене регулаторно дозвољеног прихода дистрибутивног система за период 2027–2029. године. Циљ рада је анализа утицаја различитих нивоа циљних вриједности општих показатеља по регулаторно дозвољени приход оператора дистрибутивног система. На крају су дати закључци на основу добијених резултата.

Кључне ријечи

Оператор дистрибутивног система, општи показатељи квалитета, регулаторно дозвољени приход

Примљено: 9. јун 2025. Рецензирано: 1. јул 2025.

Измењено: 3. јул 2025. Одобрено: 4. јул 2025.

*Кореспондирајући аутор: Катарина Ковачевић, +382 67 758 369

Е-mail: katarina.kovacevic@cedis.me

Напомена:

Овај чланак представља проширену, унапређену и додатно рецензирану верзију рада „Процјена утицаја општих показатеља квалитета функционисања дистрибутивног система на регулаторно дозвољени приход“, награђеног у Стручној комисији СТК-5 Планирање дистрибутивних система на 14. Саветовању CIRED Србија, Копаоник, 16-20. септембра 2024.

1. УВОД

Методологијом за утврђивање регулаторно дозвољеног прихода и цијена за коришћење дистрибутивног система електричне енергије (у даљем тексту: Методологија) утврђују се услови, начин и поступак утврђивања регулаторно дозвољеног прихода и цијена оператора дистрибутивног система, алокација регулаторно дозвољеног прихода на кориснике система, елементи за обрачун и начин израчунавања цијена по којима се плаћају услуге дистрибуције електричне енергије, [1].

Почевши од 1. 1. 2027. године, регулаторно дозвољени приход (РДП) оператора дистрибутивног система у Црној Гори зависиће од циљних вриједности општих показатеља квалитета функционисања дистрибутивног система. Наведено је устаљена пракса и у другим земљама, [2].

Поставља се питање како ће наведена методологија утицати на приходе оператора дистрибутивног система. На основу остварених и циљних вриједности параметра SAIDI (*System Average Interruption Duration Index* – просјечно трајање прекида у напајању по купцу) током регулаторног периода 2027–2029. године биће одређен фактор квалитета који ће директно утицати на РДП током регулаторног периода 2030–2032. године.

У складу са Методологијом и начином прорачуна фактора квалитета, у овом раду извршен је прорачун са претпоставком да Методологија ступа на снагу 2027. године, а на основу параметра квалитета који се прорачунава у складу са остварењима за период 2022–2025. године. С обзиром на то да је 2025. година у тренутку писања овог рада дјелимично завршена, параметар SAIDI је прорачунат коришћењем машинског учења, односно модела *Random Forest*.

Сектор дистрибуције је регулисана дјелатност чија имплементација варира у зависности од локалних потреба, регулатива и закона. Традиционална регулатива дистрибутера електричне енергије заснива се на трошковима, обезбјеђујући тарифе које укључују поврат улагања у инфраструктуру и покривање оперативних трошкова. Ова метода је често критикована јер подстиче прекомјерна капитална улагања, а занемарује ефикасност. Насупрот томе, регулатива заснована на перформансама (*Performance Based Regulation*, PBR) омогућава тарифни оквир који награђује боље перформансе, при чему регулатори могу користити различите приступе: ограничења цијена, ограничења прихода или механизме везане за поузданост и еколошке перформансе. Код модела с ограничењем максималне добити (*revenue-cap*), приход оператора више није директно везан за обим продаје, чиме се елиминише подстицај за повећање потрошње. Умјесто тога, ОДС је мотивисан да смањује трошкове и побољша ефикасност, уз истовремене механизме контроле квалитета услуге како би се спријечило нарушавање поузданости. PBR се може користити да би се постигли бројни циљеви јавне политике – укључујући контролу трошкова, квалитет услуге, управљање ресурсима и подстицање иновација

у мрежи, [3]. Примјера ради, сектор дистрибуције електричне енергије у Финској регулише се моделом регулације стопе повраћаја који је осмислила и спроводи Финска енергетска агенција (ФЕА), а који одређује разумну стопу повраћаја примјеном модификоване методе пондерисаног просјечног трошка капитала (*Weighted Average Capital Costs*, WACC) на прилагођени капитал и каматоносни дуг дистрибутера. Овај регулаторни оквир, који је на снази од измјена Закона о тржишту електричне енергије из 2013. године, омогућава дистрибутерима стално високе стопе повраћаја упркос ниском ризику који носи њихова монополистичка позиција, [4]. У [5] обрађени су различити модели регулаторних оквира ОДС-а. Нови модели су потребни с обзиром на трансформацију дистрибутивних система из пасивних у активне, како би оператор успјешно одговорио на нове захтјеве са којима ће се суочити, те како би створио вриједност за своје потрошаче и партнере, [6]. Оператори дистрибутивног система морају промијенити свој пословни фокус како би задржали профитабилност пословања. Пренос електричне енергије не смије бити једини извор прихода. Постоје и друге активности које стварају вриједност, а које истовремено чине операторе мање рањивим и зависним од једног извора прихода. Развијањем нових пословних активности, односно диверсификацијом пословног модела, и трансформацијом мрежа у активне мреже, оператори могу превазићи пад прихода од преноса, [7].

Циљ овог рада је анализа утицаја дијела Методологије који тек треба да ступи на снагу, а који се односи на циљне параметре, како би оператор дистрибутивног система на вријеме развио стратегију за смањење вриједности (тј. побољшање) датих параметара, сходно чему би се уједно добила слика могућих опсега РДП-а.

2. ЕЛЕМЕНТИ РЕГУЛАТОРНО ДОЗВОЉЕНОГ ПРИХОДА

Регулаторно дозвољени приход, који се остварује обављањем енергетске дјелатности на годишњем нивоу, RDP_{t+n} , израчунава се примјеном следеће формуле и исказује у еврима (€), [1]:

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

гдје су TP_{t+n} – трошкови пословања за енергетску дјелатност, A_{t+n} – амортизација утврђена за регулаторне потребе, PS_{t+n} – поврат средстава, K_{t+n} – корекције по основу одступања остварених енергетских и финансијских величина од утврђених, израчунате у складу са правилима којима се уређује начин вршења корекција, $n = 1, 2, \dots, k$, k – број година регулаторног периода.

Регулаторно дозвољени приход који се транспонује у цијене, RDP_{t+n}^{TUT} , израчунава се примјеном следеће формуле и исказује у еврима (€), [1]:

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

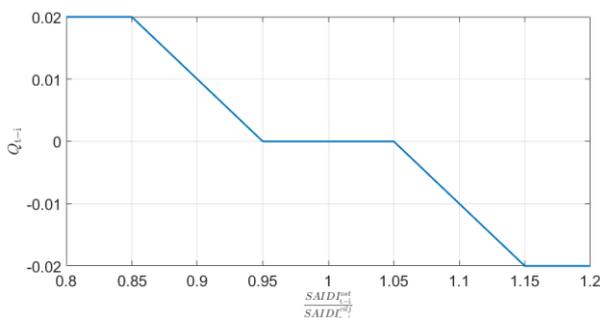
гдје су RDP_{t+n} – регулаторно дозвољени приход, OP_{t+n} – утврђени остали приходи, FK_{t+n} – фактор за квалитет.

Фактор за квалитет FK_{t+n} квантификује ниво оствареног квалитета у посљедњој години претходног регулаторног периода и у свим годинама текућег регулаторног периода за које постоје коначни подаци и израчунава се примјеном следеће формуле, [1]:

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

гдје су $SAIDI_{t-i}^{cilj}$ – циљна вриједност општег индикатора квалитета за посљедњу годину претходног регулаторног периода и све године текућег регулаторног периода за које постоје коначни подаци, која је утврђена правилима којима се уређује минимум квалитета испоруке и снабдијевања електричном енергијом, а $SAIDI_{t-i}^{ost}$ – остварена вриједност општег индикатора квалитета у посљедњој години претходног регулаторног периода и свим годинама текућег регулаторног периода за које постоје коначни подаци, израчуната у складу са правилима којима се уређује минимум квалитета испоруке и снабдијевања електричном енергијом.

На Слици 1 графички је приказана зависност Q од односа $SAIDI_{t-i}^{ost}$ и $SAIDI_{t-i}^{cilj}$.



Слика 1. Зависност фактора квалитета од односа оствареног и циљног SAIDI-ја

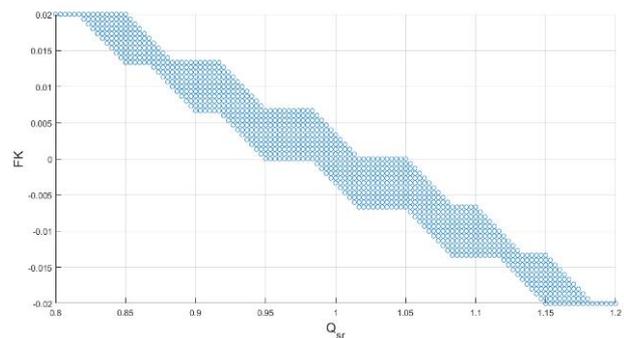
$$FK_{t+n} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m Q_{t-i}, \quad (3)$$

гдје су $i = 1, \dots, m$, m – број година текућег регулаторног периода, Q_{t-i} – параметар квалитета у посљедњој години претходног регулаторног периода и свим годинама текућег регулаторног периода за које постоје коначни подаци, који се израчунава примјеном следеће формуле, [1]:

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

Вриједност Q за све године до 1. јануара 2026. године једнака је нули.

На Слици 2 дата је зависност FK од средње вриједности Q , Q_{sr} , за трогодишњи период. Са слике се јасно види могући опсег FK за различите вриједности Q , гдје је максимална вриједност FK 0,02 (за $0,8 < Q_{sr} < 0,85$), а минимална вриједност -0,02 (за $1,15 < Q_{sr} < 1,2$).



Слика 2. Опсег вриједности FK

На Слици 3 дат је преглед регулаторних периода за период 2022–2032. по тренутној методологији и након корекција. Важно је напоменути да је 2026. година придружена регулаторном периоду 2023–2025. године за потребе овог рада, а у складу са формулом (3). Остаје да се види на који начин ће се 2026. третирати у потенцијалним измјенама у Методологији.



Слика 3. Преглед регулаторних периода

У Табели I и на Слици 4 дате су остварене вриједности SAIDI за период 2018–2024. и пројектована вриједност за 2025. годину, које су подијелене на непланирани SAIDI по одговорностима (VS – виша сила, TL – треће лице, CGES – Црногорски електропреносни систем) и планирани SAIDI. Пројектоване вриједности су добијене коришћењем машинског учења (*Random Forest*), на основу историјских вриједности планираног и непланираног SAIDI. *Random Forest* је ансамбл метода у машинском учењу која користи велики број стабала одлучивања како би се побољшала тачност предикција. Свако

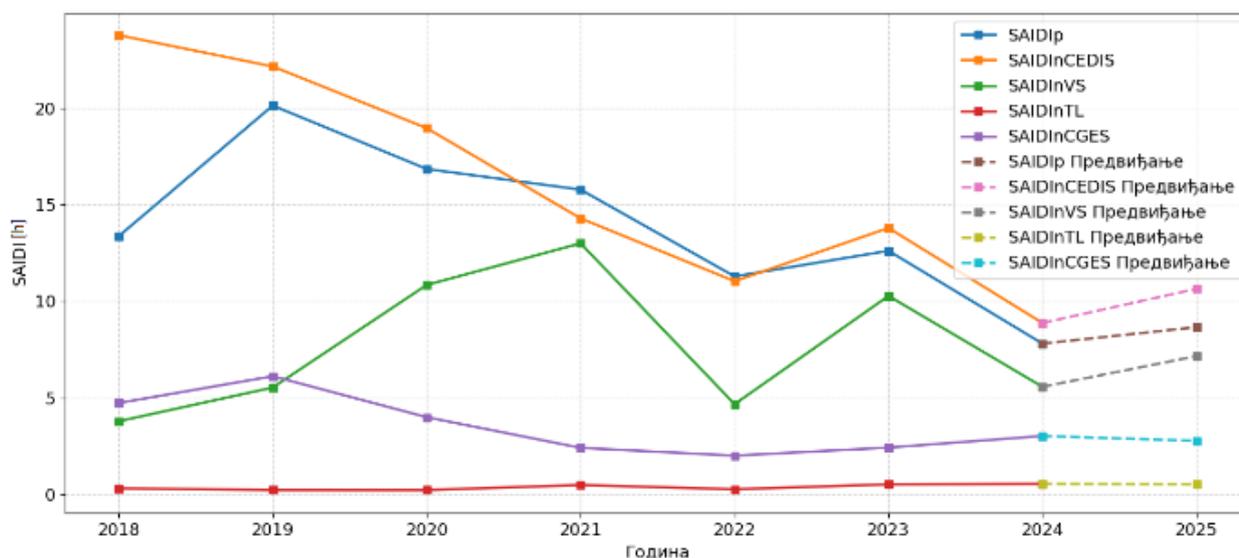
стабло у шуми тренира се на насумичном подскупу података и користи насумичан подскуп карактеристика при гранању. Коначна одлука се доноси гласањем свих стабала – за класификацију се бира класа са највише гласова, а за регресију се узима просјечна вриједност. Тиме се смањује претренираност и побољшава робустност модела. Ова метода је одабрана због своје популарности и једноставне примјене у задацима регресије, посебно када се предвиђа вриједност унутар опсега историјских података.

На основу остварења планираног SAIDI за прва четири мјесеца 2025. године извршена је корекција пројектованог SAIDI_p множењем са фактором 0,9, будући да су остварења нижа од вриједности добијених моделом.

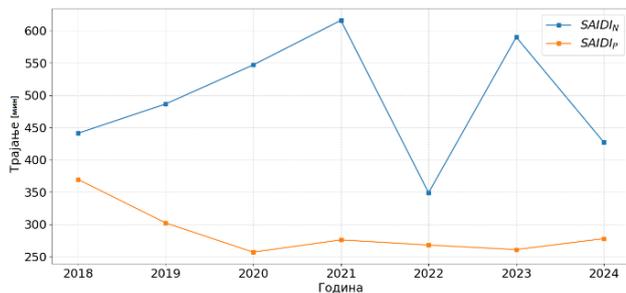
Ради поређења, на Слици 5 дат је приказ параметра SAIDI за дистрибутивну мрежу Србије у периоду од 2018. до 2024. године, [8].

Табела I Остварене вриједности SAIDI (2018–2024) и пројектоване вриједности (2025)

Година	SAIDI _n [h]	SAIDI _{nCGES} [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



Слика 4. Остварене вриједности SAIDI (2018–2024) и пројектоване вриједности (2025)



Слика 5. Историјски преглед параметра SAIDI (дистрибутивна мрежа Србије)

3. ПРОРАЧУН РДП-а ЗА ПЕРИОД 2027–2029. ПРИЈЕ КОРЕКЦИЈА

Регулаторно дозвољени приход оператора дистрибутивног система представља укупни годишњи приход од регулисане енергетске дјелатности који покрива укупне оправдане трошкове пословања, укључујући и обавезе из потврђених међународних уговора, а који Регулаторна агенција за енергетику и регулисане комуналне дјелатности утврђује на основу анализе захтијеваних трошкова пословања, амортизације и поврата средстава, уз примјену одговарајуће корекције по основу одступања енергетских и финансијских вриједности у односу на примјењене у претходном периоду. Прописано је да се у цијене и накнаде по којима корисници система плаћају електричну енергију и услуге транспонује регулаторно дозвољени приход, умањен за одговарајуће остале приходе од енергетске дјелатности, у складу са Методологијом.

У Табели II дат је преглед РДП-а по годинама у периоду од 2017. до 2029. године, представљеног по појединачним елементима и у укупном износу. Одлукама о утврђивању регулаторно дозвољеног прихода и цијена за коришћење дистрибутивног система електричне енергије одређен је регулаторно дозвољени приход за периоде 2017–2019, 2020–2022, 2024–2025, док се за 2023. годину, Одлуком о утврђивању привремених цијена за коришћење дистрибутивног система електричне енергије, утврђују износи идентични као у 2022. години, [9], [10], [11], [12]. Имајући у виду претпоставку да ће за 2026. годину бити донесена Одлука о утврђивању привремених цијена за коришћење дистрибутивног система електричне енергије, износи ће остати идентични као у 2025. години. Наведеном Одлуком се датум почетка утицаја општих показатеља квалитета функционисања дистрибутивног система помјера са 1. 1. 2026. године на 1. 1. 2027. године. За период 2027–2029. урађена је предикција која је представљена у наставку рада.

Регулаторно дозвољени приход чине:

- трошкови пословања за енергетску дјелатност (трошкови пословања на које се може утицати, трошкови пословања на које се дјелимично

може утицати и трошкови пословања на које се не може утицати);

- амортизација утврђена за регулаторне потребе;
- поврат на средства;
- корекције по основу одступања остварених енергетских и финансијских вриједности од утврђених.

За период 2027–2029. урађена је предикција на сљедећи начин:

- трошкови пословања за енергетску дјелатност (ТП):
 - трошкови пословања на које се може утицати увећани су за 1%, за сваку годину регулаторног периода у односу на претходну годину;
 - трошкови пословања на које се може дјелимично утицати обухватају трошак електричне енергије набављене за покривање оправданих губитака у дистрибутивном систему користећи план потрошње електричне енергије прорачунати су технички губици у износу од 8% од укупног годишњег конзума, док је за цијену набавке електричне енергије за покривање губитака узета цијена од 119,3637 €/MWh. Наведена цијена израчуната је на основу просјечне пондерисане цијене електричне енергије коју је доминантни трговац са црногорског тржишта остварио у години која претходи години подношења захтјева, и шестомјесечног просјека цијена годишњих фјучерса базе и вршне енергије, објављених на дневном нивоу у периоду јануар–јун у години подношења захтјева на берзи у Будимпешти (*Hungarian Derivative Energy Exchange*, HUDEX), [11];
 - трошкови пословања на које се не може утицати су увећани за 1%, за сваку годину регулаторног периода у односу на претходну годину;
- амортизација (А) утврђена за регулаторне потребе и поврат средстава за оператора дистрибутивног система коригују се по основу реализације инвестиција које су саставни дио регулаторне основе средстава утврђене за годину за коју се врши корекција и за коју постоје коначни подаци. С тим у вези, амортизација и поврат средстава увећани су за 1%, за сваку годину регулаторног периода у односу на претходну годину;
- корекције (К) по основу одступања остварених енергетских и финансијских вриједности од утврђених није могуће одредити, будући да њихово утврђивање тек предстоји;
- остали приходи (ОП) представљају одбитну ставку од регулаторно дозвољеног прихода

оператора система и подлијежу кориговању, па су стога, за наведени период, они увећани аналогно периоду 2024–2025.

На основу праћења тренда из преходних година, трошкови пословања и амортизација увећани су за 1%.

Регулаторно дозвољени приход који се транспонује у цијене за период 2017–2026. и предикција регулаторно дозвољеног прихода који се транспонује у цијене за период 2027–2029, утврђен као разлика између регулаторно дозвољеног прихода и осталих прихода, приказан је у Табели II.

Табела II Утврђени РДП 2017–2026. и предикција РДП-а 2027–2029. прије корекција

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

4. ПРОРАЧУН РДП-а 2027–2029. НАКОН КОРЕКЦИЈА

Имајући у виду да, у тренутку писања овог рада, Методологија не објашњава начин за одређивање циљних вриједности општих показатеља функционисања дистрибутивног система, за њихово одређивање креиране су три експоненцијалне функције:

– SAIDI_{C1} [h], која се рачуна по формули:

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

– SAIDI_{C2} [h], која се рачуна по формули:

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

– SAIDI_{C3} [h], која се рачуна по формули:

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

гдје SAIDI₂₀₁₈ представља SAIDI у 2018. години (прва година за коју постоје коначни резултати), изражен у сатима, а Godina – индекс године.

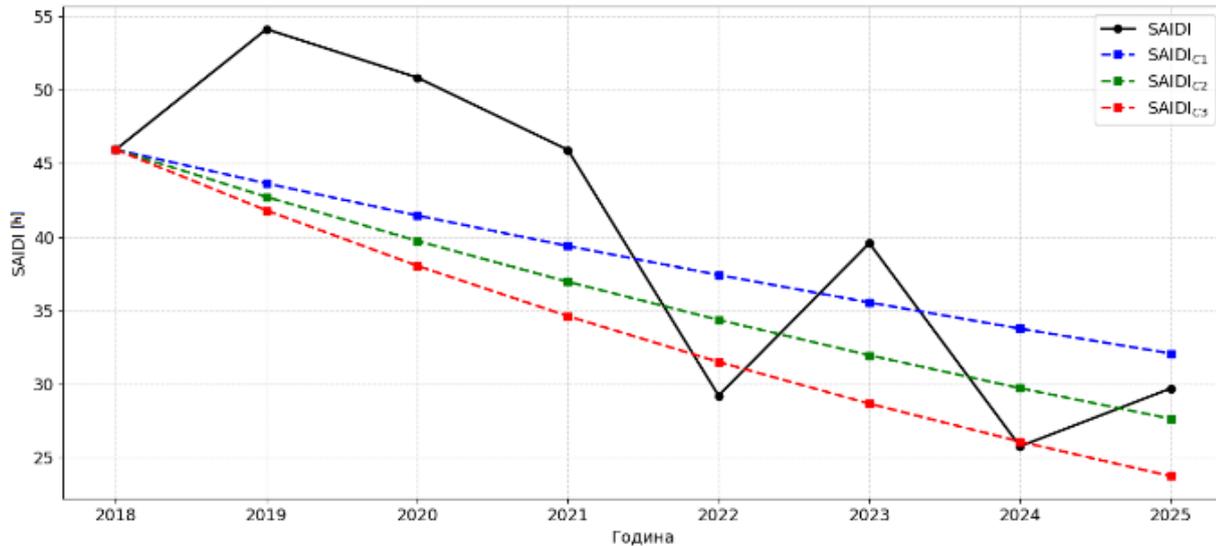
Пад вриједности индекса значи побољшање перформанси система, односно смањење трајања безнапонских стања.

Дакле, циљни параметри се рачунају за сваку годину посебно, уважавајући тренд пада. SAIDI_{C1} представља најспорији, SAIDI_{C3} најбржи тренд пада, а SAIDI_{C2} умјерени тренд пада. У Табели III и на Слици 6 дате су вриједности циљних параметара:

Табела III Преглед циљних вриједности општих показатеља квалитета по годинама [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

На основу оствареног и циљног SAIDI са Слике 6 и формулама (3) и (4), прорачунати су параметри квалитета и фактор квалитета приказан у Табели IV.



Слика 6. Остварени и циљни SAIDI

Табела IV Параметри квалитета и фактор квалитета за три нивоа предвиђања

Година	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

На основу података из Табеле II и Табеле IV израчунате су награде и пенали за регулаторни период 2027–2029, као и РДП након корекција за сва три нивоа циљног SAIDI и приказани су у табелама V, VI и VII.

У зависности од одабраног модела (SAIDI_{C1}, SAIDI_{C2} или SAIDI_{C3}) и године, РДП након корекција варира од 108.261.768,7 € до 112.661.435,1 € за цијели регулаторни период.

Табела V Предикција RDP-а 2027–2029. након корекција за функцију SAIDI_{C1}

Година	RDP	FK	Корекција	RDP након корекција
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

Табела VI Предикција RDP-а 2027–2029. након корекција за функцију SAIDI_{C2}

Година	RDP	FK	Корекција	RDP након корекција
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

Табела VII Предикција RDP-а 2027–2029. након корекција за функцију SAIDI_{C3}

Година	RDP	FK	Корекција	RDP након корекција
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

Посматрајући сваку годину појединачно, варијације се крећу од 108.261.768,7 € до 110.107.822,5 € за 2027. годину (опсег од 1.846.053,80 €), од 109.509.925,4 € до 111.377.262,4 € за 2028. годину (опсег од 1.867.337,00 €) и од 110.772.567,8 € до 112.661.435,1 € за 2029. (опсег од 1.888.867,30 €). Просјечан опсег износи 1.867.419,37 €, што је 1,69% просјечног РДП-а прије корекција.

Закључује се да оператор дистрибутивног система у Црној Гори у значајној мјери мора посветити ресурсе ка смањењу остварених вриједности општих показатеља квалитета функционисања дистрибутивног система, што се може остварити кроз боље планирање и координацију планираних искључења и безнапонских стања, улагање у застарјеле елементе, ревитализацију надземних водова и боље одржавање траса и сјечу растиња, употребу технологије аутоматског поновног укључења (APU) за елиминисање пролазних кварова, координацију и селективност релејних заштита итд. Регулаторна агенција за енергетику и регулисане комуналне дјелатности мора направити детаљну анализу историјских вриједности општих показатеља и креирати методологију која на прави начин стимулише оператора да унаприједи своје пословање и даје довољно простора за одступање од циљних вриједности општих показатеља, а у исто вријеме врши одговарајући, оптимални притисак у случају неповољних остварења. Интересантно је уочити да фактор квалитета има ефекат кашњења. Остварење у посљедњој години претходног регулаторног периода има утицај на посљедњу годину наредног регулаторног периода. Примјера ради, остварење SAIDI у 2029. години има утицај на РДП у 2035. години, чак шест година касније. У просјеку, ово кашњење износи четири године. Остаје да се види у пракси да ли је овај механизам најбољи и да ли су потребне измјене у Методологији и начину прорачуна фактора квалитета како би оператор дистрибутивног система унапријеђивао своје пословање и квалитет испоруке електричне енергије из године у годину.



Слика 7. Ефекат кашњења изражен у годинама

5. ЗАКЉУЧАК

Оператори дистрибутивног система константно се суочавају са новим изазовима. Након енергетске кризе која је угрозила пословање многих оператора дистрибутивних система, на помолу је нова регулатива која за циљ има побољшање услуге дистрибуције електричне енергије. У овом раду описана је Методологија за одређивање РДП-а и цијена за коришћење дистрибутивног система електричне енергије у зависности од односа остварених и циљних

параметара SAIDI и дата је кратка анализа могућих сценарија. Резултати показују да приход ОДС-а у Црној Гори може бити увећан у просјечном износу од 883.985,50 € или умањен у просјечном износу од -983.433,87 €, у зависности од циљних вриједности општих показатеља. Наведени механизам представља позитивну повратну петљу у случају остварења повољних параметара ($Q < 0,95$), јер то значи веће приходе, а већи приходи омогућавају више улагања у мрежу, што би резултирало побољшањем (смањењем вриједности) општих параметара квалитета, повећањем прихода итд. Међутим, у случају остварења неповољних параметара ($Q > 1,05$) приход ОДС-а биће смањен, што доводи до мањих улагања у мрежу и до погоршања параметара квалитета, а самим тим и до смањења прихода, што означава негативну повратну петљу. За даља истраживања се препоручује истраживање утицаја негативне повратне спреге, у ком би случају ОДС био у обавези да смањује трошкове. Овај механизам ће вјероватно навести ОДС да има јасан план у односу на листу приоритетних трошкова, тј. инвестиција, како би смањивао трошкове на начин да имају најмањи утицај на рад система и будуће пословање.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] РЕГАГЕН, 2022, Методологија за утврђивање регулаторно дозвољеног прихода и цијена за коришћење дистрибутивног система електричне енергије. „Службени лист Црне Горе”, 71/2022. стр. 1, 4 и 5
- [2] Вуковљак М., Барјактаревећ Д. и Марковић А., 2021, Измјена Правила о квалитету испоруке и снабдијевања електричном енергијом у погледу утицаја остварених вриједности показатеља квалитета на одређивање регулисаних цијена приступа, стр. 6
- [3] Jim L., „Performance-Based Regulation for EU Distribution System Operators, [Интернет]. Доступно на: <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”, [Интернет]. Доступно на: https://gridwiseac.org/pdfs/workshop_091014/a_new_dist_sys_optr_construct_paper.pdf
- [6] Bjorlin-Svozil T., „The Distribution System Operator”, [Интернет]. Доступно на: <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] Електродистрибуција Србије д. о. о. Београд, 2024, „Енергетски подаци 2024”, стр. 31
- [9] РЕГАГЕН, 2016, Одлука о утврђивању регулаторно дозвољеног прихода и цијена за коришћење дистрибутивног система електричне енергије, 16/2610-24, стр. 1, 3 и 4
- [10] РЕГАГЕН, 2019, Одлука о утврђивању регулаторно дозвољеног прихода и цијена за коришћење дистрибутивног система електричне енергије, 19/3307-20, стр. 1, 4 и 7
- [11] РЕГАГЕН, 2023, Одлука о утврђивању регулаторно дозвољеног прихода и цијена за коришћење дистрибутивног система електричне енергије за 2024. и 2025. годину”. 23/3413-30, стр. 1, 2, 3, 4 и 33
- [12] РЕГАГЕН, 2023, Одлука о утврђивању привремених цијена за коришћење дистрибутивног система електричне енергије, 22/3125-35, стр. 2

БИОГРАФИЈЕ



Катарина Ковачевић је рођена 1995. године у Никшићу, Црна Гора. На Електротехничком факултету Универзитета Црне Горе, смјер Енергетика и аутоматика, дипломирала је 2018. године. Магистранд је на Електротехничком факултету, одсјек Електроенергетски системи. Године 2017. била је

полазник Владиног програма стручног оспособљавања у Црногорском електродистрибутивном систему, у Сектору за регулаторне послове и односе са корисницима, гдје је и наставила свој радни ангажман до 2023. године. Након тога, распоређена је на радно мјесто инжењер за оперативну енергетику, планирање и анализу рада мреже 35 kV у Сектору за управљање мрежом. Добитница је признања за стручан и одговоран рад – специјалне награде „Енергија у срцу”. Током досадашње каријере била је учесник разних обука, семинара, радионица. Аутор је више стручних радова. ORCID: 0009-0004-7055-1542.



Урош Огњеновић је рођен 1998. године у Никшићу, Црна Гора. Основне и магистарске студије завршио је на Електротехничком факултету Универзитета Црне Горе, смјер Енергетика, гдје је дипломирао 2020. године, а магистрирао

2023. године. Професионалну каријеру започео је 2022. године кроз Владино програм стручног оспособљавања, након чега је запослен у Црногорском електродистрибутивном систему, гдје и данас ради на позицији инжењера за оперативну енергетику, планирање и анализу рада мреже 35 kV. Током досадашњег професионалног и академског развоја учествовао је на бројним стручним обукама и конференцијама из области електроенергетике, аутоматизације и управљања енергетским системима. Аутор је и коаутор више стручних и научних радова презентованих на домаћим и међународним скуповима. Његова професионална интересовања обухватају управљање електроенергетским системима, оптимизацију дистрибутивне мреже, аутоматизацију и интеграцију обновљивих извора енергије. 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 Revenue

Received: June 9th, 2025

Reviewed: July 1st, 2025

Modified: July 3rd, 2025

Accepted: 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.



УРЕЂИВАЧКА ПОЛИТИКА И ТЕМАТСКЕ ОБЛАСТИ ЧАСОПИСА

При поновном покретању издавања часописа „Електропривреда” одлучено је да он има научно-стручни карактер и да буде припреман и публикован по новој, широј концепцији и двојезично, на српском и енглеском. При томе ће на енглеском језику бити објављивани само они рукописи за које аутори из Србије и региона искажу такву жељу, а рецензенти и Уредништво процене да имају одговарајући допринос и да би могли бити од интереса и за читалачку публику ван српског говорног подручја. Часопис је, наравно, отворен и за рукописе страних аутора чији су оригинали на енглеском језику. Уз сагласност ових аутора, одобрени рукописи ће бити превођени и објављивани и на српском језику. На српском језику доступне су ћирилична и латинична верзија објављених чланака.

Часопис се, по правилу, издаје два пута годишње, искључиво електронски (*on line*). Часопис је отвореног приступа (*Open Access*), при чему је објављивање прихваћених рукописа бесплатно, без било каквих финансијских обавеза аутора. Са друге стране, такође нема ни финансијских обавеза издавача према ауторима, како пријављених рукописа тако и објављених чланака.

Садржај рукописа пријављеног за објављивање у Часопису мора бити оригинално дело аутора и не сме бити већ објављен или јавно представљен (нити објављен или представљен у међувремену, пре првог објављивања у „Електропривреди”), било где у свету, у било ком облику. Ово правило се неће примењивати на рукописе пријављене за посебна, специјална издања Часописа, која буду посвећена већ презентованим, изабраним радовима са партнерских конференција, при чему такав рукопис мора бити проширен најмање 30% у односу на презентовани конференцијски рад, унапређен и додатно рецензиран по истој процедури као и рукописи пријављени за редовна издања Часописа.

У Часопису се објављују само они рукописи који добију најмање две позитивне рецензије од стране реномираних експерата у области на коју се рукопис односи, односно већину позитивних рецензија, у случају ангажовања већег броја рецензента.

Часопис прихвата на разматрање рукописе и објављује радове научно-истраживачког и стручног карактера, а посебно рукописе/радове у областима:

- нових технологија за обезбеђивање, обраду и коришћење примарних енергената;
- производње, преноса и дистрибуције електричне енергије;
- складиштења и конверзије електричне и топлотне енергије;
- рационалне потрошње електричне и топлотне енергије;
- развоја обновљивих извора енергије;
- информационих и телекомуникационих система;
- организације рада електроенергетског система;
- заштите животне средине;
- ревитализације електроенергетских објеката;
- проналазаштва и иновација;
- реструктурирања и приватизације у енергетском сектору;
- тржишта електричне енергије;
- примене правне регулативе Европске уније у области енергетике;
- друге сродне области.

Часопис је замишљен као платформа и алат за приказивање искустава, конструктивно исказивање и сучељавање ставова, стручне дискусије експерата из струке и праксе и из научно-истраживачких институција и иновативних центара. Наиме, отворена размена њихових мишљења и искустава, по питањима стратешког развоја и одређивања за нове технологије може допринети изналажењу адекватних и оптималних техничко-технолошких, правно-економских и организационо-пословних одговора на све изазове декарбонизације, дигитализације и транзиције електроенергетике ка одрживом развоју.

У име Уредништва,

Др Владимир Шилкут
Главни и одговорни уредник

КАТЕГОРИЗАЦИЈА (РАНГИРАЊЕ) РУКОПИСА

Приликом прегледа рукописа и попуњавања извештаја о томе, рецензенти предлажу, а Уредништво – у случају прихватања рукописа за објављивање – утврђује његову категорију (ранг). Категоризација (рангирање) рукописа врши се према *Правилнику о категоризацији и рангирању научних часописа* („Службени гласник РС”, бр. 80/2024 од 4. 10. 2024) и овде приложеној табели:

Научни чланци:	
Оригинални/изворни научно-истраживачки рад	Рад у коме се износе претходно необјављивани резултати сопствених истраживања научним методом
Прегледни рад	Рад који садржи оригиналан, детаљан и критички приказ истраживачког проблема или подручја у коме је аутор остварио одређени допринос
Кратко или претходно саопштење	Оригинални научни рад пуног формата, али мањег обима или прелиминарног карактера
Научна критика, односно полемика и осврти	Расправа на одређену научну тему заснована искључиво на научној аргументацији и коришћењем научне методологије
Стручни чланци:	
Стручни рад	Прилог у коме се нуде искуства корисна за унапређење професионалне праксе, али која нису нужно заснована на научном методу
Информативни прилог	Уводник, коментар и сл.
Приказ	Приказ књиге, рачунарског програма, случаја, научног догађаја и сл.
Стручна критика, односно полемика и осврти	Расправа/дискусија на одређену стручну тему

УДК: (уноси Редакција)

Први А. Аутор¹, Други Б. Аутор², Трећи В. Аутор³, ...

Упутство за припрему радова - наслов рада

(НЕ ВИШЕ ОД ЧЕТИРИ РЕДА)

¹ Афилијација првог аутора - институција, град, земља*² Афилијација другог аутора - институција, град, земља (ако се разликује од 1)³ Афилијација трећег аутора - институција, град, земља (ако се разликује од 1,2)

...

DOI: (уноси Редакција)

Категорија рада: (уноси Редакција)

Кључне поруке

- У највише четири кратке ставке/bullets треба изложити кључне аспекте и поруке рада
- Реченице ових ставки морају бити кратке, језгровите, помоћни глаголи могу бити изостављени
- Нпр: Упутством сагледани структура и обликовање рада за публикавање

Кратак садржај

Кратак садржај рада треба да садржи сажет опис проблема, примењене методе и закључке. Он је есенцијални део рада и треба да буде јасан и концизан. Кратак садржај треба да буде информативан, дајући преглед проблематике, поступка и главних закључака, резултата и њиховог значаја. Не треба писати у првом лицу, не наводити референце и једначине и избегавати скраћенице. Не треба да садржи више од 300 речи (на српском) до 350 (на енглеском, укључујући и одређене и неодређене чланове испред именица).

Кључне речи

Навести до максимално шест кључних речи, одвојених међусобно запетама

Примљено: (уноси Редакција) Рецензирано: (уноси Редакција)

Измењено: (уноси Редакција) Одобрено: (уноси Редакција)

*Кореспондирајући аутор: (име и презиме, телефон)

E - mail:

1. УВОД

У часопису „Електропривреда” се објављују категорисани чланци: оригинални научни радови, претходна саопштења, прегледни и стручни радови из области електропривреде и енергетике.

Сви радови подлежу рецензији. За оригиналност рада, квалитет и веродостојност резултата одговорни су искључиво аутори. Предајом рада аутори прихватају сва правила наведена у овом упутству.

Овај документ садржи упутства за припрему радова. Моле се аутори да се у припреми радова у потпуности придржавају овог упутства како би се избегли проблеми при штампању рада.

Документ је узорак за *Microsoft Word* (верзија 7 и виша) и уједно је и пример жељеног изгледа рада. У њему су садржане све потребне информације о формату рада, типу и величини фонтова, као и правила која објашњавају поступке у вези са једначинама, мерним јединицама, сликама, табелама и осталим деловима рада.

Комплетан рад који садржи рукопис, табеле, графиконе, цртеже, фотографије и пуна имена и презимена аутора са афилијацијама треба доставити постављањем онлајн на апликацију за руковање рукописима, доступну на веб-сајту Часописа, <https://epijournal.eps.rs/prijava> или, алтернативно, слањем на имејл адресу: epijournal.editor@eps.rs.

Обим рада је највише десет страна (не рачунајући списак литературе и наслов, кључне поруке, кратак садржај и кључне речи на енглеском језику), осим у случајевима прегледних радова и специјалних издања Часописа са проширеним награђеним радовима са конференција, у ком случају број страница није ограничен, али се препоручује да буде до 16.

Оригинал рада треба да буде презентован у формату А4 (210x297) mm. Текст рада треба да буде поравнат по обе маргине. Све маргине треба да буду подешене на 2 cm. Текст рада треба да буде урађен са *single* проредом. Рад може бити написан на српском или енглеском језику. (Уредништво одлучује који радови ће бити преведени и на други језик, како би били доступни што већем скупу читалаца.) Величина фонтова за поједине делове текста је као у овом Упутству. У раду треба избегавати целовита математичка извођења. Неопходна извођења могу се дати, по потреби, као целине, у виду једног или више прилога.

Овај документ може се директно преузети са веб адресе <https://epijournal.eps.rs> и користити као подлога за припрему рукописа, једноставним уношењем делова текста рада на одређена места у овом документу.

Препорука је да текст рада почне уводом у коме се формулишу проблем и задатак рада. Даје се преглед и коментар коришћене литературе из наведене области и указује на позицију и допринос рада у односу на наведену литературу.

2. НАСЛОВ ПОГЛАВЉА

(на пример: ПРИПРЕМА ТЕКСТА)

Ради веће јасноће текст рада треба поделити на поглавља и потпоглавља. Поглавља и потпоглавља треба нумерисати арапским бројевима, потпоглавља бројевима раздвојеним тачком. Наслове поглавља и потпоглавља од текста пре и после наслова одвојити једним празним редом. Треба избегавати прелом текста на наслову или поднаслову у тексту.

2.1 Нивои потпоглавља

Са потпоглављима није пожељно ићи ниже од другог нивоа, на пример 2.1, 3.3 и сл.

2.1.1 Трећи ниво потпоглавља. Дозвољен је само изузетно, уколико доприноси методолошкој и генералној јасноћи текста рада и пише се, као и наслови потпоглавља, болдираним малим словима, али се завршавају тачком, након које, у наставку тог реда и писана нормалним фонтом, почиње прва реченица тог потпоглавља.

2.2 Позиционирање табела и графичких прилога

Табеле, слике и графици могу, по потреби, да буду у једној колони или преко обе колоне. Све слике и табеле треба да буду постављене у текст близу, али никако испред, места у тексту на коме се први пут помињу. Слике и табеле у прилозима треба да буду означене на исти начин као у тексту рада.

2.3 Прва страна

На средини прве стране наводи се наслов рада *bold* словима величине 16, типа *Times New Roman*. Испод наслова наводе се пуна имена и презимена аутора словима величине 11. Испод имена и презимена наводе се афилијације аутора, словима величине 10. После навођења података о ауторима, на првој страни се наводе кључне поруке рада, резиме рада и кључне речи, словима величине 11.

Уколико је рад писан и за објављивање одобрен само на српском језику, после садржаја описаног у претходном пасусу, у коначној верзији рада за публикавање наводе се и наслов рада, кључне поруке, резиме рада и кључне речи на енглеском језику.

Уколико је рад писан на енглеском језику и одобрен за објављивање, у целости се преводи и објављује и на српском језику, у идентичном форматирању.

Уколико је рад писан на српском језику и одобрен за објављивање на оба језика, у целости се преводи и објављује и на енглеском, у идентичном форматирању.

У доњем левом углу прве стране треба дати пуне податке потребне за остварење контакта са првим аутором рада.

Све ово се једноставно реализује коришћењем датог модела прве стране једноставним уношењем предвиђеног текста на за то предвиђена места у Упутству.

2.4 Поднаслов (на пример: Текст рада)

Текст рада се једноставно уноси уместо текста упутства у овај формат уношењем или копирањем делова текста који су урађени у складу са овим упутством на за то предвиђене места у упутству.

2.5 Једначине

Једначине треба поставити на средину текста и нумерисати их арапским бројевима у малим (округлим) заградама уз десну маргину текста. За једначине треба користити математички софтвер (*Microsoft Equation Editor for MS Word* или *MathType*). На пример:

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

Једначине треба одвојити од текста пре и текста после размаком од 6 поинта. Символи који се користе у једначини морају бити дефинисани пре него што се појаве у једначини или непосредно после једначине. Позивање на неку једначину у тексту врши се навођењем броја једначине у малој загради (1). Ако се реченица почиње позивом на једначину тада користити „Једначина (1) је ...”.

2.6 Табеле

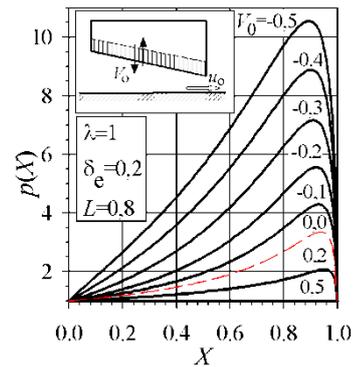
Табеле треба да буду убачене у текст на местима где се први пут помињу или непосредно после. Треба да буду означене римским бројевима, а број и назив табеле треба да буду изнад табеле. На пример:

Табела 1 Трајање симулација и заузеће меморије

ИСЦАС	ЦПУ време [с]	заузеће меморије [МБ]
ц17	2	3.9
ц432	62	68.7
ц880	160	152.6
ц1355	283	178.8

2.7 Слике

Слике треба да буду брижљиво припремљене и унесене у текст на предвиђено место. Број и назив слике морају бити испод слике. Бројеве слика означавају арапским бројевима. Ради бољег разумевања избегавати прекомерне информације на сликама. Сви коментари који се односе на слике треба да се налазе у заглављу. Куцане ознаке треба да буду изабране пажљиво да би се обезбедила јасноћа. Покушајте да се осе на сликама опишу и речима, не само симболима. На пример, боље је написати *време t*, него само *t*. Ознаке за мерне јединице треба ставити у заграду.



Слика 1. Опис слике

3. ЗАКЉУЧАК

Иако закључак треба да садржи преглед кључних резултата рада, у њему не треба понављати део наведен у кратком садржају. Закључак може да објасни значај рада или предложи могуће примене остварених резултата и да смернице за даља истраживања проблематике третиране у раду.

ЗАХВАЛНИЦА

Захвалнице за спонзорство, финансирање или помоћ у раду, ако их има, треба да буду као посебан, нумерисан део пре списка литературе. У наслову користити јединину и када има више захвалница.

ЛИТЕРАТУРА

Списак коришћене литературе треба да буде на крају рада у посебном, нумерисаном делу. Референце се нумеришу арапским бројевима у средњим (угластим) заградама, по редоследу цитирања у тексту рада. При навођењу обратити пажњу на то да референце буду тачне и комплетне, тј. да потпуно описују изворе података.

Све наведене референце морају бити директно цитиране у самом тексту рада навођењем броја референце у средњој (угластој) загради. Не ограничавати се само на навођење својих референци, већ навести и релевантне референце из посматране области.

У наставку се дају примери начина навођења литературе: рад објављен у часопису [1], књига [2], поглавље у књизи више аутора [3], рад објављен у зборнику радова са конференције [4] и чланак преузет са веб сајта [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] Марковић З., „Гранична стања челичних конструкција према еврокоду”, Академска мисао, Београд, 2014.

- [3] Deavours D., "UHF RFID Antennas", in: Bolić M. (Ed.), *RFID Systems – Research Trends and Challenges*, Ch. 3, Wiley, New York, 2010.
- [4] Ocokoljić 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] Вукић Б., „Друштвене игре за високопозициониране пословне људе” [Internet]. Beograd; Novi Sad: Adizes Southeast Europe; 2010 [citirano 19.03.2012]. Dostupno на: <http://www.asee.rs/?page=142&oi=69>

ДОДАТАК (ПРИЛОГ) 1

Додаци, уколико су неопходни, треба да буду наведени после Литературе. Ако их има више, треба да буду нумерисани арапским бројевима. У случају да прилози садрже табеле или слике, они се нумеришу словом „А” иза кога следи тачка и редни број (и то: за табеле римски, од „I” надаље, редом јединствено за све прилоге; а за слике арапски, од „1” надаље, јединствено за све прилоге).

ДОДАТАК (ПРИЛОГ) 2

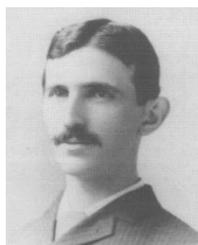
У зависности од њиховог садржаја, прилози могу бити форматирани двостубачно или једностубачно. У случају када то читаоцу омогућава бољу прегледност, слике и табеле у прилозима могу бити заротиране улево за 90°.

Табела А.1 Назив прве табеле у Прилогу

Заглавље	Колона 1	Колона 2	Колона 3	Колона 4	Колона 5	Колона 6	Колона 7
Ред 1							
Ред 2							
Ред 3							
Ред 4							
Ред 5							
Ред 6							

БИОГРАФИЈЕ

Треба дати кратку биографију за сваког аутора. Почети именом и презименом аутора и дати његову кратку, претежно стручну биографију. Треба укључити и фотографију аутора. Пример биографије је дат у наставку.



Никола Тесла је рођен у Смиљану у Аустријском царству, 9. јула 1856. Завршио је Аустријску политехничку школу у Грацу и студирао на Универзитету у Прагу. Његово радно искуство укључивало је *American Telephone Company*, Будимпешта, *Edison Machine Works*, *Westinghouse Electric Company* и *Nikola Tesla Laboratories*. Његова посебна поља интересовања су биле области високих фреквенција. Тесла је добио

почасне дипломе од институција високог образовања укључујући Универзитет Колумбија, Универзитет Јејл, Универзитет у Београду и Универзитет у Загребу. Добио је медаљу *Elliott Cresson* Института Френклин и Едисонову медаљу IEEE. Године 1956. термин *тесла* (Т) је усвојен као јединица за густину магнетног флукса у систему MKSA. Године 1975. Електроенергетско друштво (*Power Engineering Society*) је установило награду Никола Тесла у његову част. Тесла је преминуо 7. јануара 1943. године.

ORCID: xxxx-yyyy-zzzz-wwww.

/ Сваки аутор треба да наведе свој ORCID број (*Open Researcher and Contributor ID*), уколико га поседује /

Аутори су обавезни да Редакцији часописа, по прихватању рада, доставе и потписану изјаву о ауторству, оригиналности рукописа и преносу ауторских права, чији се образац може преузети са сајта Часописа, <https://epijournal.eps.rs>.

/ Обрисати бокс с овим текстом при изради рада /

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:



