

ПРИМЕНА ЛОКАТОРА КВАРА У АУТОМАТИЗОВАНОЈ ДИСТРИБУТИВНОЈ МРЕЖИ

Никола БОГДАНОВИЋ, Електромрежа Србије АД
Ненад САЈИЋ Електромрежа Србије АД
Илија МАКСИЋ Електромрежа Србије АД

КРАТАК САДРЖАЈ

Један од главних циљева приликом аутоматизације дистрибутивне мреже је смањење трајања прекида испоруке електричне енергије, које се огледа у бржем одређивању места квара, као и смањењу конзума који остаје без напајања приликом појаве квара. Да би се постигли ови циљеви све више се користи савремена технологија и најновија техничка решења, односно све се више приближава концепту „*smart grid*“. Концепт интелигентних мрежа у дистрибутивним системима подразумева велику количину аутоматизоване опреме и апликација за управљање и надгледање дистрибутивних система. Количина новца неопходна за постизање овог циља далеко премашује позитивне ефекте који се постижу и економски није оправдана на овим просторима. Решење је проналажење оптимума између количине уложеног новца и позитивних ефеката, уз благу фаворизацију позитивних ефеката (услед либерализације тржишта и очекиваног раста цене електричне енергије у наредном периоду). Једно од понуђених прелазних решења у аутоматизацији дистрибутивне мреже би могло да буде коришћење комбинације локатора квара, аутоматизоване расклопне опреме и напредних софтверских решења. Локатор квара постављен на почетак извода нема тренутну примену у разгранатој дистрибутивној мрежи. Уз софтвер који на бази вероватноће локације квара врши управљачке функције промене конфигурације мреже постигао би се сличан ефекат као приликом коришћења великог броја интелигентних линијских прекидача (реклозера).

Кључне речи: локатор квара, аутоматизована дистрибутивна мрежа, софтвер

ABSTRACT

One of the main goals in the automation of a power distribution network are reduction of the outage time, which means less time for locating fault, and the reduction of electricity consumption hit by outage. In order to achieve these goals, modern technology and the latest technical solutions are more and more being used, they are increasingly approaching the concept of "smart grids". The concept of intelligent networks in distribution systems involves a large amount of automated equipment and applications for managing and monitoring distribution systems. The amount of money necessary to achieve this goal is far greater than the positive effects of the implementation of this model and economically it's not justifiable in this area. The solution is to find the optimum between the amount of money invested and the positive effects, with a slight favoring of positive effects (cause of market liberalization and the expected rise in electricity prices in the coming period). One of the offered transitional solutions in automation of the distribution network could be using combination of fault locator, automated switching equipment and advanced software solutions. Now, it is not usually in use placing of the fault locator on beginning of a non-radial feeder. Using the software that, based on the probability of the location of the failure, performs the control functions of the network reconfiguration, it would achieve a similar effect as well as using a large number of intelligent line switches (reclosers).

Key words: fault locator, automated power distribution network, software

Никола Богдановић: nikola.bogdanovic@ems.rs; РДЦ Ваљево, ул. Боре Баруха бр 13, Ваљево;
Ненад Сајић: nenad.sajic@ems.rs; РДЦ Ваљево, ул. Боре Баруха бр 13, Ваљево;
Илија Максић: ilija.maksic@ems.rs, Служба за градњу ВН постројења, ул. Кнеза Милоша бр. 11, Београд.

УВОД

Поређењем данашње мреже и визије интелигентних електроенергетских мрежа, према [1], појављује се поред разлике у опреми, суштинска разлика у управљању и испоруци електричне енергије. У данашњим мрежама тежи се, по питању квалитета испоруке електричне енергије, смањити време прекида изазваних кваровима, док се по питању осталих параметара везаних за квалитет електричне енергије споро реагује. У будућности ће квалитет испоручене енергије добити додатно на значају, а фокус ће се пренети на увођење тренутне промене цене електричне енергије у зависности од квалитета, као и на механизмима за брзо решавање проблема који се јаве везано за квалитет електричне енергије.

Основна идеја овод рада је да се итеративно приближи концепту интелигентних електроенергетских мрежа. Због високе цене неопходне опреме за потпуну аутоматизацију реално је очекивати да се овакав један процес итеративно одвија. Прва фаза би подразумевала, поред даље аутоматизацију дистрибутивне расклопне опреме, односно повећавања броја објеката у дистрибутивној мрежи укључених у систем даљинског управљања (СДУ), примену напредних софтверских решења. Два решења која значајно утичу на смањење трајања прекида у испоруци електричне енергије су аутоматизација управљачких функција расклопном опремом и одређивање локације квара.

За само одређивање локације квара могуће је користити постојећу информациону и техничку инфраструктуру, односно уз мању количину нове опреме користити податке који се већ прикупљају и исте анализирати на посебним серверима, а који би били концентрисани у одређеним центрима управљања.

Одређивање локације квара, односно примена функције локатора квара, данас је базирана на напредним микропроцесорским заштитним уређајима. Може се рећи да се ова функција не користи у довољној мери, јер тренутно није активирана ни у свим далеководима преносне мреже који полазе из дистрибутивних ТС а где се користи микропроцесорска заштита, а нарочито се слабо користи на средњенапонским изводима.

ИНТЕЛИГЕНТНЕ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКЕ ДИСТРИБУТИВНЕ МРЕЖЕ

Термин интелигентна електроенергетска мрежа подразумева електроенергетску мрежу која у себи садржи функције аутоматског обнављања погона (*self - healing*), динамичку оптимизацију засновану на мерењу у реалном времену у циљу минимизације губитака, одржавања напонских прилика, повећања поузданости [1]. Оперативни подаци прикупљени из оваквих мрежа, као и подсистема, омогућавају операторима система да на време предвиде могуће проблеме или по настанку проблема да поседују информацију са високом тачношћу о узроку поремећаја, као и најбоље начине за превазилажење истих. Развој напредних система у основу зависи одистраживања, као и идентификације и мерења кључних параметара, дизајнирања и тестирања софтверских алата и едукације особља.

Основна идеја је да се кроз унапређење инфраструктуре, како самих физичких елемената, тако и информационе инфраструктуре, значајно унапреди рад дистрибутивне мреже. Према тренутном концепту развоја софтверских решења, издваја се концепт под називом напредна решења за управљање дистрибутивном мрежом (*Advanced Distribution Management System – ADMS*) који обједињује функције SCADA система, традиционалног DMS, као и осталих апликација у дистрибутивној мрежи [2].

У будућности, са развојем дистрибуиране производње електричне енергије и увођење значајне нове потрошње у виду електричних возила, од интелигентних електроенергетских мрежа се очекује да постану најважнији елемент у целокупном електроенергетском систему (ЕЕС) [3]. Да би се успешно водио овакав сложен систем, а пред који ће се поставити високи стандарди по питању квалитету испоручене енергије, постављају се висока очекивања пред софтвер који ће бити неопходан за успешан и ефикасан рад дистрибутивне мреже.

Рачунарска интелигенција (*Computational intelligence*) представља један од пет аспеката развоја и примене интелигентних електроенергетских мрежа [1]. Овај термин представља технике решавања проблема коришћењем приступа који се заснива на аналогiji из природе, а где су традиционалне нумеричке методе неефикасне или је њихова примена неизводљива. Апликације на бази неуралних мрежа се експериментално користе за прогнозу дијаграма потрошње већ дужи низ година [4].

Разматрање примене неуралних мрежа за одређивање локације квара, као и саме ове функције у експлоатацији, доста је заступљеније за пеносну мрежу. Примена неуралних мрежа и fuzzy logic технике представља један од праваца развоја апликација за реконфигурацију у интелигентним електроенергетским мрежама [1].

Тренутно се реклозери користе са функцијом аутоматског поновног укључења, за локализацију квара на делу надземне мреже, без функције идентификацијетрајног квара од пролазног. Према визији

интелигентне енергетске мреже[5], у блиској будућности ће постојати алгоритми који ће моћи да разликују пролазни од трајног квара, а за пролазни квар процењивати време неопходно за гашење лука. Пре достизања поменутих циљева, потребно је сукцесивно извршити аутоматизацију дистрибутивне мреже, јер се приликом имплементације било којег од решења везаних за интелигентну дистрибутивну мрежу подразумева развијен информациони систем, као и максимална аутоматизација исте.

АУТОМАТИЗАЦИЈА ДИСТРИБУТИВНИХ ТРАФОСТАНИЦА У Р. СРБИЈЕ

Сам појам аутоматизације дистрибутивних мрежа се често веже искључиво за даљински надзор и даљинско управљање средњенапонским постројењима. Овај појам представља сложен скуп функција које се огледају у уградњи расклопне, комуникационе и рачунерске опреме у мрежи и центрима управљања[6]. У целом процесу може се сматрати да комуникациони системи представљају „кичму“ овог система.

Сврха аутоматизације дистрибутивне мреже је ефикасније управљање, а нека од широко распрострањених решења у циљу смањења времена прекида и селективнијег искључења су коришћење реклозера, даљински контролисаних склопки растављача и индикатора проласка струје квара. Сагледавањем нешто шире слике, аутоматизација у електроенергетским системима представља први степен ка циљу „паметних мрежа“.

Велики проценат дистрибутивних ТС у Р. Србији је укључен тренутно у СДУ, односно на почетку ове године, а према [7], од укупно 187 ТС 110/х kV њих 177 је у СДУ (94.65%), од укупно 591 ТС 35/х kV 334 објекта су у СДУ (56.51%). Од остале расклопне опреме у СДУ је укључено и 526 реклозера и 317 секционера. Од укупно 11141 ТС 20 (10)/0.4 kV њих 256 је укључено у СДУ.

Тренутно се велики напори улажу у увођење остатка објеката у СДУ, нарочито ТС 110/хkV и ТС 35/х kV. Ниво аутоматизације је нешто виши у средњенапонским мрежама од приказаних параметара, јер се наведена статистика односи на ТС у власништву ЈП ЕПС, а не и ТС које нису у власништву овог предузећа, а укључена су у ТСУ дистрибутивних центара управљања.

Први кораци ка аутоматизацији средњенапонске мреже и ТС 110/35 kV у Р. Србији су урађени кроз писање упушта везаних за аутоматизацију у радној организацији за пренос електричне енергије Електроисток унутар Здруженог електропривредног предузећа Србије (ЗЕП-а). Поменути прописи су ТУ-АУ-01: „Техничко упуство за интерни технички преглед система за даљинско вођење“ из 1983. године и ТУ-АУ-02: „Техничко упуство за рад даљински командованим ТС (ДКТС) из матичних ТС (МТС) и мрежних регионалних центара (МРЦ)“ из 1987. године.

Топологија системе за надзор и управљање трафостанице се може поделити на централизоване или дистрибуиране системе. Први примери аутоматизације ТС су се ослањали на централизован концепт, због ограничених капацитета за обраду и пренос података [8, 9]. Последњи трендови на овом пољу су да се користи концепт примене интелигентних електронских уређаја (*Intelligent Electronic Device - IED*) за обраду података на локалном нивоу. Сви поменути уређаји задужени за обраду података са интелигентних уређаја морају имати могућност презентације процесних података оператеру, и ако је могуће да буду повезани на локални SCADA систем [10]. Са становишта хардверске организације топологије система за даљинско управљање ТС разликују се три топологије: на бази HMI, на бази RTU и децентрализована.

Према техничким препорукама ЈП ЕПС-а (ТП 12а и ТП 12б), а које се односе на изградњу дистрибутивних ТС 110/х kV и ТС 35/х kV (из 2000. и 2001. године), систем даљинског управљања препознат је као врло важна ставка у раду ових ТС. Наглашено је да су све ТС које се граде предвиђене да буд укључене у СДУ и да раде без посаде у нормалном раду[8, 9]. У поменутих документима дефинисан је термин система микропроцесорске интегрисане заштите и управљања, а овај систем остварује функције заштите, локалне аутоматике, локалног управљања и надзора, даљинског управљања и надзора, мерења и електричних блокада.

Према интерном стандарду ЕМС АД [11] за прикупљање података у постојењима и управљање примарном и секундарном расклопном опремом користи се локални SCADA систем, који је дистрибуираног типа, а који се састоји из нивоа поља и станичног нивоа. Интелигентни електронски уређаји, у зависности од напонског нивоа могу да се користе IED са заштитним и IED са управљачким функцијама (за напон 110 kV или виши), или да се користе IED-ови са управљачким/заштитним функцијама.

Са становишта смањења трајања у прекиду испоруке електричне енергије веома важну улогу имају функција аутоматског поновног укључења (АПУ) и функција локатора квара. Обе ове функције могу бити обједињене у савременим заштитним микропроцесорским уређајима. Функција локатора квара индиректно утиче на смањење неиспоручене електричне енергије на два начина: директно за радијално напајане изводе без могућности алтернативног напајања, јер се смањује време проналажења места квара

или индиректно помажући диспечеру да изузме деоницу у квару из процеса реконфигурације мреже, чиме се убрзава овај процес.

Функција АПУ-а директно утиче на трајање прекида у испоруци, а са друге стране одговорна је и за непотребно напрезање опреме, односно излагање опреме кратком споју за појаву трајног квара у мрежи. Да би се спречио овај други случај развијене су неке од функција микропроцесорске заштите, као што је заштита од укључења на квар (*SOTF*) која је нашла примену код дистантних заштита у преносној мрежи. Поменута функција ради на подимпедантном принципу [12].

ОПРЕМА ЗА АУТОМАТИЗАЦИЈУ НАДЗЕМНИХ МРЕЖА

Примена аутореклозера је већ уобичајена ствар у средњенапонској мрежи Србије. Овакав уређај у себи садржи обједињене функције: прекидача, микропроцесорске заштите, систем АПУ, мерења (напон, струја, снага, фактор снаге, фреквенција), функцију снимања поремећаја и даљинског управљања. Управљачко комуникациони део је контролер који служи за комуникацију са локалним *SCADA* системом, и пружа могућност даљинског командовања, мерења и сигнализације. Средњенапонски извод без реклозера, за појаву квара на било којој деоници, испада деловањем јединствене заштите. Искуство показује да сечесто више времена утроши за одређивање локације места квара него за само отклањање квара. Овај уређај је нарочито погодан за примену на дугим разгранатим средњенапонским надземним водовима.

Једна особина која реклозеру даје предност у односу на класичне прекидаче је механизам који се покреће на бази три засебна магнетска погона. Захваљујући овој особини реклозер је, након првог укључења, у стању да прекине струју за 0.1 s, а опсеци за подешавање друге и треће безструјне паузе могу да буду већ од 1 s [13].

Уређај који је такође нашао широку примену у средњенапонској мрежи је даљински контролисана склопка растављач и даљински контролисана растављач. Овакви уређаји омогућавају дељење мреже, за случај настанка квара, на мање деонице.

Разлог широке употребе склопке за спољашњу монтажу уређаја је њихова ниска цена. Основна верзија оваквих уређаја располаже само индикацијом положаја, моторним погоном и сигнализацијом губитка притиска изолационог медијума. Додатно се могу уградити напонски или струјни мерни трансформатори. Пошто ове склопке не допуштају визуелни увид у раздвојеност контаката, механизам за визуелну сигнализацију положаја склопке морају бити лако видљиви са земље.

Ако се упореди однос цене аутореклозера са комуникационом опремом у односу на растављач склопку са детекторима проласка струје квара и комуникационим уређајима, посматрано за надземну мрежу 10 kV, добије се коефицијент 1.5. Овај однос се додатно погоршава по аутореклозер, односно прелази 2, ако се уместо растављач склопке користи постојећи линијски растављач са додатим механичким актуатором [13].

Детектори проласка струје квара су уређаји се повремено мешају са локаторима квара, јер по функцији врше одређивање локације места квара. Суштинска разлика је у логици рада ових уређаја у односу на локаторе квара. Овакви детектори могу се користити са локалном сигнализацијом или даљинским јављањем.

Детектори квара у кабловским, као и они који се користе за надзему мрежу монтирани на стубовима, могу бити неусмерени или усмерени. Принцип рада усмерених детектора проласка струје квара за случај земљоспоја може се сагледати имајући у виду фазне ставове нултог напона и нулте струје у неколико милисекунди које следе након тренутка земљоспоја. Детектори проласка струје квара који се користе у надземним мрежама и монтирају на проводницима, могу детектовати међуфазне кварове и земљоспојеве у мрежама са уземљеном неутралном тачком (директно или преко импедансе). Раде на једном од два принципа, на бази електромагнетних сензора који мере интезитет струје или на бази алгоритма који прате пораст струје (di/dt).

Незаобилазни део у аутоматизацији постојеће дистрибутивне мреже је механички актуатор, који може бити независан уређај, или саставни део контролне јединице. Ови уређаји се користе да омогуће увођење у систем даљинског управљања раставних уређаја који нису били предвиђени у тренутку монтаже да буду аутоматизовани. У случајевима када се управља линијским или склопка растављачима који су монтирани на стубове, механички актуатори се у великој већини случајева израђују као део контролних јединица [13].

Принцип рада функције локатора квара се заснива на мерењу импедансе у току настанка квара, а потом на основу прорачуна, а уз уважавање параметара мреже, одређивање локације квара. Сваки произвођач уређаја поседује сопствени алгоритам израчунавања удаљености места квара. Дешава се да за неке кварове алгоритам не може да израчуна смислену вредност, и уређај у тим случајевима не даје никакав податак. Током анализе снимака квара у софтверским програмима могуће је накнадно проверити

удаљеност места квара. У сваком случају вредност коју даје локатор квара треба узети са резервом. Функција снимања поремећаја у мрежи је функција која врши снимање свих мерених аналогних и дигиталних сигнала које се користе за функционисање заштите.

ПРЕДЛОГ ПРИМЕНЕ ФУНКЦИЈЕ ЛОКАТОРА КВАРА

Основна идеја овог рада је да се постигне оптимум између цене опреме и позитивних ефеката коришћења аутоматизоване расклопне опреме у надземној средњенапонској мрежи. Пошто наша дистрибутивна мрежа не прати развој средњенапонских мрежа најразвијенијих земаља акценат се још увек ставља на скраћење прекида у напајању, односно смањење неиспоручене електричне енергије. Једна од идеја је да се помоћу софтвера помогне процес доношења одлука диспечерима задуженим за реконфигурацију мреже након испада одређеног вода који је опремљен опремом за даљинско управљање.

Диспечер задужен за реконфигурацију дистрибутивне мреже, за случај да не постоји могућност даљинског командовања расклопним елементима, шаље екипе дуж деонице вода да секционира вод, односно искључује линијске растављаче у одређеним тачкама. Оваква расклопна опрема је доста распрострањена у 10 kV надземним мрежама. Ако се занемари искуство диспечера у односу на вероватноћу настанка квара, као и оптимизација по критеријуму потребног времена да екипа стигне до расклопних елемената, према диспечерској пракси користи се секционисање „на половину“. Према овом правилу сваки покушајем се преполови број деоница на којима се потенцијално налази квар. Поменути принцип претраге могуће је у неколико итерација одредити деоницу у квару.

Коришћењем постојеће информационе инфраструктуре, углавном постоји могућност даљинског приступа информацијама везаним за поремећаје које се налазе у микропроцесорским заштитним уређајима или уређајима за праћење квалитета електричне енергије. Поменуте информације о поремећајима широм мреже могуће је прикупити у одређен број сервера.

Пошто процес одређивања локације квара на самом заштитном уређају траје реда неколико секунди, неопходно време за исти процес на нивоу сервера је очекивано да буде истог реда величине. Предност оваквог приступа се огледа у повећање расположивог рачунарског капацитета за процесе прорачуна, омогућавање коришћења модела мреже (уз податке са SCADA система, једноставнија даља анализа прикупљених података).

Поређењем потрошње електричне енергије за сопствено напајање једног интелигентног електронског уређаја (ред величине 50 W) и сервера (од неколико стотина W) добије се представа о приближном односу капацитета за вршење прорачуна. Још једна од предности код централизације података везаних за испаде путем сервера је прављење базе података испада из које је релативно једноставно правити врло тачну евиденцију о свим испадима на једном подручју.

Комерцијална исплативост предложеног решења се огледа у чињеници да слична реализација у оквиру DMS-а је већ дуже време комерцијално доступна и уведена је у неке управљачке центре дистрибутивне мреже. Ново предложено решење се разликује од коришћеног у приступу проблему коришћењем метода за прорачун на бази вештачке интелигенције. Очекивано је да се повећавањем рачунарског капацитета уређаја који врше прорачун и променом метода прорачуна повећа тачност добијених података о локацији квара.

Информација са високом тачношћу о локацији квара убрзава процес везан за отклањање самог квара, а што је још важније са становишта коришћења потенцијала који нуди аутоматизована мрежа, омогућава диспечеру да уз минималан број покушаја изврши реконфигурацију мреже. Овакав приступ поред директне користи у виду смањења времена трајања реконфигурације мреже након испада, носи са собом и предност прављења основе за увођење неких других апликација које су део визије концепта интелигентних електроенергетских мрежа.

Централизоване податке о испадима, односно аналитиком прикупљених података, могуће је додати очекивану вероватноћу појаве квара за поједине изводе, за случај да се функцијом локатора квара добије више потенцијалних локација места квара. Поменути централизовани систем за анализу података о кваровима би могао да буде одлична база за даљу надградњу DMS-а у циљу одређивања природе квара (да ли је трајан или пролазни).

ЗАКЉУЧАК

Модерно друштво се све више ослања на електричну енергију што се огледа растом потрошње електричне енергије у свету, а ЕЕС укључује више производње из конвенционалних и обновљивих извора, као исложеније управљачке системе. Сви поменути чиниоци захтевају развој DMS алата који олакшавају

управљање оваквом мрежом. Стиче се утисак да је мање напора уложено у унапређење ових алата са функцијом предвиђања и прилагодљивости, односно обезбеђења решења на која ће се ослањати ЕЕС у будућности.

Према тренутној визији интелигентних мрежа, на дистрибутивном нивоу, поред потпуне аутоматизације, мрежа ће бити опремљена вештачком интелигенцијом (*self learning capability*), укључујући модуле за детекцију квара, оптимизацију напона и оптерећења у мрежи, аутоматизован обрачун испоручене електричне енергије, опоравак и реконфигурација, као и могућношћу промена цене електричне енергије у реалном времену.

Пошто је функција циља оптимизације са становишта управљања и инвестиција смањење количине неиспоручене електричне енергије уз ограничена улагања, једно од решења је примена софтверских апликација за одређивање локације места квара, које уз аутоматизацију значајно смањују време прекида у испоруци електричне енергије. Циљ је обезбедити диспечеру информацију са што већом тачношћу о локацији места квара, а која омогућава реконфигурацију мреже у најкраћем року. У циљу смањења трошкова, а што се негативно одражава на квалитет електричне енергије са становишта краткотрајних прекида реда 1 минута, могуће је користити даљински управљане расклопне елементе без функције заштите.

Решење предложено у раду може се сматрати хибридним решењем између постизања очекивања и коришћења техника интелигентне електроенергетске мреже у односу на критеријум минималних инвестиционих улагања. Наручивање поменутих софтверских решења са становишта локалних дистрибутивних јединица изгледа незамисливо. Са становишта ЈП ЕПС – ОДС инвестиција у овакав пројекат је сасвим финансијски реална. Цена оваквог пројекта би се вишеструко снизила укључивањем академских заједница у развој поменутих техничких решења.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] James Momoh, 2012, „Smart Grid – Fundamentals of Design and Analysis“, „John Wiley & Sons Inc“, стр.13-16, 115-146.
- [2] Technical brochure: Creating a Reliable and Secure Advanced Distribution Management System, Schneider Electric.
- [3] Jianhui Wang, Xiaonan Lu, James T. Rely, Sal Martino, 2016, „Fundamental Report Series: Advanced Distribution Management Systems for Grid Modernization“, „Argonne National Laboratory“, стр. 1-3.
- [4] Bozkurt ÖÖ, Biricik G, Tayşi ZC, 2017, „Artificial neural network and SARIMA based models for power load forecasting in Turkish electricity market“, PLoS ONE 12(4): e0175915, стр. 1-20.
- [5] R Harley, J Liang, 2011, „Computational Intelligence in Smart Grids“, „IEEE Symposium Series on Computational Intelligence (SSCI) 2011 – CIASG“, стр. 2-7.
- [6] Davor Micek, Darko Majerić, Darko Runjić, 2008, „Automatizacija distribucije električne energije – jučer, danas, sutra“, „1. savetovanje NO CIRED“, стр. 1-3.
- [7] Оператор дистрибутивног система ЕПС Дистрибуција, 2017, Годишњи извештај: Енергетски подаци 2017, стр. 18-19.
- [8] Група аутора, 2001, „Техничка препорука број 12а: Основни технички затеви за изградњу дистрибутивних трансформаторских станица 110/10 kV, 110/20 kV и 110/35/10 kV“, „ЕПС Дирекција за дистрибуцију електричне енергије“, стр. 1, 13-16.
- [9] Група аутора, 2000, „Техничка препорука број 12б: Основни технички затеви за изградњу дистрибутивних трансформаторских станица 35/10 kV снаге 2x8 MVA“, „ЕПС Дирекција за дистрибуцију електричне енергије“, стр. 1, 7-9.
- [10] „Network Protection & Automation Guide, 2011“, Alstom Grid, стр. 431,453.
- [11] Интерни стандард за системе надзора и управљања у електроенергетским објектима ЈП ЕМС, 2014, стр. 7-8.
- [12] Интерни стандард ИС-ЕМС 712:2014 Заштита водова 220 и 110 kV, стр.4.
- [13] „Студија развоја електроенергетског система Републике Српске“, Том 2, Електротехнички Факултет Београд, стр. 110-128.