

Igor Volarić
HEP ODS Elektroprimorje Rijeka
igor.volavic@hep.hr

Duško Buršić
HEP ODS Sektor za vođenje sustava
Dusko.bursic@hep.hr

PREGLED AUTOMATIZACIJE PO DUBINI SREDNJENAPOSNE MREŽE U ELEKTROPRIMORJU RIJEKA

SAŽETAK

Na području nadležnosti DP Elektroprimorja Rijeka automatizacija po dubini SN mreže započela je 2001. godine. Do studenoga 2017 godine uključeno je preko 130 automatiziranih objekata raznih tipova u sustav daljinskog vođenja (po dubini mreže).

U ovom članku daje se pregled automatiziranih objekata po dubini mreže, korištene tehnologije te konkretna tehnička rješenja koja su se kroz vremensko razdoblje korištenja pokazala kao najbolja opcija. Također se opisuju iskustva kao i nedostaci proizašli iz prakse.

Zaključno se daju smjernice daljnjeg razvoja te tipovi tehnologije i rješenja koja će se dalje razvijati, odnosno primjenjivati.

Ključne riječi: SN mreža, automatizacija, tehnologije, tehnička rješenja, daljinske stanice

AUTOMATION DISTRIBUTION IN ELEKTROPRIMORJE RIJEKA

SUMMARY

In Elektroprimorje Rijeka distribution automation began in 2001. As of November 2017 over 130 objects in distribution network have been automated.

This Article gives overview of distribution automation, used technologies and technical solutions of particular objects that have proven to be the best during exploitation. In addition, authors describe their experience that emerged from usage of such objects.

In conclusion, guidelines for future development of distribution automation that will be used in Elektroprimorje Rijeka are given.

Key words: automation distribution, technologies, technical solutions, remote stations

1. UVOD

Osnovna zadaća operatora distribucijskog sustava je pouzdano i kvalitetno napajanje svih Korisnika mreže. Najefektivnija mjera za unaprjeđenje pouzdanosti i efikasnosti u distributivnim mrežama jest automatizacija distributivne mreže.

U automatizaciji po dubini srednjenaponske (SN) mreže najvažniju ulogu imaju daljinski upravljivi objekti poput SN sklopnih postrojenja, linijskih rastavljača, indikatori kvara itd.

Osnovna uloga takvih automatiziranih objekata jest smanjenje vremena potrebnog za makro lokaciju mjesta kvara i izolaciju kvarne dionice, odnosno ubrzanje procesa uspostavljanja napajanja Korisnicima mreže.

2. POSTOJEĆE STANJE

Automatizacija napojnih točaka TS 110/x i TS 35/x kV na području nadležnosti DP Elektroprimorja Rijeka započela je 1970-tih godina prošlog stoljeća. Od kraja 2017. godine, svi objekti iz navedene kategorije nalaze se u sustavu daljinskog vođenja (SDV).

Kao i kod tokova energije, tako i u slučaju automatizacije SN mreže, predmetne napojne točke predstavljaju osnovu za sustavno upravljanje SN distribucijskom mrežom. Daljnjom automatizacijom objekata „po dubini“ pojedinih vodnih polja, omogućava se operateru sustava veća iskoristivost mreže odnosno bolje i racionalnije gospodarenje istom.

Počeci razvoja automatizacije po dubini SN mreže u DP-u Elektroprimorju Rijeka sežu na početak 2000-tih. Godine 2001. uključena je prva mala TS 20/0,4 kV u sustav daljinskog vođenja (SDV). Do studenog 2017. na području nadležnosti Elektroprimorja Rijeka uključeno je preko 130 raznih tipova automatiziranih objekata u SDV.

Tipovi objekata korišteni za automatizaciju po dubini SN mreže Elektroprimorja Rijeka su:

- TS 10(20)/0,4 kV (mTS)
- 10(20) kV rasklopnice (RS)
- daljinski upravljivi rastavljači u nadzemnim SN mrežama (DURN)
- indikatori kvara u kabelskim i nadzemnim SN mrežama (IND)
- digipiteri kao samostalni objekti (DIG)
- digipiteri unutar mTS (mTS+DIG)

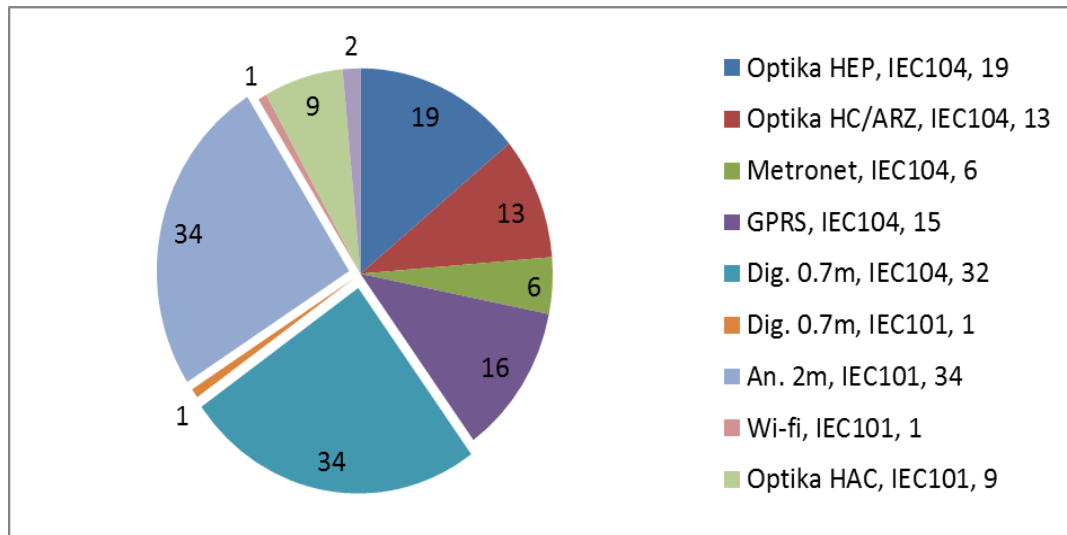
U tablici I. prikazan je pregled broja i tipova objekata uvedenih u SDV u Elektroprimorju Rijeka.

Tablica I. Tablični pregled automatiziranih objekata u SN mreži

Tip objekta:	mTS	mTSE	SE	mTSK	DURN	DIG	mTS+DIG	RS
Broj objekata	104	1	4	4	13	4	1	3

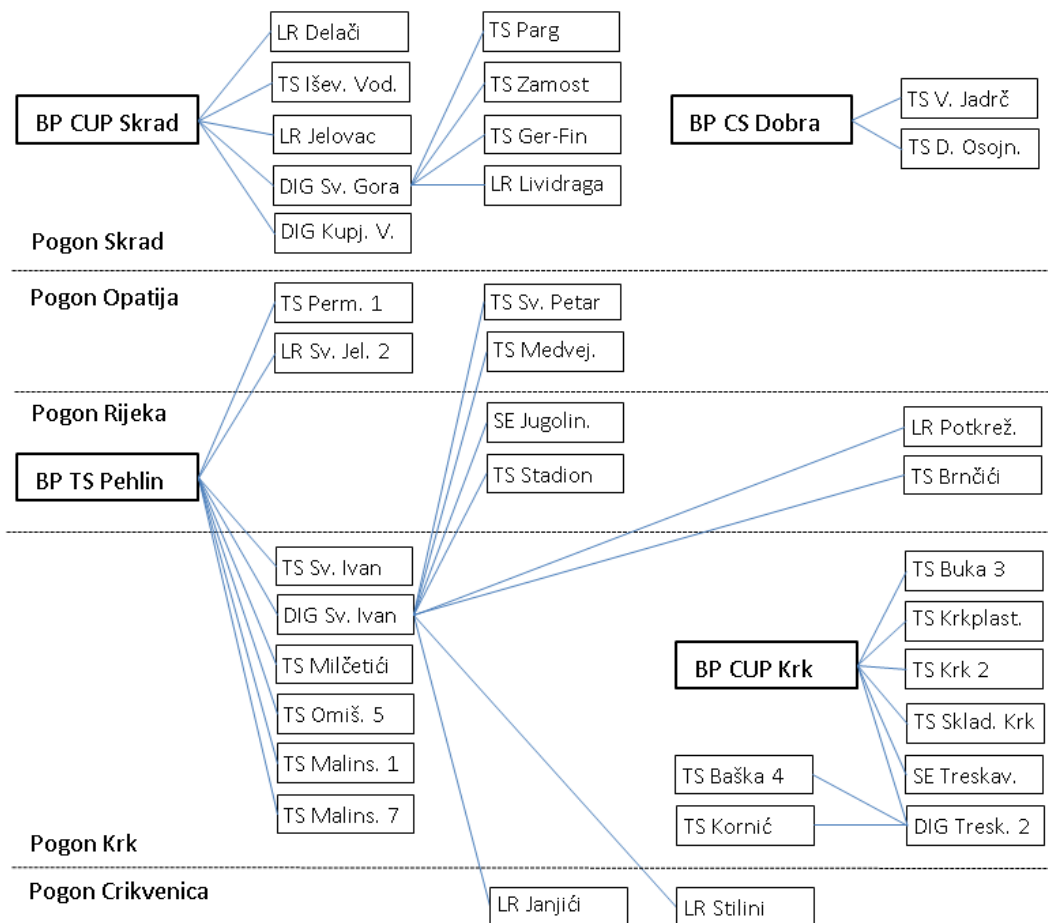
U predmetnom prikazu male TS (mTS) su azdvojene na mTSE (mTS sa priključkom solarne elektrane na 0.4 kV, SE (solarne elektrane spojene na 0.4 kV, gdje pripadna TS 10(20)/0,4 kV nije automatizirana), mTSK (mTS sa priključkom kogeneracije). Indikatori kvara u SN nadzemnim mrežama trenutno nisu uvedeni u SDV ti nisu navedeni u tablici.

Radio-veza je najkorišteniji komunikacijski put za automatizaciju po dubini mreže. Od 132 objekta, 67 ih koristi radio vezu i to 35 analognu, a 32 digitalnu. Sa slike 1 se vidi da je preko 50% mTS na radio-vezama Elektroprimorja.



Slika 1. Prikaz komunikacijskih puteva za mTS

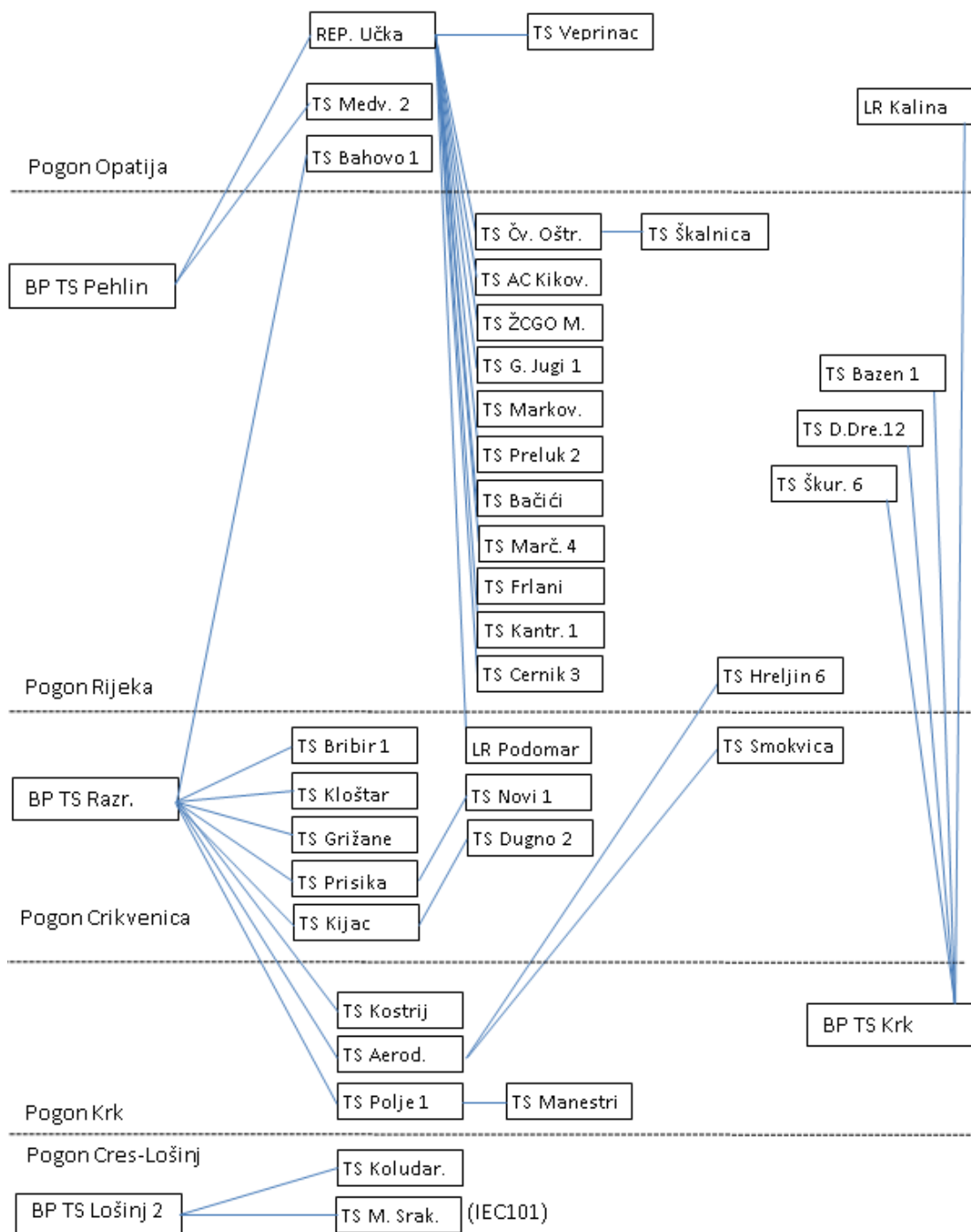
Analogna radio-mreža bila je početno komunikacijsko rješenje, s kojim se jače započelo automatizaciju. Do danas se znatno smanjila analogna, a proširila digitalna radio veza. Analogna radio veza radi na nižim brzinama, serijskog je tipa i relativno sporija. Pojavom mogućnosti upotrebe IEC104 u mTS, a zatim i digitalne radio-veze, porasla je brzina prijenosa podataka, a značajno je poboljšanje i servisni pristup opremi putem iste digitalne radio-veze.



Slika 2. Prikaz analognih radio-veza za mTS (IEC101, 4 bazne postaje – BP)

Bazna postaja Pehlin komunicira s najviše objekata i uz pomoć digipitera doseže objekte u 4 pogona. Radi se o 2-metarskoj radio-vezi, a oprema koja se koristi po objektima je Motorola. Sva oprema se nalazi u trajnom prozivanju iz nadređenog centra upravljanja.

Sve bazne postaje spojene su brzom vezom na procesnu informatičku mrežu, uz pomoć pretvornika serija / LAN. U centru upravljanja koristi se oprema za prilagođenje IEC101 protokola na nadređeni centar. Također se u većini slučajeva na opremi za prilagođenje koriste i virtualni serijski portovi koji smanjuju količinu opreme u centru, a imaju i servisni pristup.



Slika 3. Prikaz digitalnih radio-veza za mTS (IEC104, 4 bazne postaje – BP)

Oprema za digitalnu radio vezu je Racom Ripex. To je radio-usmjernik (router), sa daljinskim pristupom kako po IP adresi tako i po internoj radio-IP adresi. Sve bazne postaje su također spojene na brzu procesnu mrežu i podaci po protokolu IEC104 direktno stižu u nadređeni centar.

Za situacije gdje radio veza nema pokrivenost, koriste se GPRS modemi putem komercijalnih pružatelja usluge (providera). GPRS omogućava prijenos IEC104, IEC101 i servisnog pristupa. Korištena je oprema Arctic Viola, MOXA Onecell i interni modemi isporučitelja DAS-ova.

Komunikacija putem vlastite optičke mreže nije često zastupljena, više je rezervirana za kapitalne objekte (TS 110/x i TS 35/x kV).

Za situacije gdje se radi o potrebi prijenosa većeg broja podataka, odnosno za rješenja mTS sa kogeneracijom ili solarnom elektranom, ukoliko nema mogućnosti primjene HEP-ove optike koristi se iznajmljena ethernet veza također od komercijalnih pružatelja usluge.

Nedostatak korištenja komercijalnih pružatelja usluga preko iznajmljenih veza (GPRS ili Ethernet) očituje se u sporosti istih prilikom otklanjanja problema.

3. TS 10(20)/0,4 kV

Kao što je navedeno u prethodnom poglavlju TS 10(20) kV (mTS) predstavljaju najveći broj objekata uvedenih u SDV. Isto je i logično, s obzirom da mTS predstavljaju „bazna“ čvorišta u promišljanju upravljanja po dubini distribucijske mreže.

Kriteriji za odabir objekata koji su se uveli u SDV proizašli su na osnovu potreba vođenja mreže. Odabrale su se one mTS u kojima se u slučaju kvara, daljinskim upravljivim pogonskim manipulacijama može izvršiti prvi korak makro lokacije kvara, odnosno relativno brzo povratiti napon većem broju korisnika mreže. Također odabirale su se one mTS u kojima se u pravilu imalo veći broj vodnih polja, odnosno u kojoj su granice napajanja, radi lakšeg prebacivanja napajanja u redovnom i izvanrednom pogonu mreže.

U pravilu, kod mTS u SDV-u, SN dio se sastoji od kompaktnog SN sklopnog bloka s nekoliko upravljivih vodnih polja i upravljivim trafo-poljem, a bez upravljanja s niskonaponskim prekidačem. Naravno postoje i mTS sa dva trafo-polja ili više trafo-polja, te objekti s upravljivim sekundarnim 0,4 kV prekidačima, kao i 0.4 kV spojnim poljima. Upravljanje s 0,4 kV elementima koristi se kod važnijih 0,4 kV Korisnika mreže odnosno elektrana priključenih na 0,4 kV.

Kod upravljanja vodnim poljima, u pravilu se radi o tropoložajnim sklopkama, pri čemu je daljinski omogućen samo uklop / isklup rastavljača, dok je onemogućeno daljinsko uzemljivanje polja. Isto je rezultat tehničkih mogućnosti pojedinih blokova, te znatnijeg financijskog poskupljenja cjelokupnog rješenja.

Kod trafo polja opremljenih prekidačem i tropoložajnom sklopkom omogućen je isklup /uklop prekidača, te uklop /isklop rastavljača. Kao i kod vodnih polja uzemljivanje se vrši isključivo lokalno sa samog bloka.

Podaci koji se prenose iz takvih objekata prema centru upravljanja (DC) su:

- signalizacija položaja aparata u SN dijelu mTS
- signalizacija prorade indikatora kvara ako postoje,
- signalizacija ispada automatskih osigurača DC razvoda,
- signalizacija stanja istosmjernog razvoda (ispravljač i baterija iz DAS-a služe za navijanje motornih pogona i daju upravljački napon)
- signalizacija nestanka 230VAC
- signalizacija izbora mjesta upravljanja (lokalno/daljinski)
- (ponegdje) mjerenja struja u 2 faze po vodnim poljima putem senzorskih indikatora kvara

Danas, većina SN blokova opremljenih za daljinsko upravljanje dolazi s indikatorima kvara o kojima je više riječi u poglavlju 4.

Razvoj tehnologije i veća zastupljenost različitih proizvođača na tržištu rezultirala je bitnijim padom cijene bloka s daljinskim upravljanjem, što ga je učinilo dostupnijim krajnjem korisniku.

Općenito dosadašnja automatizacija po dubini SN mreže podrazumijevala je standardizirane SN blokove, te je u središtu odlučivanja i tumačenja dostupnih podataka iz mreže bio operater. Eventualni nedostatak takvog pristupa, prema mišljenju autora, ogleda se u činjenici da u pravilu vodna polja u SN bloku nisu opremljena prekidačem i pripadnom električnom zaštitom, čime bi se postigla dodatna automatizacija upravljanja po dubini mreže. Prednosti takvog sustava u slučaju dijela kvarova u SN mreži bile bi manji dio mreže zahvaćen kvarom što posljedično znači i manji broj korisnika koji bi ostali bez napajanja.

Prvi počeci automatizacije SN sklopnih postrojenja temeljili su se na tehnološkim rješenjima dostupnim 2000. godine: daljinska stanica DS2000 i analogna radio veza, na sklopnom bloku Končar VDA. Razvoj DAS2000 je stao sa IEC101.

Nakon prvih 7 objekata, pokrenut je ciklus ugradnje IEL-ove opreme sa ABB RMU sklopnim blokovima, također na analognoj radio-vezi i IEC101, ali sa drugačijom DAS, koja je kasnije omogućila parcijalne revitalizacije i napredovanje prema sadašnjim rješenjima.

IEL-ova oprema je danas najbrojnija po broju ugrađenih daljinskih stanica za automatizaciju mTS.

DT-10TS (66 komada) je ormar daljinske stanice, uobičajeno sastavljen od upravljačkog modula s displejom (UST-10G), modula binarnih ulaza (AM-16), ponekad s indikatorom kvara (IK-10) i mjernim terminalom (MT-10). Komunikacijski modul je CJ-20, a interna komunikacija između modula je po modbus protokolu.

DT-10TSc (14 komada) je varijanta prethodne DAS, temeljena na UST-10Gc koji je pojačana verzija uređaja UST-10G, koji ima i funkciju komunikacije prema nadređenom centru pa se CJ-20 ne koristi. Dodatno, UST-10Gc je na 3 mTS objekta korišten za zamjenu opreme starije generacije. To onda nisu ormari DT-10TSc, ali imaju glavni dio UST-10Gc.

DT-10SE (3 komada) je ormar DAS-a za priključak solarne elektrane. Temelji se na uređaju UST-10Gc.

Končareva oprema korištena za automatizaciju mTS je oprema prenesena iz sustava automatizacije TS 110 i 35/x.

DS2000 (6 komada) je DAS sa kojim je započeta automatizacija 2001. godine.

DS803 (2 komada) je DAS starijeg tipa, temelj automatizacije TS 110 i 35 kV, revitalizirana i dalje služi nakon prijelaza TS 35/x u RS 10(20) kV.

LKKU (3 komada) zapravo nije DAS, nego stanično računalo za konverziju protokola, a korišteno je u mTS koje su susretne stanice prema malim elektranama (kogeneracije). Zbog zahtjeva na zaštitne funkcije na mjestu odvajanja, korišteni su zaštitni releji sa komunikacijskim protokolom IEC61850, a LKKU služi za konverziju na IEC104 prema nadređenom centru, uz minimalni inženjering.

ABB-ova oprema za automatizaciju je zanimljiva zbog kompaktnog rješenja sa RTU511 (14 komada). To je DAS koja stane unutar ormarića sklopnog bloka s 2 ili više vodnih i trafo-poljem (npr. CCV). Sklopni blok i DAS su u jednom kućištu, u sklopnom bloku (zajedno s baterijama). Ormara DAS-a nema pa tako ni montažnih radova u TS, a rješenje ima potpunu funkcionalnost kao DAS s ormarom.

RTU560 (1 komad) – jača verzija RTU511, ugrađena u ormarić kao DAS za solarnu elektranu, Spaja se na ABB-ov NN prekidač i čita mjerenja po modbusu.

Schneiderova oprema je zastupljena sa DAS T-300 (3 komada). Predmetno rješenje je ormarić DAS-a modernog modularnog koncepta.

Iz navedenog opisa tipova opreme, vidi se da su DAS-evi kao ključni dio automatizacije, tehnološki različiti. Danas sva navedena oprema koja radi po komunikacijskom protokolu IEC104, ima servisni pristup preko procesne mreže, putem proizvođačeve aplikacije ili web-sučelja (čak i oprema koja radi putem GPRS-a).

Prikazan je ukupni broj od 133 objekta, dakle jedan manje nego u tablici 1. Razlog je specifično rješenje automatizacije u toj jednoj mTS pri čemu je u toj TS zaštitni relej, a LKKU je u drugoj TS 35/20 kV. Ovakvo je rješenje moguće zbog optičke veze između objekata.

3. DALJINSKI UPRAVLJIVI RASTAVLJAČI U SN NADZEMNIM MREŽAMA

Nadzemni SN vodovi su izloženiji vanjskim utjecajima te posljedično i učestalost kvarova na njima je znatno veća nego u odnosu na kabelske vodove. Slijedom toga ugradnja daljinski upravljivih rastavljača (DURN) u takvoj mreži je važna s aspekta funkcije vođenja i upravljanja mrežom.

U poglavlju 2 je navedeno da ja na području nadležnosti DP Elektroprimorja Rijeka ugrađeno ukupno 13 DURN-ova. Ukoliko se uzme u obzir da je na području DP Elektroprimorja Rijeka preko 500 km nadzemne SN mreže, tada je razvidno da ima prostora za napredak na predmetnom polju automatizacije mreže. Ipak relativno manji broj ugrađenih DURN-ova posljedica je i tehničkih ograničenja u vidu dostupne komunikacije na područjima gdje bi ugradnja DURN-ova imala opravdanost u cilju povećanja pouzdanosti i raspoloživosti mreže.

Tijekom uvođenja automatizacije, i DURN-ovi su se ugrađivali u nekoliko etapa. Slijedom toga te s obzirom na propisane postupke nabave, i tehnološka rješenja su različita.

Prvo primijenjeno rješenje je ABB Sectos rastavna sklopka sa ABB kombi sensorima. DAS je uglavnom IEL –ova sa UST-10G ili ABB REC523. Komunikacijski protokol je IEC101, uz analognu radio vezu. Skup podataka koji se prenosi je položaj sklopke, par općih signala, 3 mjerenja struje i 3 mjerenja napona, a indikacije kvarova se uglavnom ne koriste iz razloga što ugrađeni senzori su dimenzionirani za mnogo veće struje od onih koje se pojavljuju u redovnom pogonu.

Slijedeće upotrijebljeno rješenje bio je rastavljač proizvođača Schneider tipa RL 27, s upravljačkim ormarićem sa Schneiderovim upravljačkom jedinicom (DAS-om). Upravljačka jedinica objedinjava napredne upravljačke algoritme, širi raspon zaštitnih funkcija u sklopu indikacije kvara te komunikacijske postavke prema centru upravljanja. Također omogućava automatizaciju u vidu automatskog sekcioniranja kvara. Prema centru se prenosi signalizacija položaja, par općih signala, jedno mjerenje struje i napona, kao i indikacije kvara.

Najnovije rješenje je ABB Sectos rastavna sklopka sa ABB strujnim transformatorima na sklopki. DAS je Končar DSR-200. Prema centru se prenosi signalizacija položaja, par općih signala, 3 mjerenja struja i napona, kao i indikacije kvara. Veza je digitalni radio ili GPRS.

4. INDIKATORI KVARA U KABELSKIM I NADZEMNIM SN MREŽAMA

Indikatori kvara u SN mrežama predstavljaju osnovni stupanj automatizacije mreže. Njihova osnova uloga je detekcija i signalizacija pojave kvarova u mreži čime se osiguravaju dodatne informacije pogonskom osoblju i skraćuje vrijeme traženja kvara. U pravilu većina indikatora danas ima mogućnost detekcije i signalizacije pojave struje kratkog spoja i dozemnog spoja.

S obzirom na ugradnju, indikatore kvara dijelimo na indikatore u nadzemnim i kabelskim SN mrežama. Također ih dijelimo na indikatore s daljinskom i lokalnom indikacijom kvara.

4.1. Indikatori u SN nadzemnim mrežama

Na području DP Elektroprimorja Rijeka ukupno je ugrađeno 11 indikatora s daljinskom signalizacijom i 80 indikatora s lokalnom signalizacijom. Indikatori s daljinskom signalizacijom ujedno imaju i lokalnu indikaciju pojave kvara.

Ugrađuju se na stupu, obično 3 m ispod faznih vodiča, odnosno bez galvanskog kontakta s vodičima. Indikatori rade na principu registracije promjena magnetskog polja koje nastaju kao posljedica struje kratkog spoja ili dozemnog spoja. S detektiranjem elektromagnetskog (električnog i magnetskog) polja indikator određuje da li se radi o prolaznom ili o trajnom kvaru. Indikatori nemaju odvojenu signalizaciju za kratki ili dozemni spoj.

Indikatori s lokalnom i daljinskom indikacijom imaju svjetlosnu indikaciju – bljeskalicu koja se vidi u radijusu 360° i do 300 m udaljenosti. Slijedom toga indikatore kvara poželjno je ugraditi na stupove bliže putovima kako bi pogonsko osoblje čim lakše i brzo prikupilo potrebne informacije i odredilo makro lokaciju kvara.

Indikatori s daljinskom signalizacijom ugrađeni u Elektroprimorju Rijeka rade na principu GSM komunikacije. U centru upravljanja na osobnom računalu nalazi se programski paket – koncentrator s

modemom preko kojeg se vrši komunikacija s indikatorima ugrađenim na terenu. Indikator uključuje integrirani GSM/GPRS modem, koji omogućuje jednosmjernu komunikaciju sa SMS porukama na mobilne telefone ili dvosmjernu komunikaciju sa podatkovnim pozivima („data call“) u koncentrator. Koncentrator nadalje ima mogućnost prosljeđivanja SMS poruke na mobilne telefone pogonskog osoblja. U koncentrator indikator šalje podatke o indikatoru (mjesto ugradnje, serijski broj itd), te podatke o kvaru (da li je trajni ili prolazni kvar, te vrijeme i datum kvara).

U tijeku je prelazak predmetnih indikatora s GSM na GPRS komunikaciju te uvođenje signalizacije istih u SCADA sustav DP-a, čime će se potencijal predmetnog sustava iskoristiti u cijelosti na korist vođenja mreže.

Dosadašnja praksa je opravdala uvođenje predmetnih indikatora u sustav vođenja, kako onih s daljinskom signalizacijom tako i onih samo s lokalnom indikacijom prorade.

Nedostaci primjenjivanog sustava očituju se u sljedećem:

- u brzini odaziva, naime od prorade zaštite u napojnoj TS X/10(20) kV do signalizacije na koncentratoru u pravilu prođe od 1 do 2 min
- nepouzdana djelovanje u rezonantno uzemljenim mrežama
- za korištenje GSM/GPRS potrebne su usluge komercijalnih pružatelja usluga
- relativno otežano održavanje (npr zamjena baterije) zbog mjesta montaže (stup SN voda)

4.2. Indikatori u SN kablskim mrežama

Indikatori u kablskim mrežama u pravilu se sastoje od upravljačke jedinice i strujnih senzora koji se montiraju na kablске završetke u kablskim odjeljcima SN blokova. Pojedini uređaji imaju i naponske senzore, čime ostvaruju naprednije funkcije detekcije dozemnih spojeva. Kao i u slučaju nadzemnih indikatora imaju mogućnost indikacije kratkih i dozemnih spojeva. Korisnik u pravilu ima mogućnost odabira struje i vremena prorade za pojedinu funkciju detekcije.

Indikatori imaju mogućnost lokalne signalizacije preko svjetlosnih indikacija, odnosno mogućnost daljinskog signaliziranja preko relejnih izlaza na upravljačkim jedinicama.

U pravilu indikatori kvara su se ugrađivali usporedno s uvođenjem TS 10(20)/0,4 kV u SDV i dio su DAS-a ili sklopnog bloka. Posljedično signalizacija prorade istih prenosi se preko daljinske stanice u centar upravljanja. Naravno postoji i cijeli niz SN blokova koji nisu uvedeni u SDV, a serijski su opremljeni s indikatorima kvara.

Kroz duže vremensko razdoblje eksploatacije predmetnih indikatora kvara nažalost nije se postigao konsenzus oko ukupne ocjene pouzdanosti predmetnog rješenja. Naime tijekom praćenja rada istih zabilježeni su slučajevi lažnih prorada kao i slučajevi kad indikatori nisu proradili, iako su bili stvoreni uvjeti za indikaciju. Ovisno o proizvođaču i mogućnostima podešavanja pojedinih indikatora ponekad je teško postići kompromisno rješenje između podešenja zaštite u napojnoj TS i podešenja indikatora. Prilagođavati sustav električne zaštite indikatorima kvara u većini slučajeva nije opravdan s aspekta očuvanja selektivnosti u cjelokupnom sustavu, odnosno zaštiti samih šticećenih objekata.

Ovisno o proizvođaču kod pojedinih indikatora postoje i nedostaci koji se očituju u sljedećem:

- nemaju odvojenu signalizaciju (daljinsku / lokalnu) u ovisnosti o tipu kvara
- nemaju mogućnost zasebnog podešavanja vremenskog zatezanja za pojedinu funkciju, odnosno nemaju uopće mogućnost podešavanja vremenskog zatezanja, čime se otežava usklađivanje s zaštitnim funkcijama u napojnim TS X/10(20) kV

5. BUDUĆE STANJE

Kod uvođenja budućih TS 10(20)/0,4 kV orijentirati će se na primjenu rješenja u vidu upravljačkih jedinica koje će u sebi objedinjavati upravljačke, zaštitne i funkcije indikacije kvarova. Pri tome treba težiti jedinicama koje imaju direktnu komunikaciju po IEC 104 prema centru upravljanja. Snaženje automatizacije na razini TS 10(20)/0,4 kV svakako će se kretati u smjeru kombinacije daljinskog upravljanja i lokalne automatike u vidu implementacije električnih zaštita i djelovanja na prekidače ili rastavljače u vodnim poljima. Isto će omogućiti i kreaciju samo-obnavljajućih SN mreža, te višu razinu

automatizacije mreže, što bi posljedično trebalo rezultirati većom raspoloživošću mreže za veći broj Korisnika mreže u trenutku nastanka kvara.

S aspekta indikatora kvara u kabelski mrežama, oni su se dosada isključivo vezivali uz uvođenje TS 10(20)/0,4 kV u SDV. U budućnosti treba težiti uvođenju predmetnih indikatora preko GPRS ili Wireless mreže u SCADA sustave, neovisno o upravljivosti SN postrojenja.

Dosadašnja automatizacija u nadzemnim SN mrežama koristila je isključivo linijske rastavljače. U budućim primjenama, ukoliko se pokaže opravdanost, treba uzeti u obzir i reclosere posebno u mrežama koje su u pogonu u prstenu, pri čemu bi se implementirali algoritmi samoobnavljajuće mreže.

6. ZAKLJUČAK

Dosadašnja automatizacija u DP Elektroprimorju Rijeka unaprijedila je sustav upravljanja mrežom, što je svakako doprinijelo tome da Elektroprimorje Rijeka danas ima jedne od najboljih indeksa SAIFI i SADI na razini DP-ova u HEP ODS-u. Razvoj automatizacije U DP-u tokom godina pratilo je trendove u tehnologije te je kao DP uvijek bio lider u primjeni novih tehnologija.

U nadolazećem vremenskom razdoblju kroz investicijske projekte i dalje će se ulagati u automatizaciju mreže, pri čemu će se pokušati dodatno osnažiti segment upravljivih čvorišta u nadzemnim mrežama te proširiti lepeza rješenja u indikaciji kvarova.

5. LITERATURA

- [1] D. Brajković, R. Čučić, V. Fabris, Z. Jadrijević, B. Brestovec, B. Njavro, "Implementacija automatizacije po dubini srednjenapnske mreže", 4. (10). CIREC savjetovanje, 2014.
- [2] D. Micek, D. Majerić, D. Runjić, "Automatizacija distribucije električne energije – jučer, danas, sutra", 1. CIREC savjetovanje, 2008.
- [3] IEL, asortiman proizvoda, tehnička upute i letci", 2006.- 2017..
- [4] Končar-KET, „LKKU korisnički priručnik“, 2014.
- [5] Končar-KET, „Daljinska stanica DSR 200, tehnički opis“, 2014.