

Smart grid automatizacija srednjenaponske mreže distribucije električne energije

Gonan, Mauro

Undergraduate thesis / Završni rad

2019

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **Istrian University of applied sciences / Istarsko veleučilište - Università Istriana di scienze applicate**

Permanent link / Trajna poveznica: <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:212:129208>

Rights / Prava: [In copyright](#) / [Zaštićeno autorskim pravom.](#)

Download date / Datum preuzimanja: **2024-05-18**



image not found or type unknown

Repository / Repozitorij:

[Digital repository of Istrian University of applied sciences](#)



image not found or type unknown

ISTARSKO VELEUČILIŠTE – UNIVERSITÀ ISTRIANA

DI SCIENZE APPLICATE

KRATKI STRUČNI STUDIJ

MAURO GONAN

**SMART GRID AUTOMATIZACIJA
SREDNJENAPONSKE MREŽEDISTRIBUCIJE
ELEKTRIČNE ENERGIJE**

ZAVRŠNI RAD

PULA, 2019.

ISTARSKO VELEUČILIŠTE – UNIVERSITÀ ISTRIANA

DI SCIENZE APPLICATE

KRATKI STRUČNI STUDIJ

**SMART GRID AUTOMATIZACIJA
SREDNJENAPONSKE MREŽE DISTRIBUCIJE
ELEKTRIČNE ENERGIJE
ZAVRŠNI RAD**

Kolegij: Industrijski sustavi automatizacije

Mentor:mr.sc. Eduard Lorencin, dipl. ing. el.

Student: Mauro Gonan

PULA, rujan, 2019.

SADRŽAJ

1. UVOD	1
1.1. Opis i definicija problema	1
1.2. Cilj i svrha rada.....	2
1.3. Hipoteza.....	2
1.4. Metodologija.....	2
1.5. Struktura rada	3
2. NEAUTOMATIZIRANI SUSTAV SN MREŽE	4
2.1. Uvod	4
2.2. Srednjenaponska mreža	4
2.3. Statistika kvarova u SN mreži	5
2.4. Protokol otklanjanja kvara u SN mreži.....	6
2.4.1. Vrijeme trajanja prekida	7
2.4.2. Vrijeme nastanka prekida	7
3. AUTOMATIZIRANI SUSTAV SN MREŽE.....	8
3.1. Uvod	8
3.2. Tipovi automatiziranog sustava.....	9
3.2.1. SN mreža sa indikatorima kvara.....	10
3.2.2. SN nadzemna mreža opremljena s daljinski upravljivim linijskim rastavljačima.....	11
3.2.3. SN kabelska mreža opremljena s daljinski upravljivim rastavljačima	12
3.2.4. SN mreže opremljene prekidačima na stupu – recloser.....	12
3.3. Sustavi podrške automatizacije	13
3.3.1. SCADA u VN/SN trafostanicama	13
3.3.2. Automatizirani sustavi upravljanja naponom i upravljanje kvalitetom energije.....	14
3.3.3. Sustavi upravljanja ispadima (OMS).....	14
3.3.4. Napredni sustavi mjerenja (AMI).....	14

3.3.5. Aplikacije za upravljanje imovinom.....	15
3.3.6. Razvoj naprednih sustavi nadzora i inteligentne aplikacije.....	15
4. VRSTA OPREME U AUTOMATIZIRANOM SUSTAVU MREŽE.....	16
4.1 Tehnička oprema i elementi koji se koriste u automatizaciji SN mreže	16
4.2 Rastavne sklopke proizvođača AAB	16
4.2.1. Rastavna sklopka	17
4.2.2. Rastavna sklopka sa integriranim uzemljivačem.....	17
4.2.3. Dvostruka rastavna sklopka.....	18
4.3. Vrste pogona.....	18
4.3.1. Ručni pogon.....	19
4.3.2. Motorni pogon	19
4.4. Tehnička specifikacija rastavnih sklopki.....	19
4.4.1. Tipovi NXB i NXBD.....	19
4.4.2. Tip NXA	22
4.5. Vakumski prekidač za ugradnju na stup – recloser	24
4.6. Ring Main Unit (RMU)	25
4.7. Primjer tehničkih karakteristika R.M.U..	26
4.8. Daljinska stanica.....	26
4.9. Mjerni pretvarači struje i napona.....	27
4.10. Indikatori kvara u kabelskim i nadzemnim SN mrežama.....	28
4.10.1. Indikatori u SN nadzemnim mrežama	28
4.10.2. Indikatori u SN kabelskim mrežama	29
4.11. Indikatori napona	30
4.12. Komunikacijska oprema	30
4.13. Strujni transformatori/senzori i naponski transformatori	30

5. PRIMJER RJEŠENJA AUTOMATIZACIJE U PODUZEĆU HEP ODS NA TRAFOSTANICI ZRAČNA LUKA SPLIT	32
5.1. Konfiguracija mreže	32
5.2. Mogućnosti napajanja.....	33
5.2.1. Pričuvno napajanje	34
5.3. Pouzdanost napajanja prije automatizacije.....	34
5.3.1. Pouzdanost napajanja nakon automatizacije	35
5.4. Opis tehničkog rješenja ugradnje automatizacije	36
5.5. Oprema za predloženo rješenje novog sustava.....	37
5.5.1. Daljinska stanica.....	37
5.5.2. Lokalno grafičko sučelje	38
5.5.3. Osnovne funkcije sustava za ARM	38
5.6. Logika ARM-a.....	39
5.7. Početna stanja mreže	40
5.8. IEC 61850 standard	41
6. RJEŠENJE AUTOMATIZACIJE NA PRIMJERU ELEKTRE KOPRIVNICA....	42
6.1. Opis SN mreže.....	42
6.2. Tehnički zahtjevi	43
6.3. Vakuumski prekidač	44
6.4. Adaptivna zaštita mreže.....	45
6.5. Selektivnost i koordinacija zaštite	48
7. ZAKLJUČAK.....	49
POPIS LITERATURE:.....	50
POPIS SLIKA.....	52
POPIS TABLICA	53

1. UVOD

U konceptu elektroenergetskog sustava pod zajedničkim nazivom napredne mreže—smart grids automatizacija srednjenaponske mreže od izuzetnog je značaja i čini prvi od dva najvažnija koraka naprednog upravljanja mrežom, drugi je napredno mjerenje ili AMR.

Cilj razvoja i uvođenja opreme za automatizacije na vodove i napredno vođenje pogona srednjenaponske mreže u distribucijskim tvrtkama je:

- povećanje kvalitete usluga
- smanjivanje troškova
- povećanje prihoda.

Ove je ciljeve moguće postići podizanjem razine tehničko-tehnoloških karakteristika opreme za vođenje distribucijskog elektroenergetskog sustava. Najveću novinu koncept nudi u povećanju obima informacija iz elektroenergetske mreže na svim razinama sustava. Dostupnost informacija u traženom vremenu i obimu uz drugačiji način njihova kolanja preduvjet su za tehnološki napredak kojim se ostvaruju definirani ciljevi.

1.1. Opis i definicija problema

Srednjenaponske mreže za distribuciju električne energije prostorno zauzimaju velika područja i zbog navedene prostornosti podložne su utjecaju različitih vremenskih prilika koje mogu uzrokovati različita kvarana stanja. U slučaju nastanka kvara u srednjenaponskoj mreži veliki broj kupaca ostaje bez napajanja duži vremenski period, što rezultira značajnim štetama za gospodarstvo. U neautomatiziranom distributivnom sustavu ili sustavu bez elemenata automatizacije po dubini srednjenaponske mreže, pri nastanku kvara zaštitni uređaji u napojnoj trafostanici isključuju cijelo vodno polje sa velikim brojem trafostanica SN/NN, a samim time i veliki broj kupaca koji se napajaju iz predmetnih trafostanica ostaje bez napajanja električnom energijom. Ovisno o tipu kvara prekidi mogu biti različite dužine trajanja. Automatizacija srednjenaponske mreže podrazumjeva:

- automatizaciju funkcija isklopa uslijed kvara,
- sekcionaliziranje tj. traženje kvara isključivanjem pojedinih dionica,

- izolaciju kvarne dionice
- restauraciju napajanja ispravnog dijela srednjenaponske mreže.

Sve navedeno uvođenjem automatizacije po dubini srednjenaponske mreže izvodi se u vrlo kratkom vremenu, čime se značajno povećava kvaliteta isporuke električne energije.

1.2. Cilj i svrha rada

Cilj ovog rada je prikazati važnost ulaganja u automatizaciju srednjenaponske mreže jer značajno poboljšava standard isporuke električne energije, a samim time i smanjuje štete usljed neisporučene električne energije. Ovisnost o kvalitetnoj isporuci električne energije od sve je veće važnosti za gospodarstvo i standard življenja zbog povećanja potrebe za električnom energijom i u novim segmentima - npr. električna vozila. U svijetu je u tijeku veliki broj pilot projekata koji traže optimalno rješenje za automatizaciju SN mreže.

1.3. Hipoteza rada

Ugradnjom automatizacije po dubini srednjenaponske mreže uvelike bi se poboljšala kontrola kvarnih stanja na srednjenaponskim vodovima. Ovaj program uvelike će unaprijediti poslovanje distributivnim firmama i smanjiti gubitke usljed prekida isporuke električne energije kupcima.

1.4. Metode rada

Pri izradi ovog specijalističkog diplomskog rada korištene su slijedeće metode:

- deskriptivna metoda,
- metoda analize,
- metoda sinteze,
- metoda komparacije.

1.5. Struktura rada

Završni rad se sastoji od sedam cjelina.

U uvodnom dijelu razrađeni su opis i definicija problema, cilj i svrha rada, postavljena je hipoteza rada, navedene su metode koje su korištene prilikom izrade rada te je prikazana struktura rada.

U drugoj cjelini opisujemo neautomatizirani sustav SN mreže ili sustav bez elemenata automatizacije po dubini srednjenaponske mreže i kako se takav sustav odražava na kupce električne energije.

U trećoj cjelini opisujemo nekoliko tipova automatiziranih sustava srednjenaponske mreže i sustave podrške automatizaciji.

U četvrtoj cjelini opisat ćemo primarnu i sekundarnu opremu koja se koristi u elektroenergetskoj mreži i bez koje sustav automatizacije nebi bio moguć.

U petoj cjelini opisujemo realanprimjer rješenja automatizacije kableske mreže na trafostanici - Zračna luka Split u tvrtci HEP o.d.s. d.o.o.

Šesta cjelina opisuje rješenje automatizacije zračne srednjenaponske mreže Elektre Koprivnica također na primjeru tvrtke HEP o.d.s. d.o.o.

U sedmoj cjelini donesen je zaključak i osobni stavkoji objedinjuje glavne stavke ovog rada.

2. NEAUTOMATIZIRANI SUSTAV SN MREŽE

2.1. Uvod

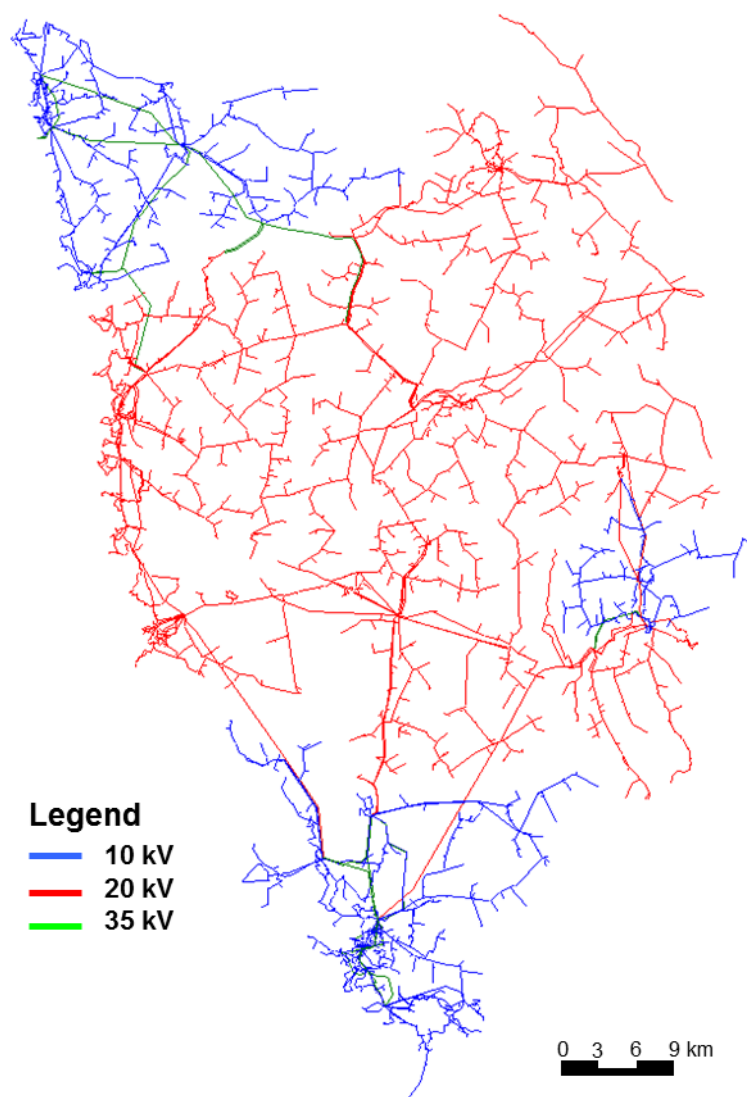
Primarni zadatak distributivnih elektroprivrednih poduzeća je stalna opskrbapotrošača kvalitetnom električnom energijom. Današnja razina ovisnosti o kvalitetnoj i kontinuiranoj isporuci električne energije u industriji i kućanstvu veoma je velika.¹Vremenske stanke u napajanju gospodarstva i kućanstva izazivaju velike štete. Uzroci prekida u isporuci električne energije su najvećim djelom kvarovi i planirani prekidi zbog održavanja električnih postrojenja. Analize kvarova u elektroenergetskom sustavu pokazuju da se 80% do 85% svih događaja koji rezultiraju obustavom isporuke električne energije dešava u srednjenaponskim mrežama. U nastavku ću opisati strukturu i sustav neautomatizirane mreže i neke važne pojmove koji se vežu za takav sustav.

2.2. Srednjenaponska mreža

Srednjenaponska mreža se po strukturi sastoji se od kabelskih, nadzemnih ili mješovitih izvoda iz napojne trafostanice SN/SN ili VN/SN (npr. trafostanica 35/10 kV ili trafostanica 110/20 kV) koji povezuju trafostanice SN/NN u jedinstveni sustav koji umrežuje veću teritorijalnu površinu. Povezana mreža može poprimiti različita uklopna stanja a sve u svrhu sigurnog i kvalitetnog napajanja kupaca električnom energijom.

¹Brajković Denis “Odrađivanje optimalnog broja i lokacija daljinski upravljanih linijskih sklopki u razdjelnim mrežama“ Magistarski rad, Zagreb 2000. Str. 9

Slika 1: Srednjenaponska mreža Istre



Izvor: HEP o.d.s. d.o.o. „Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za Distribucijsko područje Elektroistra Pula“, Zagreb, listopad 2014.

2.3. Statistika kvarova u SN mreži

Uslijed velikog broja događaja koji rezultiraju kvaromnužne su mjere koje utječu na povećanje raspoloživosti i kvalitete napajanja kupaca. Statistika kvarova pokazuje da je najveći udio u količini neisporučene električne energije uzrokovan kvarovima na SN nivou. U ukupnom broju kvarova, udio kvarova na 10(20) kV vodovima je oko 90%, a udio kvarova na trafostanicama SN/NN je oko 10%. Navedeno upućuje na potrebu automatizacije po dubini

srednjenaponske mreže s početkom na 10(20) kV dalekovodima sa najlošijom statistikom kvarova.²

2.4. Protokol otklanjanja kvara u SN mreži

³Lociranje problema neisporuke električne energije na srednjenaponske mreže logično je nakon uvida u statistiku kvarova inačine provedbe standardnog postupaka otklanjanja kvara u mrežama bez elemenata automatizacije. Uvriježen protokol djelovanja pri pojavi kvara u SN mreži zasniva se na komunikaciji između operatora u centrima daljinskog upravljanja (radi upravljanja rastavnim uređjima u VN/SN transformatorskoj stanici) i montera na terenu. Nakon prorade zaštitnih uređaja u VN/SN transformatorskoj stanici rekonfiguracija mreže vrši se ručnim sekcioniranjem. Sekcioniranje je podjela određene pogonske cijeline na manje dionice kako bi se moglo uključivanjem i isključivanjem provesti provjera ispravnosti dionica. Sekcioniranje provode monter i po nalogu operatora rastavljačima raspoređenim po srednjenaponskoj mreži. Uslijed nedostatka preciznijih podataka o lokaciji kvara (jer postoje samo podaci o tipu kvara u napojnoj VN/SN transformatorskoj stanici) rekonfiguracija se zasniva na uzastopnim pokušajima sekcioniranja uz vizualni pregled trase vodova. Eliminacijom ispravnih dionica mreže, sekcioniranjem, u dužem vremenskom razdoblju locira se kvarna dionica. Mane ovog uobičajnog načina otkrivanja kvara su duge beznaponske pauze koje uzrokuju velike štete kod potrošača zbog gubitka proizvodnje, kvarenja sirovina, loma opreme kao i mnoštvo kratkotrajnih povratka napajanja u procesu traženja kvarne dionice koji uzrokuju dodatne štete potrošačima. U nastavku dat je opis pojmova vremenitranja prekida i vrijeme nastanka prekida zbog njihove važnosti za definiranje i opis kvara i za izračun benefita koji automatizacija donosi.

² Ibid str. 9

³ Ibid str.6

2.4.1. Vrijeme trajanja prekida

Vrijeme trajanja prekida uz cijenu neisporučenog kWh dominantna je veličina za određivanje troškova uslijed prekida u napajanju električnom energijom.⁴Kupci su veoma osjetljivi na vrijeme trajanja prekida jer ono izravno utječe na prihod, proizvodnju, sigurnost, udobnost. Veliki je broj čimbenika koji utječu na ovu veličinu: vremenski uvjeti, vrijeme nastanka kvara, uzrok kvara, raspoloživost ekipa za otklanjanje kvara, lokacija kvara i sl. te je simulacija vremena za potrebe izrada matematičkih modela kojim se može analizirati isto veoma složen problem. Uticajni čimbenici na dužinu vremena trajanja prekida dijele se na četiri skupine: vrijeme nastanka prekida, vanjski uticaji, uzroci kvara, opremljenost mreže.

2.4.2.Vrijeme nastanka prekida

⁵Vrijeme nastanka kvara djelimo na tri podskupine : sat nastanka kvara, dan u tjednu nastanka kvara, mjesec nastanka kvara. Za potvrdu ispravnosti naznačene podjele mogu poslužiti slijedeći primjeri. Ako se kvar dogodi tijekom radnog vremena broj ekipa koje mogu intervenirati i otkloniti kvar puno je veći nego u poslijepodnevnim satima. Smještaj ekipe u radno vrijeme je u sjedištu tvrtke ili na području rada te je vrijeme do početka otklanjanja kvara puno manje nego u poslijepodnevnim satima kad, u najlošijem slučaju ,ekipe za intervenciju moraju pristići u sjedište tvrtke, opremiti se i krenuti na lokaciju za traženje i otklanjanje kvara. Iz istih razloga velika je razlika da li se kvar dogodio tijekom radnog dana ili vikenda. Ovisno o klimatskim prilikama postoje mjeseci u godini u kojima je odziv statistički gledano veći uslijed veće vjerojatnosti događanja više kvarova odjednom. Navedeno vrijedi za područja sa jakim atmosferskim pražnjenjima. Područja koja obiluju snježnim padavinama imaju kritične mjesece u zimskom periodu. Zaključno, vrijeme trajanja prekida proporcionalno je s obimom klimatskih nepravilnosti.

⁴ Ibid str. 48

⁵ Ibid str. 48

3. AUTOMATIZIRANI SUSTAV SN MREŽE

3.1. Uvod

U prethodnom poglavlju opisan je tradicionalan sustav pogona srednjenaponske mreže. Tradicionalni distribucijski sustavi dizajnirani su za obavljanje jedne funkcije, za distribuciju električne energije krajnjim korisnicima. Automatizacija srednjenaponskog dijela EES zahtijeva uvođenje novih uređaja i protokola rada u cilju te osim povećanja kvalitete isporuke električne energije kupcima omogućuje i:

- poboljšanja radnih uvjeta (sigurniji uvjeti rada, smanjenje troškova prekovremenog i noćnog rada, prijevoza itd.)
- smanjenje troškova radi pogonskih smetnji (mogućnost brže rekonfiguracije mreže).

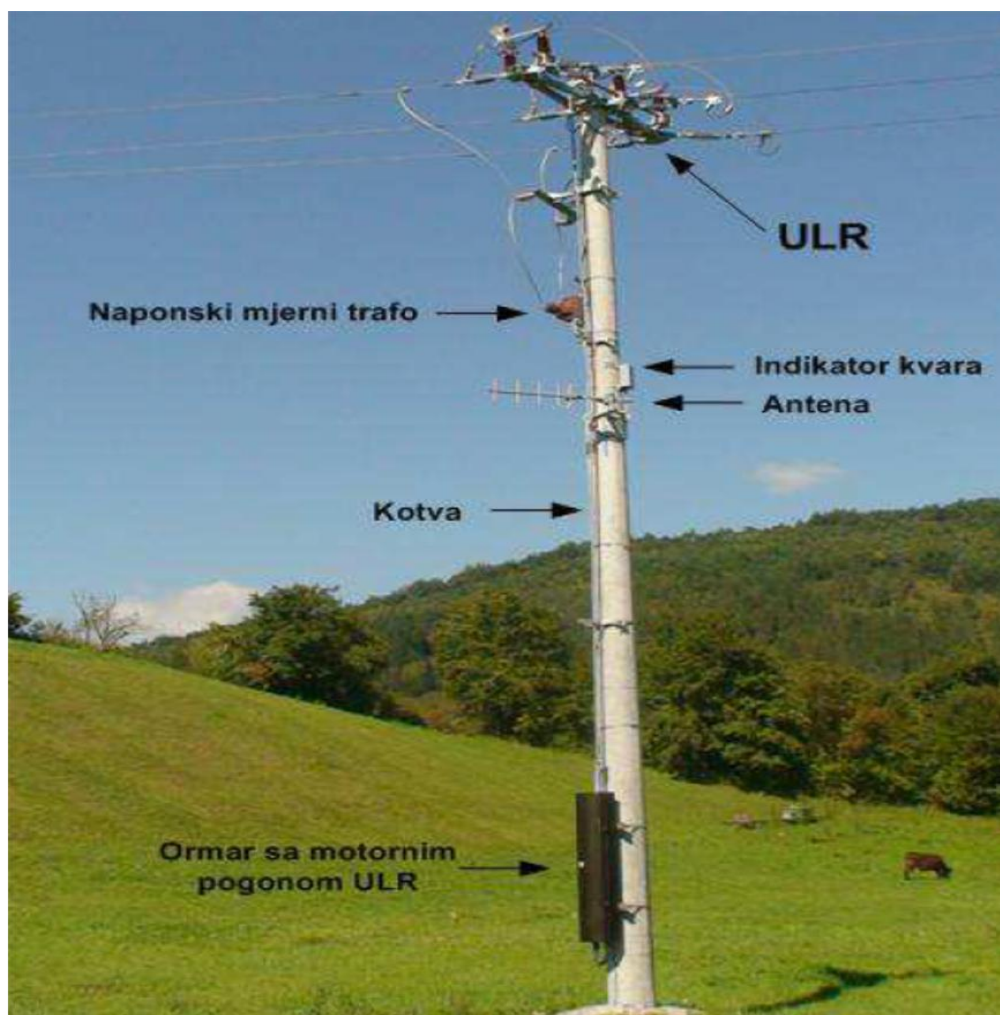
⁶Primarna oprema kojom se provodi automatizacija srednjenaponske mreže je slijedeća:

- prekidači za ugradnju na stup (pole mounted circuit breakers),
- daljinski upravljivi SN blokovi s motornim pogonima
- daljinski upravljane linijske sklopke (sectionalizers ili switch - disconnectors).

Postavljanje ovih uređaja u distributivnu mrežu uz dodatak sekundarne opreme za mjerenje, zaštitu, komunikaciju, napajanje i programsku podršku omogućuju automatizaciju funkcije detekcije i inicijalnog izoliranja kvara te brzi povratak napajanja. Uspješnost procesa restrukturiranja mreže nakon kvara mjeri se u neisporučenoj električnoj energiji, a ovisi o lokaciji i broju upravljanih linijskih sklopki ili prekidača. Stoga je ispravan odabir broja i lokacije ugradnje ovih uređaja veoma važan za optimalan rad mreže. Rješenje ovog problema zahtijeva dobro poznavanje topologije mreža, tipova priključenih potrošača, statistike kvarova, vremenskih i geografskih uvjeta na trasi dalekovoda te primjena odgovarajuće matematičke metode.

⁶ Članak Savjetovanje Bosanskohercegovačkog komiteta/ogranaka CIRED BIH „AUTOMATIZACIJA DISTRIBUTIVNE SREDNJENAPONSKE MREŽE (implementacija daljinski upravljivih objekata na mreži, linijskih rastavljača i indikatora kvara)“, Mostar, 2018. str. 3

Slika 2: Stup srednjeg napona sa automatizacijskom opremom



Izvor: Članak Savjetovanje Bosanskohercegovački komitet/ogranak - CIRED BIH „AUTOMATIZACIJA DISTRIBUTIVNE SREDNJENAPONSKE MREŽE (implementacija daljinski upravljivih objekata na mreži, linijskih rastavljača i indikatora kvara)“, Mostar, 2018.

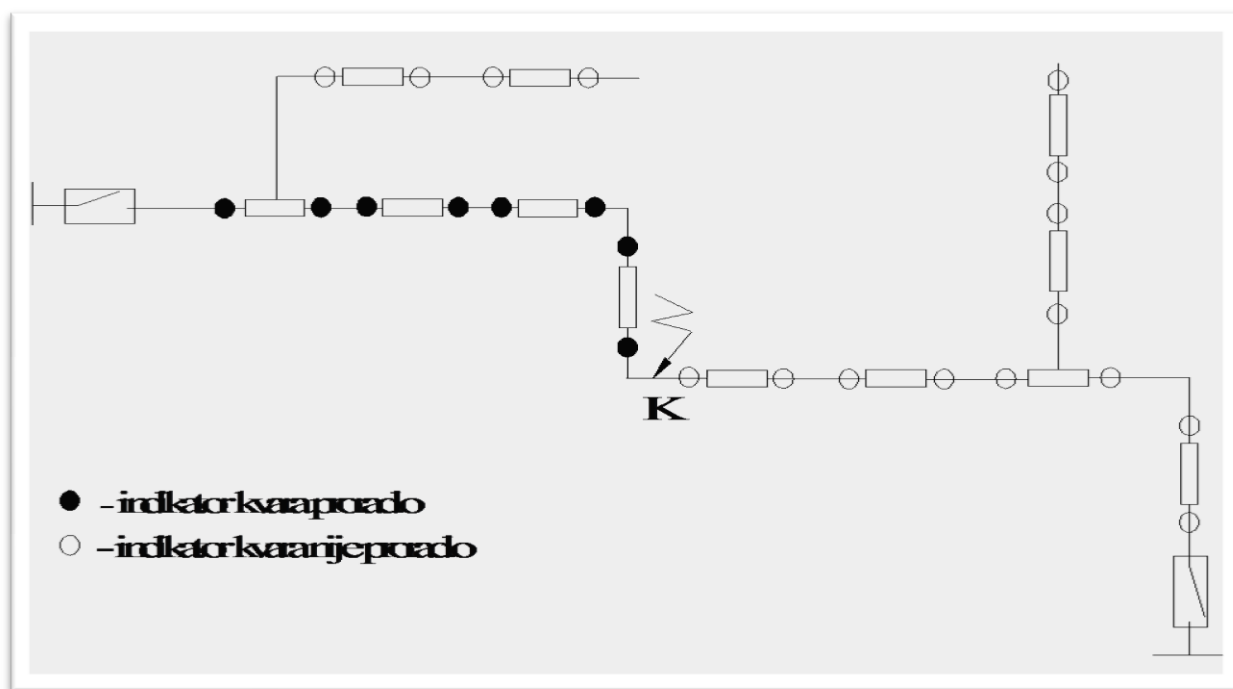
3.2. Tipovi automatiziranog sustava

U nastavku su prikazani razni modeli ugradnje sklopne opreme za daljinsko upravljanje i nadzor u SN mreži. Modeli se prikazani samo s jednim tipom sklopne opreme radi preglednosti. Pri projektiranju automatizacije određenog područja često se kombiniraju različiti tipovi opreme, a sve u cilju stvaranja što učinkovitije mreže.

3.2.1. SN mreža sa indikatorima kvara

Elementarni oblik automatizacije srednjenaponske mreže je ugradnja samo indikatora prolaska struje kvara u SN distributivnoj mreži. Sa svim ovim uređajima ostvaruje se komunikacija iz centra upravljanja.⁷ Na nadzemnim vodovima indikatori kvara ugrađuju se na prikladnim mjestima tako da je SN vod podijeljen na sekcije. Kada se desi kvar na radijalnomvodu, indikaciju kvara pokazivati će svi indikatori između mjesta kvara i izvorne trafostanice. Indikatori ugrađeni iza mjesta kvara neće reagirati. Ovo je indikator makrolokacije kvara dežurnoj službi za intervenciju, odnosno na kojem dijelu voda treba tražiti kvar. Na ovaj se način značajno smanjuje vrijeme sekcioniranja i broj kratkih povrata napajanja pri sekcioniranju.

Slika 3: Primjer dionice sa indikatorima kvara



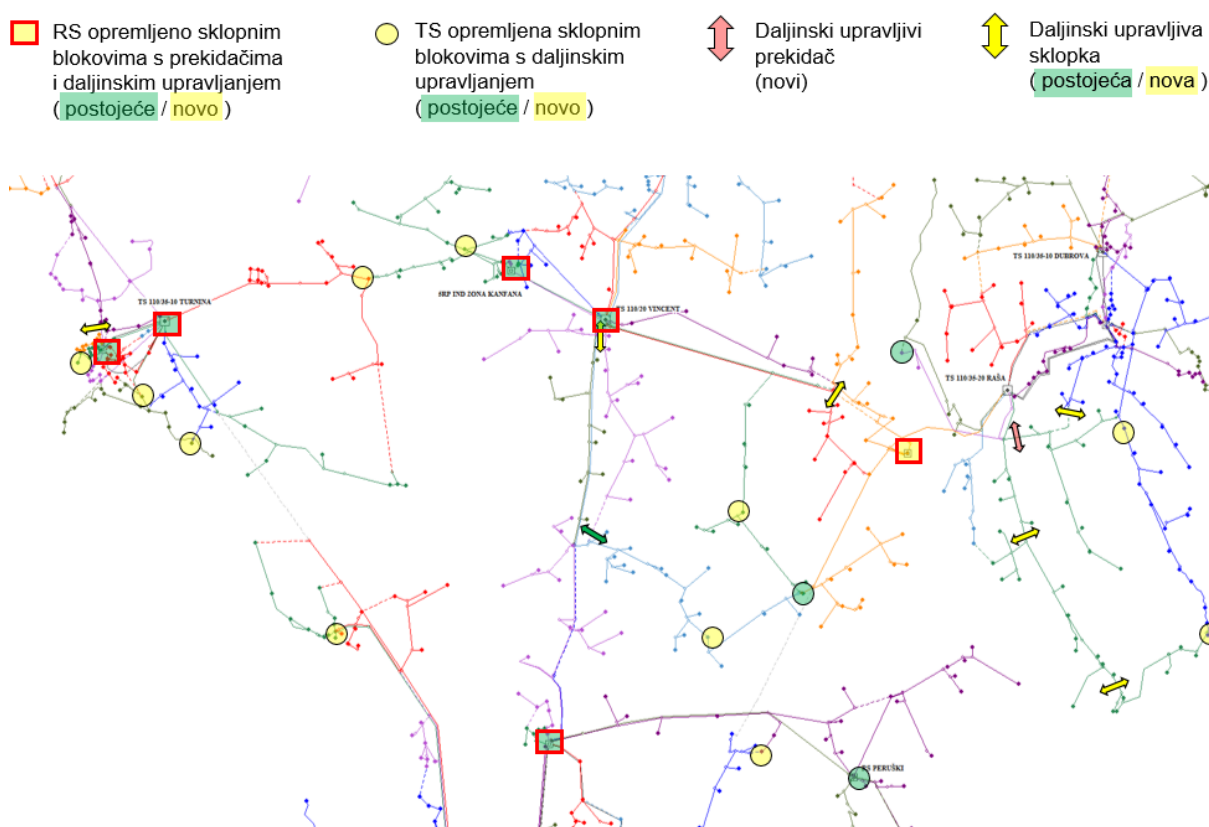
Izvor: Članak Savjetovanje Bosanskohercegovački komitet/ogranak - CIRED BIH „AUTOMATIZACIJA DISTRIBUTIVNE SREDNJE NAPONSKJE MREŽE (implementacija daljinski upravljivih objekata na mreži, linijskih rastavljača i indikatora kvara)“, Mostar, 2018. str. 9

⁷Članak Savjetovanje Bosanskohercegovački komitet/ogranak - CIRED BIH „AUTOMATIZACIJA DISTRIBUTIVNE SREDNJE NAPONSKJE MREŽE (implementacija daljinski upravljivih objekata na mreži, linijskih rastavljača i indikatora kvara)“, Mostar, 2018. str. 9

3.2.2. SN nadzemna mreža opremljena s daljinski upravljivim linijskim rastavljačima

Viši stupanj automatizacije u odnosu na opisani je ugradnja DULS (daljinski upravljanih linijskih sklopki) s indikatorima kvara i pripadajućom sekundarnom opremom nužnom za daljinski nadzor i upravljanje na nekoliko lokacija po pogonski definiranoj dalekovodnoj dionici. Ugradnjom ove opreme omogućuje dispečeru precizniju kontrolu stanja u srednjenaponskoj mreži i mogućnost daljinskog upravljanja i sekcioniranja pri pojavi kvara. U ovako konfiguriranim mrežama značajno se smanjuje vrijeme trajanja kvara iako je odluka o upravljanju kvarom na dispečeru.

Slika 4: Primjer SN mreže s planiranim i postojećim lokacijama za ugradnju opreme za automatizaciju



Izvor: HEP o.d.s. d.o.o. „Razvoj SN mreže za razdoblje narednih 20 godina za Distribucijsko područje Elektroistra Pula“, Zagreb, listopad 2014.

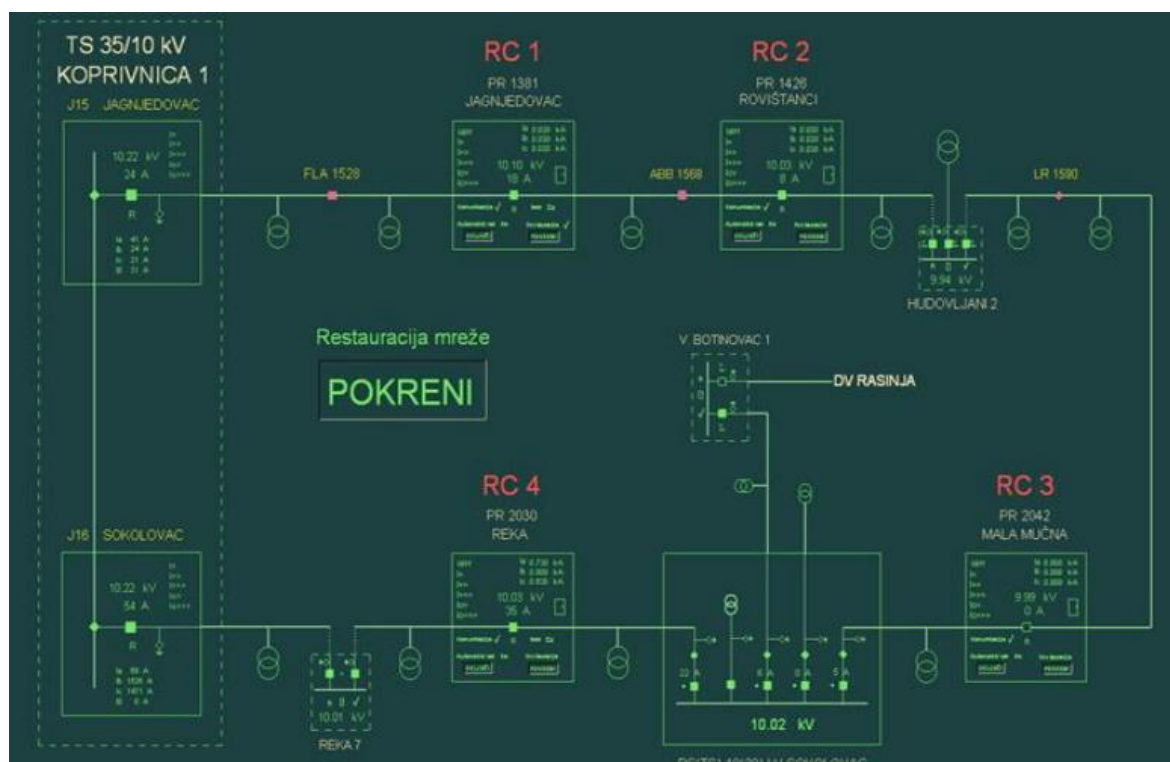
3.2.3. SN kabelska mreža opremljena s daljinski upravljivim rastavljajčima

Analogno definiranom sustavu za nadzemne vodove izgrađuje se sustav za upravljanje i nadzor i u kablskim mrežama. Razliku čini primarna oprema koju u kablskim mrežama čine najčešće plinom izoliran sklopni srednjenaponski blokovi opremljeni s motornim pogonima koji mogu vršiti funkciju sklapanja pri nazivnim vrijednostima struja. Sekundarnu opremu i u ovom slučaju čine indikatori kvara, strujni i naponski transformatori, daljinska stanica, komunikacijska oprema i uređaji za pomoćno napajanje.

3.2.4. SN mreže opremljene prekidačima na stupu – recloser

Najveću fleksibilnost i najviši stupanj automatizacije omogućuje ugradnja vakumskih prekidača na stup. Ova oprema može sklapati struje kvara te je stoga moguće definirati protokole upravljanja za skup od nekoliko ovakvih uređaja čime se u srednjenaponskoj mreži na određenom teritoriju stvara mogućnost za potpuno automatsko sekcioniranje i izoliranje kvarne dionice bez upliva dispečera. Ovakav način provedbe automatizaciji je i najskuplji te je na planerima automatizacije da definiraju obim automatizacije ovisno o važnosti kupaca, vjerojatnosti kvara i obimu energije koja prolazi vodovima određenog dijela mreže.

Slika 5: SCADA prikaz jednopolne sheme SN mreže



Izvor:Članak „Hrvatski ogranak međunarodnog vijeća za velike elektroenergetske sustave – CIGRE“, „Samoobnavljajuća mreža elektre Koprivnica korištenjem protokola“ IEC61850, Rovinj 2018.

3.3. Sustavi podrške automatizacije

Razlika između tradicionalne i moderne srednjenaponske mreže je u obimu podataka koja je potrebna za rad modernog sustava. Distributivni sustavi sve više isporučuju osim električne energije i informacije između sudionika, operatora sustava i komponenti sustava. Jedan od razloga za to je i pojava distribuiranih energetskih izvora koji prodiru u mrežu i brišu granicu između dobavljača električne energije i potrošača. Za razmjenu električne energije i informacija, automatizirana mreža sadrži dvije međusobno povezane komponente:

1. Komunikacijsku arhitekturu koja olakšava nadzor i upravljanje sustavom automatiziranog sustava.
2. Sustave zaštite koji omogućuju interoperabilnu mrežu komponenti.

Ove dvije komponente su sinergističke i međusobno povezane, a zajedno čine automatizirani distribucijski sustav.⁸

U automatiziranom sustavu distribucije električne energije u SN mreži imamo podsustave koji nam omogućavaju uvid u podatke i informacije pomoću kojih možemo kvalitetnije upravljati sustavom.

U nastavku imamo prikazane sustave podrške automatiziranog sustava upravljanja SN mrežom kao što je : SCADA, sustav nadzora upravljanja kvalitetom napona, sustav mjerenja i podrške, kontrole koje ćemo obraditi u nastavku.

3.3.1. SCADA u VN/SN trafostanicama

SCADA sustavi u VN/SN trafostanicama se obično smatraju dijelom automatizacije istih, a ne automatizacijom SN mreže. Detaljne informacije o praćenju stanja u TS VN/SN mogu se koristiti zajedno s razumijevanjem električne topologije za identificiranje mogućih

⁸ BB Evlins: **Value of distribution automation applications**, California 2007. str. 9

mjesta kvara u SN mreži. Ova vrsta sposobnosti može se koristiti zajedno s sustavima za upravljanje ispadima kako bi se značajno poboljšalo vrijeme odziva na kvarove i vremena popravka.⁹

3.3.2. Automatizirani sustavi upravljanja naponom i upravljanje kvalitetom energije

Ovi sustavi uključuju nadzor i upravljanje kondenzatorskih baterijama i / ili regulatora napona u srednjenaponskoj mreži kako bi se osigurala poboljšana kontrola napona i kako bi se smanjili gubici. Buduća proširenja volt / var sustava kontrole će gledati na širi raspon karakteristika kvalitete električne energije na distribucijskom sustavu. Ove karakteristike mogu uključivati harmonijsko izobličenje, neuravnoteženost i fluktuacije napona (treperenje, učinak ulegnuća i uvjeti napajanja).¹⁰

3.3.3. Sustavi upravljanja ispadima (OMS)

Sustavi upravljanja ispadima su softverski sustavi koji integriraju geografske informacijske sustave, električnu topologiju i informacijske sustave kupaca za definiranje dijelova mreže u kojima je prekinuto napajanje električnom energijom (obično se temelje na pozivima korisnika) i upravljaju odgovorom na te prekide. Mogu uključivati koordinaciju radnih posada i upravljanje svim podacima pouzdanosti za izvještavanje o pouzdanosti. Sustavi upravljanja remontima tehnički nisu dio automatizacije distribucije, ali je ključno da se automatizirani sustavi za distribuciju usko koordiniraju sa sustavima upravljanja ispadima.¹¹

3.3.4. Napredni sustavi mjerenja (AMI)

Napredna mjerna infrastruktura (AMI) omogućuju širok raspon tehnologija kako za kupca tako i za cjelokupno funkcioniranje elektroenergetskog sustava. Većina uslužnih programa ima neke vrste automatiziranih sustava za očitavanje brojila (AMR), barem za dijelove baze korisnika. Međutim, AMI uključuje mnogo višu razinu automatizacije i dvosmjernu komunikaciju kako bi se omogućile napredne aplikacije, kao što su

⁹ BB Evlins: **Value of distribution automation applications**, California 2007. str. 11

¹⁰ BB Evlins: **Value of distribution automation applications**, California 2007. str. 12

¹¹ Ibid str 12

automatizirani odgovor na zahtjeve, sustavi kontrole opterećenja, informacijski sustavi korisnika i informacijski sustavi za podršku automatizacije distribucije. Ova posljednja funkcija može postati sastavni dio distribucijskih informacijskih sustava za podršku automatizacije u budućnosti.¹²

3.3.5. Aplikacije za upravljanje imovinom

Automatizirani distribucijski sustavi imaju mogućnost praćenja izvedbe distributivneopreme (kabeli, transformatori, prekidači, preklopnici, sekcijalizatori, kondenzatori, regulatori, odvodnici itd.) na mnogo detaljniji način nego što se sada prate. Informacije o učitavanju, povijest rada i karakteristike poremećaja mogu pružiti informacije o stanju imovine. Ove informacije o stanju mogu se koristiti za donošenje inteligentnijih odluka o programima održavanja i strategijama zamjene imovine.¹³

3.3.6. Razvoj naprednih sustava nadzora i inteligentne aplikacije

Mnoge distributivne firme imaju sustave za praćenje kvalitete električne energije, sustave za nadzor distribucije SCADA i druge vrste opreme za praćenje.¹⁴ Primjena inteligentnih elektroničkih uređaja (IED) kao što su inteligentni releji, preklopnici, kontroleri kondenzatora, pametni prekidači itd. postaje sve raširenija. Dostupnost ove ogromne količine informacija stvara mogućnosti za nove inteligentne aplikacije koje se mogu integrirati s automatizacijskim sustavima. Primjene uključuju automatsku lokaciju pogrešaka i dijagnostiku opreme.

Budući sustavi kontrole distribucije će uključivati sustave koji mogu obrađivati podatke iz monitoringa u cijelom distribucijskom sustavu kako bi se kontinuirano procjenjivalo stanje sustava, utvrdile mogućnosti za poboljšanu učinkovitost i implementirale konfiguracije kako bi se smanjio rizik od prekida napajanja. Ti će sustavi integrirati napredne sustave mjerenja s tradicionalnijim sustavima praćenja i modelima distribucijskog sustava u stvarnom vremenu. Automatizirani distribucijski sustavi omogućit će i učinkovitiju integraciju distribuiranih izvora i višu razinu penetracije na distribucijskim sustavima nego što je to sada moguće. Ovi integrirani sustavi iskoristit će prednosti kontrole sustava u stvarnom vremenu i dvosmjerne komunikacijske sposobnosti kako bi poboljšali pouzdanost sustava i pružili nove mogućnosti za poboljšanu učinkovitost i rad sustava.

¹² Ibid str. 12

¹³ Ibid str.12

¹⁴ Ibid str. 12

4. VRSTA OPREME U AUTOMATIZIRANOM SUSTAVU MREŽE

4.1. Tehnička oprema i elementi koji se koriste u automatizaciji SN mreže

Za rad automatiziranog srednjenaponskog sustava SN mreže potrebna je određena primarna i sekundarna oprema. U nastavku je predmetna oprema opisana i date su njene osnovne karakteristike. Opisane su:

Primarna oprema:

- Rastavne sklopke za ugradnju na stup i mogućnošću daljinskog upravljanja,
- Srednjenaponski sklopni blok (RMU) s mogućnošću daljinskog upravljanja,
- Vakumski prekidači za ugradnju na stup - Recloseri,

Sekundarna oprema:

- Indikatori kvara
- Strujni i naponski transformatori
- Daljinske stanice
- Sustavi za besprekidno napajanje
- Komunikacijska oprema

4.2. Rastavne sklopke proizvođača ABB

Kao primjer za prezentaciju sklopki koje se koriste u za automatizaciju po dubini opisane su sklopke iz programa SECTOS proizvođača ABB.

¹⁵Sectos NXB je rastavna sklopka izolirana plinom SF₆, namijenjena za rad u zahtjevnom klimatskom okruženju. Njene karakteristike u pogledu isklapanja, radne struje i uklapanja na struju kvara i izolacijske zahtjeve specifične za rastavljače prikazane su u nastavku. Sectos NXB je namijenjen za rad u mrežama napona do 24 kV. To je 3-položajna sklopka sa integriranim uzemljivačem.

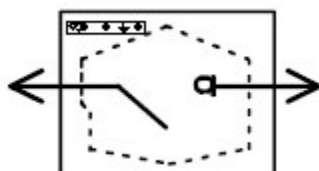
¹⁵ Priručnik „Upute za postavljanje i održavanje Rastavne sklopke Sectos NXB“, ABB d.o.o., Zagreb, 2015. str. 5

Sectos NXBD je dvostruka rastavna sklopka. Sastoji se od dvije neovisne sklopke u jednom kućištu, sa jednim dovodom i dva odvoda i može se koristiti za jednostavno i sigurno granjanje u nadzemnoj, kabelskoj ili mješovitim mrežama. Sectos je moguće spojiti direktno na nadzemnu mrežu ili na kabelsku mrežu pomoću kabelskih konektora serije 400 (DIN 47636, EN 50181: 1997 tip C, EDF HN 52-S-61).¹⁶

4.2.1. Rastavna sklopka

Osnovni tip rastavne sklopke je 2-položajna rastavna sklopka sa ručnim upravljanjem i jednom oprugom (tipovi: NXA_A, NXB_A).¹⁷

Slika 6: 2-položajna rastavna sklopka



Izvor: Priručnik „Upute za postavljanje i održavanje Rastavne sklopke Sectos NXB“, ABB d.o.o., Zagreb, 2015.

4.2.2. Rastavna sklopka sa integriranim uzemljivačem

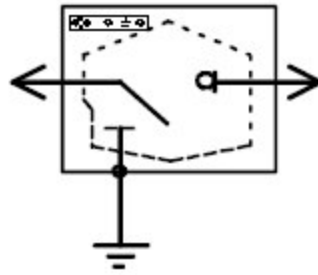
Svi tipovi NXB_ rastavne sklopke postoje sa integriranim uzemljivačem u cilju sigurnog i pouzdanog uzemljenja voda. Ova verzija rastavne sklopke se naziva 3-položajna rastavna sklopka (tipovi: NXB_C_, NXB_D3, NXB_CM, NXB_DM3).¹⁸

¹⁶ Priručnik „Upute za postavljanje i održavanje Rastavne sklopke Sectos NXB“, ABB d.o.o., Zagreb, 2015. str. 5

¹⁷ Ibid str. 6

¹⁸ Ibid str. 6

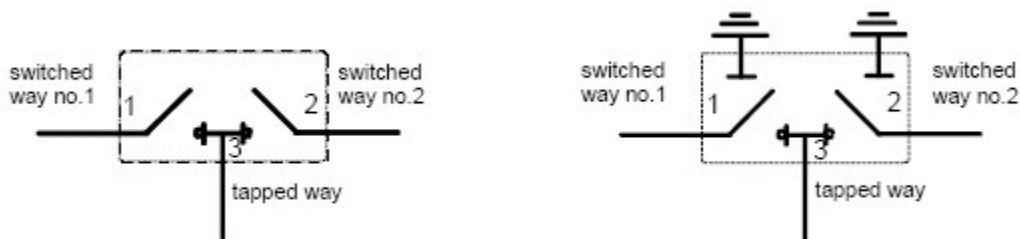
Slika 7: Rastavna sklopka sa integriranim uzemljivačem



Izvor: Priručnik „Upute za postavljanje i održavanje Rastavne sklopke Sectos NXB“, ABB d.o.o., Zagreb, 2015.

4.2.3. Dvostruka rastavna sklopka

Slika 8: Dvostruke rastavne sklopke



Izvor: Priručnik „Upute za postavljanje i održavanje Rastavne sklopke Sectos NXB“, ABB d.o.o., Zagreb, 2015.

Sklopka ima sljedeće radne mehanizme: ručni pogon, motorni pogon, mehanizam sa jednom ili dvije opruge.

4.3. Vrste pogona

Sectos rastave sklopke imaju dvije vrste pogona ručni i motroni. Za ručni pogon koristi se 2-položajna sklopka ili 3-položajna sklopka s dva neovisna radna mehanizma, i motorni pomoću kojeg je moguće daljinsko upravljanje uklopa i isklopa.

4.3.1. Ručni pogon

Sectos je moguće sklapati ručno pomoću izolacijske motke ili posebnim ručnim pogonom saradnim polugama (2-položajna sklopka).

3-položajna sklopka ima 2 neovisna radna mehanizma, jedan na svakom kraju, označene brojevima 1 i 2.¹⁹

4.3.2. Motorni pogon

Rastavne sklopke tipa Sectos moguće je opremiti integriranim motornim pogonom za daljinsko upravljanje operacija uklopa i isklopa. Integrirani motor ne zahtijeva mehanička podešenja na lokaciji ugradnje. Potrebno je imati po jedan kontrolni kabel za svaku rastavnu sklopku. Operacija uzemljivanja uvijek se provodi ručno zbog sigurnosnih razloga.²⁰

4.4. Tehnička specifikacija rastavnih sklopki

Daljinski upravljive rastavne sklopke tipa Sectos mogu se iskoristiti za praćenje opterećenja, nadstrujne i zemljospojne alarme. U tu svrhu moguće je na provodne izolatore rastavne sklopke montirati strujne transformatore. Naknadna ugradnja istih je također moguća. Nužno je ugraditi odvodnike prenapona u cilju osiguravanja ispravne koordinacije izolacije u nadzemnoj mreži.

Naponske transformatore potrebno je ugraditi u svrhu izvora napajanja kontrolnog ormarića, a ponekad i za naponska mjerenja.

Naponske transformatore potrebno je ugraditi prema uputama proizvođača.²¹

4.4.1. Tipovi NXB i NXBD

Rastavna sklopka tipa Sectos podliježe zahtjevima standarda IEC 60265-1 (1998) za sklopke opće namjene, u klasi električne izdržljivosti E3 ($I_k=12,5$ kA) i E2 ($I_k=20$ kA) i klasi mehaničke izdržljivosti M2 i zahtjevima EATS 41-27. Testovi isklapanja pod uvjetima zemnog spoja omogućavaju primjenu NXB rastavne sklopke i u izoliranim ili rezonantno

¹⁹ Priručnik „Upute za postavljanje i održavanje Rastavne sklopke Sectos NXB“, ABB d.o.o., Zagreb, 2015. str. 7

²⁰ Ibid str.7

²¹ Ibid str.9

uzemljenim sistemima.²² U nastavku je dana detaljna tehnička specifikacija sklopke NXB i NXBD.

Izolacijski nivo

Nazivni napon	kV	12	17.5	24
Podnosivi napon radne frekvencije, 60 sek., mokro:				
- prema zemlji i između faza	kV	28	38	50
- duž izolacijske udaljenosti	kV	32	45	60
Podnosivi udarni napon:				
- prema zemlji i između faza	kV	75	95	125
- duž izolacijske udaljenosti	kV	85	110	145

Struja

Nazivna struja	A	630	630	630
Broj operacija sklapanja CO (IEC 265-1 TD 1)	n	100	100	100
Prekidna struja:				
Radni teret	A	630	630	630
Nabijanje voda	A	50	50	50
Nabijanje kabela	A	50	50	50
Dozemni spoj	A	50	50	50
Nabijanje kabela u uvjetima dozemnog spoja	A	28	28	28
Transformator u praznom hodu	A	6,3	6,3	6,3
Kondenzatorska baterija (jednostruka)	A	160	160	160

²² Ibid str. 9

Struja kratkog spoja

Podnosiva struja I _k (3 sek)	kA	20	20	20
Maksimalna podnosiva struja	kA	50	50	50
Uklonna moć	kA	50	50	50

Broj operacija uklapanja:

- glavna sklopka, 50 kA (CL E2)	n	3	3	3
- glavna sklopka, 31.5 kA (CL E3)	n	10	10	10
- uzemljivač, 50 kA (CL E2)	n	3	3	3
- uzemljivač, 31.5 kA (CL E3)	n	5	5	5

Duljina puzne staze:

- Silikonski izolatori	mm	620
- Izolatori od epoksidne smole	mm	500

Temperatura okoliša -40 °C....+60 °C

Mehanička izdržljivost (broj operacija uklop – isklomp):

- glavna sklopka	n	5 000
- uzemljivač	n	1 000

Tlak punjenja plinom SF6 (+20 °C) bar (aps) 1.5

Alarmni tlak (+20 °C) bar (aps) 1.2

Minimalni tlak kod kojeg je sklopka operabilna (+20 °C) bar (aps) 1.1

Količina SF6 plina:

- NXB	kg	0,6
- NXBD	kg	1,0

Težina:

- NXB_ (epoksid / silikon / bez izolatora)	kg	81 / 82 / 71
- NXBD_ (sa silikonskim izolatorima)	kg	144

Otpor glavnih strujnih krugova:

- NXB_H_ (epoksidni izolatori)	μΩ	max. 75
- NXB_C_ (silikonski izolatori)	μΩ	max. 75
- NXB_E_ (sučelje za kableske konektore)	μΩ	max. 70
- NXBD_C_ (između 1-3 i 2-3)	μΩ	max. 80
- NXBD_E_ (između 1-3 i 2-3)	μΩ	max. 65

Stupanj zaštite IP X7

4.4.2. Tip NXA

Tehnička specifikacija rastavne sklopke tipa Sectos NXA. ²³Rastavna sklopka tipa Sectos NXA 36 podliježe zahtjevima standarda IEC 60265-1 (1998) za sklopke opće namjene, u klasi električne izdržljivosti E2 ($I_k=12,5$ kA, $I_n=630$ A) i E3 ($I_k=10$ kA, $I_n=400$ A) i klasi mehaničke izdržljivosti M2. Testovi isklapanja pod uvjetima zemnog spoja omogućavaju primjenu NXB rastavne sklopke i u izoliranim ili rezonantno uzemljenim sistemima. U nastavku je opisana detaljna tehnička specifikacija sklopke NXA.

Izolacijski nivo

Nazivni napon	kV	36
Podnosivi napon radne frekvencije, 60 sek., mokro:		
- prema zemlji i između faza	kV	70
- duž izolacijske udaljenosti	kV	80
Podnosivi udarni napon:		
- prema zemlji i između faza	kV	170
- duž izolacijske udaljenosti	kV	195

Struja

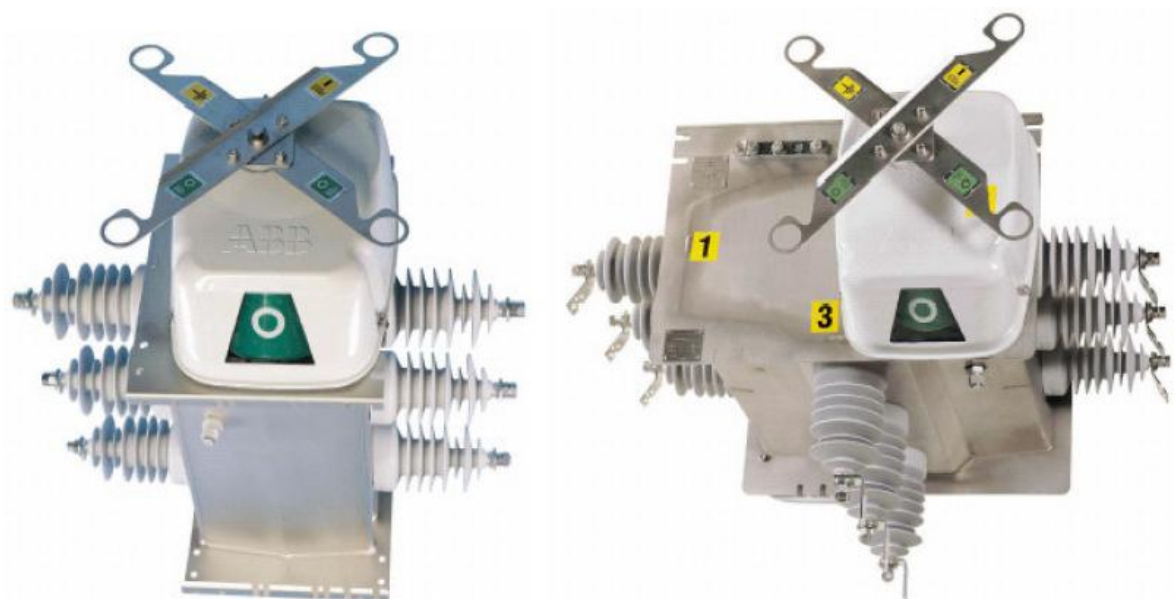
Nazivna struja	A	630
Broj operacija sklapanja CO (IEC 265-1 TD 1)	n	50 / 400
Prekidna struja:		
Radni teret	A	630 / 400
Nabijanje voda	A	40
Nabijanje kabela	A	40
Dozemni spoj	A	175
Nabijanje kabela u uvjetima dozemnog spoja	A	80
Transformator u praznom hodu	A	20
Kondenzatorska baterija (jednostruka)	A	175

²³ Ibid str. 9

Struja kratkog spoja

Podnosiva struja I _k (3 sek)	kA	12.5
Maksimalna podnosiva struja	kA	31.5
Uklopna moć	kA	31.5 / 25
Duljina puzne staze	mm	960
Temperatura okoliša		-40 °C....+60 °C
Mehanička izdržljivost (broj operacija uklop – isklop)	n	5 000
Tlak punjenja plinom SF6 (+20 °C)	bar (aps)	1.5
Alarmni tlak (+20 °C)	bar (aps)	1.2
Minimalni tlak kod kojeg je sklopka operabilna (+20 °C)	bar (aps)	1.4
Količina SF6 plina	kg	0,8
Težina	kg	99
Otpor glavnih strujnih krugova:		
- sa utičnim provodnim izolatorima	μΩ	max. 113
- bez utičnih provodnih izolatora	μΩ	max. 70
Stupanj zaštite		IP X7

Slika 9: Rastavna sklopka tipa Sectos NXA



Izvor: Priručnik „Upute za postavljanje i održavanje Rastavne sklopke Sectos NXB“, ABB d.o.o., Zagreb, 2015.

4.5. Vakumski prekidač za ugradnju na stup –recloser

U distribuciji električne energije, automatski prekidači strujnog kruga (ACRs) su klasa sklopnih uređaja koja je dizajnirana za upotrebu na nadzemnim distribucijskim mrežama za otkrivanje i prekid trenutnih kvarova. Poznati i kao reclosers ili autoreclosers, ACR su u osnovi visokonaponski prekidači s integriranim senzorima struje i napona i zaštitnim relejem, optimizirani za upotrebu kao zaštitna mreža od distribucije mreže. Tri glavne klase radnog napona su 15,5 kV, 27 kV i 38 kV. Kod nadzemnih distribucijskih mreža većina grešaka je prolazna, poput udara groma, udara ili stranih predmeta koji dolaze u kontakt s izloženim distribucijskim vodovima. Po toj se logici 80% kvarova može riješiti jednostavnom operacijom kratkotrajnog prekida i ponovnog uklopa. Reclosers su dizajnirani za rad u kratkim otvorenim radnim ciklusom (manje od 100 ms), pri čemu inženjeri elektrotehnike mogu opcionalno konfigurirati broj pokušaja zatvaranja prije prelaska na fazu zaključavanja. Upotreba reclosera, u kombinaciji s prekidačima u napojnoj trafostanici i ostalom preklopnom opremom, poboljšava operativne sposobnosti koje značajno poboljšavaju pokazatelje pouzdanosti usluge (SAIDI / CAIFI). Recloseri također smanjuju troškove u pogledu održavanja.²⁴

Slika 10: Smart recloser



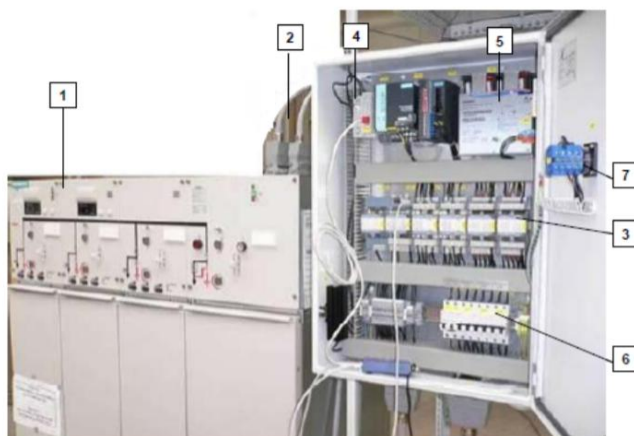
Izvor: Wikipedia: Smart recloser, <https://en.wikipedia.org/wiki/Recloser> 07.08.2019.

²⁴ Članak „Hrvatski ogranak međunarodnog vijeća za velike elektroenergetske sustave – CIGRÉ“ „Samoobnavljajuća mreža elektre Koprivnica korištenjem protokola IEC61850“, Rovinj 2018. Str. 7

4.6. Ring Main Unit (RMU)

U elektrodistribucijskom sustavu, prstenasta glavna jedinica (RMU) tvornički je montirana, metalno zatvorena garnitura koja se koristi na priključnim točkama opterećenja distribucijske mreže prstenaste mreže. U jednoj jedinici uključuje dva prekidača koji mogu spojiti opterećenje na jedan ili oba glavna vodiča, te osigurač koji se može upaliti ili prekidač i prekidač koji napajaju distribucijski transformator. Metalna ograđena jedinica spaja se na transformator ili kroz sabirnicu sabirnice standardnih dimenzija, ili pak kroz kablove i obično se postavlja na otvorenom. Glavni kabeli prstena ulaze i izlaze iz kabineta. Ova vrsta rasklopnih uređaja koristi se za distribuciju srednjeg napona, od 7200 volti. Do oko 36000 volti.²⁵

Slika 11: Ring main unit(RMU)



Legenda:

- 1 Sklopni blok 8DJH
- 2 Konektori između SN bloka i RTU ormara
- 3 RTU SICAM TM 1703
- 4 Modem za bežičnu komunikaciju
- 5 UPS neprekidno napajanje + baterija
- 6 Miniijturni prekidač (MCB)
- 7 Sklopka lokalno/daljinsko upravljanje

Izvor: Tošić Josip „Srednjenaponske transformatorske stanice s daljinskim upravljanjem“ Zagreb 2012.

²⁵Wikipedia: Ring main unit, https://en.wikipedia.org/wiki/Ring_main_unit 20.06.2019.

4.7. Oprema besprekidnog napajanja

Kako bi se osigurala pouzdanost u radu sustava za ARM i zadovoljavajuća raspoloživost sustava, nužno je isporučiti sustav besprekidnog napajanja. Sustav besprekidnog napajanja sastoji se od ispravljača koji pretvara ulazni napon 230 VAC na 24 VDC i baterija koje osiguravaju autonomiju od minimalno 30 min.

4.8. Daljinska stanica

²⁶Remote Terminal Unit (RTU) ili daljinska stanica ima dva glavna zadatka :

- Prikupljanje signala i mjernih veličina ili informacija iz transformatorske stanice za komunikaciju prema kontrolnom centru.
- Slanje svih signala upravljanja, te nadziranje izvršenja istih.

Glavni dijelovi RTU ormara:

- Osnovni RTU modul (proširiv)
- Komunikacijski modul
- Sustav za skladištenje energije (baterija, kondenzator)
- NN oprema, kao minijturni prekidači (MCB) i sklopka za lokalno/daljinsko upravljanje
- sučelje s konektorima između SN bloka i RTU ormara

Moderni RTU-ovi su modularni, tj. proširivi. Podržavaju nekoliko komunikacijskih sučelja, dizajnirani su i testirani za teške vremenske uvjete u transformatorskoj stanici.

²⁶Tošić Josip „Srednjenaponske transformatorske stanice s daljinskim upravljanjem“ Zagreb 2012.

Slika12: Daljinska stanica



Izvor: <http://www.control.hr/content/43/sustavi-daljinskog-nadzora-i-upravljanja>

4.9. Mjerni pretvarači struje i napona

Kako bi se mogla prikupljati procesna mjerenja struje i napona, koriste se mjerni pretvarači. Prikupljena mjerenja komunikacijskim putem se šalju u daljinsku stanicu gdje se dalje obrađuju. Mjerni pretvarači se spajaju na internu komunikacijsku sabirnicu daljinske stanice te na taj način u biti djeluju kao U/I jedinica stanice. Na ovaj način moguće je istim programskim alatom konfigurirati i mjerne pretvarače i olakšati inženjering baze podataka i omogućiti njihovo daljinsko parametriranje.

Slika 13: Mjerni pretvarač



Izvor:<http://tectra.hr/procesni-elektronicki-instrumenti/mjerni-pretvornici/>

4.10. Indikatori kvara u kabelskim i nadzemnim SN mrežama

Indikatori kvara u SN mrežama predstavljaju osnovni stupanj automatizacije mreže.²⁷ 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.

4.10.1. Indikatori u SN nadzemnim mrežama

Ugrađuju se na stupu, obično 3 m ispod faznih vodiča, odnosno bez galvanskog kontakta svodičima. 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

²⁷Članak Hrvatski ogranak međunarodne elektrodistribucijske konferencije – CIRED „Pregled automatizacije po dubini srednjenaponske mreže u Elektroprimorju Rijeka“, Opatija, 2018. Str.5

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 bližeputovima kako bi pogonsko osoblje čim lakše i brzo prikupilo potrebne informacije i odredilo makrolokaciju kvara. Indikatori s daljinskom signalizacijom ugrađeni rade pretežno 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).²⁸

4.10.2. Indikatori u SN kabelskim mrežama

Indikatori u kabelskim mrežama u pravilu se sastoje od upravljačke jedinice i strujnih senzora koji se montiraju na kabelske završetke u kabelskim odjeljcima SN blokova.²⁹ 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. Posljedično signalizacija prorade istih prenosi se preko daljinske stanice u centar upravljanja.

²⁸Članak Hrvatski ogranak međunarodne elektrodistribucijske konferencije – CIRED „Pregled automatizacije po dubini srednjenaponske mreže u Elektroprimorju Rijeka“, Opatija, 2018. Str. 7

²⁹ Ibid str. 8

4.11. Indikatori napona

Indikatori napona koriste se za lokalnu i daljinsku indicaciju prisutnosti napona u trafostanicama odnosno na dovodnim poljima, te se preklopni kontakti izlazi spajaju na U/I jedinice daljinske stanice i signaliziraju prisutnost napona u sve tri faze.

4.12. Komunikacijska oprema

Komunikacija iz RTU (transformatorske stanice) prema kontrolnom centru može se ostvariti na više načina: žičano (npr. ethernet), optika ili bežično (GSM/GPRS). U kontrolnom centru obrađuju se informacije i (ako je potrebno) šalju se naredbe i podaci natrag prema RTU. Komunikacijski protokoli u skladu su sa standardima IEC 60870-5-101 i IEC 60870-5-104. Korištenje ovih protokola osigurava se interoperabilnost između uređaja različitih proizvođača.

Uobičajan obim prijenosa podataka za standardnu opremljenu lokaciju s ugrađenim daljinski upravljivom rastavnom sklopkom je:

- položaj sklopke
- nekoliko općih signala
- 3 mjerenja struje
- 3 mjerenja napona
- indikacije prolaza struje kvara

4.13. Strujni transformatori/senzori i naponski transformatori

Za potrebe mjerenja struje i detekciju struje kvara u sklopu primarne opreme za daljinsko upravljanje ugrađuju se strujni senzori/transformatori.

Za potrebe napajanja opreme na stup se najčešće montira naponski transformator koji napaja baterije u sustavu za besprekidno napajanje. Slika u nastavku prikazuje oba opisana elementa koji se koriste za ugradnju zajedno s rastavnim sklopkama iz serije SECTOS – ABB koje sam već opisao.

Slika 14:Strujni senzori/transformatori



Izvor: Priručnik „**Upute za postavljanje i održavanje Rastavne sklopke Sectos NXB**“, ABB d.o.o., Zagreb, 2015.

Slika 15:Naponski transformatori



Izvor: Priručnik „**Upute za postavljanje i održavanje Rastavne sklopke Sectos NXB**“, ABB d.o.o., Zagreb, 2015.

5. PRIMJER RJEŠENJA AUTOMATIZACIJE U PODUZEĆU HEP ODS NA TRAFOSTANICI ZRAČNA LUKA SPLIT

5.1 Konfiguracijamreže

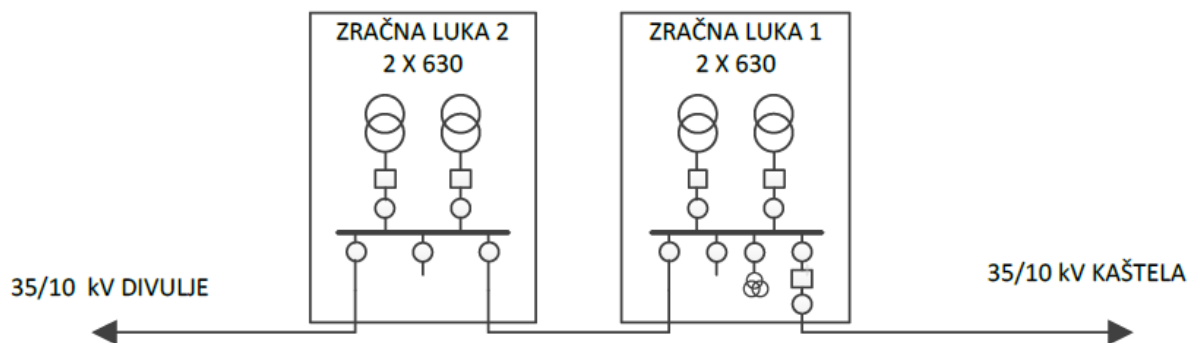
Zračna luka Split je važan kupac, te je detaljnim opisom ovakvog primjera automatizacije dijela srednjenaponske mreže prikazano koje prednosti donosi automatizacija i kako nastaju algoritmi koji obavljaju funkciju automatskog preklapanja.

TS 10/0,4 kV Zračna luka 1 i 2 imaju mogućnost napajanja iz dvije TS 35/10 kV. U normalnom pogonu napajaju se iz TS 35/10 kV Divulje, a u slučaju ispada ili iz drugih razloga prekapčaju se na TS 35/10 kV Kaštela. Zračna luka posjeduje i vlastite pričuvene generatore. Trajanje prekapčanja napajanja iz jedne u drugu TS ograničeno je djelovanjem operatera u dispečerskom centru te raspoloživosti pogonske službe i mjeri se u desecima minuta. Kako bi se maksimalno skratilo vrijeme bez napajanja Zračne luke potrebno je ugraditi opremu za automatizaciju i upravljanje (daljinska stanica s PLC funkcijama) za ostvarivanje funkcije automatske rekonfiguracije mreže. Osnovna namjena sustava je detekcija ispada napajanja (preko indikatora napona ili indikatora kvara, SCADA-e, ili kombinacijom istih i stanja sklopnih uređaja), te automatski, lokalno, bez utjecaja operatera obaviti sve sklopne operacije za uključenje napajanja s druge pojne točke.

U TS Zračna luka 1 ugrađena su dva transformatorska polja (2x630 kVA), dva mjerna polja (jedno za potrebe mjerenja potrošnje Zračne luke 1, a jedno za potrebe mjerenja protoka energije između Pogona Trogir i Sjedišta (Split)), dva aktivna vodna polja i jedno rezervno vodno polje. Na vodnom polju prema 35/10 kV Kaštela ugrađen je prekidač kao i na transformatorskim poljima, dok je na vodnom polju prema TS Zračna luka 2 rastavljač. U TS Zračna luka 2 ugrađena su dva transformatorska polja (2x630 kVA) dva aktivna vodna polja, jedno rezervno vodno polje i jedno mjerno polje. Prekidači se nalaze u transformatorskim poljima dok su u ostalim poljima rastavljači.³⁰

³⁰ Članak Hrvatski ogranak međunarodne elektrodistribucijske konferencije – CIRED „Automatska rekonfiguracija mreže – Zračna luka Split“, Zagreb, 2012. Str. 2

Slika 16: Jendnopolna shema napajanja TS Zračna luka 1 i TS Zračna luka 2



Izvor: Članak **Hrvatski ogranak međunarodne elektrodistribucijske konferencije – CIRED „Automatska rekonfiguracija mreže – Zračna luka Split“**, Zagreb, 2012.

5.2. Mogućnosti napajanja

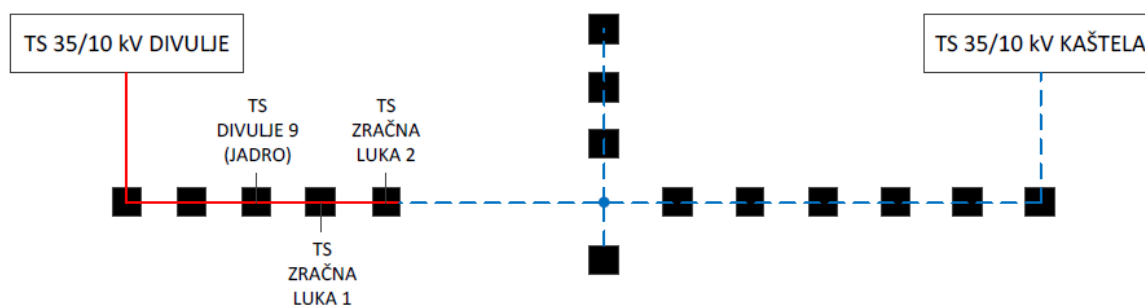
U normalnom uklopnom stanju obje TS napajaju se iz TS 35/10 kV Divulje. Prilikom prebacivanja napajanja na TS 35/10 kV Kaštela ručno se uključivanjem prekidača (VP Kaštela) u TS Zračna luka 1 uđe u kratkotrajni paralelni rad (između 35/10 kV Divulje i 35/10 kV Kaštela), a onda se isključi učinski rastavljač u susjednoj TS Divulje. Pritom se i TS Divulje 9 prebaci na 35/10 kV Kaštela jer je učinski rastavljač sa strane 35/10 kV Divulje. Prilikom nestanka napajanja iz TS Divulje, na isti način može se prebaciti napajanje na TS 35/10 kV Kaštela. U slučaju kvara na samom vodnom polju iz 35/10 kV Divulje prethodnose izolira mjesto kvara.

Slično je ako je napajanje bilo iz TS 35/10 kV Kaštela. Ako se želi samo TS Zračna luka 1 i 2 prebaciti na 35/10 kV Kaštela (bez TS Divulje 9) onda se prethodno treba u beznaponskom stanju pripremiti željeno uklopno stanje.

Sve pogonske zahvate obavljaju pogonski energetičari uz koordinaciju dispečerskog centra u Trogiru odnosno Splitu. Sa sadašnjeg stanja opreme u navedenim TS očito je da se nerijetko mora obustaviti isporuka električne energije da bi se obavio željeni manevar zbog čega sve skupa predugo traje.³¹

³¹ Članak **Hrvatski ogranak međunarodne elektrodistribucijske konferencije – CIRED „Automatska rekonfiguracija mreže – Zračna luka Split“**, Zagreb, 2012. Str 3

Slika 17: Normalno uklopno stanje, shema veza 10 kV-ne mreže



Izvor:Članak **Hrvatski ogranak međunarodne elektrodistribucijske konferencije – CIRED „Automatska rekonfiguracija mreže – Zračna luka Split“**, Zagreb, 2012.

5.2.1. Pričuvno napajanje

U slučaju nestanka napajanja na niskonaponskim sabirnicama dolazi do pokretanja agregata te tako u roku od 7 sekundi prvi generator snage 640 kVA preuzme dio niskonaponske mreže u TS Zračna luka 1, a u roku od 14 sekundi drugi generator snage 640 kVA preuzme ostatak niskonaponske mreže. U TS Zračna luka 2 do preuzimanja napajanja niskonaponskih sabirnica dolazi od strane generatora snage 1000 kVA nakon 21 sekunde. Prebacivanje napajanja vrše tzv. „changover“ prekidači te je tako spriječena mogućnost istovremenog napajanja niskonaponskih sabirnica od strane mreže i pričuvnih generatora. Ako dođe do kratkotrajnog ispada napajanja sa strane mreže te se isto vrati u periodu kraćem od 7 sekundi, generatori nastave raditi u praznom hodu i isključuju se protekom 60 sekundi.³²

5.3. Pouzdanost napajanja prije automatizacije

Operator distribucijskog sustava evidentira ispade napajanja duže od 3 minute te je tako u zadnjih 5 godina (od 2006. do kraja 2011.) došlo do 36 zastoja napajanja koji su prosječno trajali više od 100 minuta. Planiranih zastoja bilo je 7, prosječnog trajanja 208 minuta. Prisilnih zastoja bilo je 29 (6 godišnje), a prosječno su trajali 76 minuta. Gotovo

³² Članak **Hrvatski ogranak međunarodne elektrodistribucijske konferencije – CIRED „Automatska rekonfiguracija mreže – Zračna luka Split“**, Zagreb, 2012. Str. 3

polovica ih je trajala do 30 minuta. Kratkotrajni zastoji odnosno zastoji trajanja do 3 minute se ne evidentiraju.

Planirani zastoji su najčešće posljedica redovnog održavanja ili priključenja novih objekata na mrežu.³³

Tablica 1: Pregled zastoja TS u 5 godina bez automatizacije

Vrsta zastoja	Broj zastoja	min	Uzrok
planirani	1	8	otklanjanje posljedica kvara
planirani	2	200	redovito održavanje
planirani	4	1248	izgradnja objekata i mreže
prisilni	8	358	zastoj u napojnoj mreži
prisilni	21	1854	kvar
UKUPNO	36	3668	
Godišnji prosjek (6 god.)	6	611	

Izvor:Članak **Hrvatski ogranak međunarodne elektrodistribucijske konferencije – CIRED „Automatska rekonfiguracija mreže – Zračna luka Split“**, Zagreb, 2012.

5.3.1. Pouzdanost napajanja nakon automatizacije

Ugrađena je vakuumska distribucijska sklopna aparatura s daljinski upravljivim rastavnim sklopkama u vodnim poljima te prekidačima u transformatorskim poljima. S novom opremom ostvarena je funkcija automatske rekonfiguracije mreže. Ugradnjom opreme jednostavnije je izvođenje planiranih zastoja, dok se kod prisilnih zastoja značajno smanjuje pogođenost Zračne luke istima jer se napajanje Zračne luke u kratkom roku prebaci na susjednu pojnu točku. Jedino u slučaju da su obje pojne točke bez napajanja ili da je kvar sa obje strane Zračne luke neće se moći napojiti istu. Prekidi napajanja trajati će svega nekoliko sekundi. S obzirom na podatke iz prethodnog podpoglavlja za očekivati je da će se za polovicu prisilnih zastoja trajanje (vrijeme bez napajanja) svesti ispod 3 minute. Stoga se očekuje poboljšanje (smanjenje) pokazatelja pouzdanosti SAIFI za prisilne zastoje od 50%. Također, doći će i do osjetnog poboljšanja pokazatelja SAIDI.³⁴

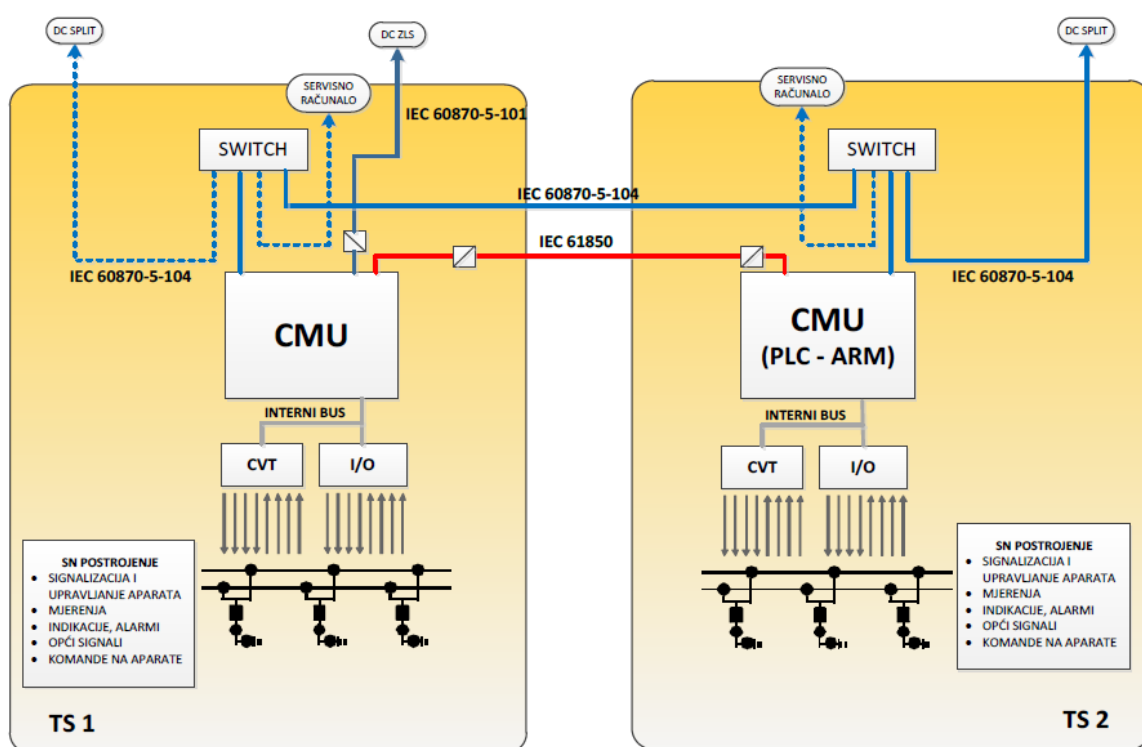
³³ Ibid str. 3

³⁴ Ibid str. 4

5.4. Opis tehničkog rješenja ugradnje automatizacije

Postojeća zastarjela primarna oprema zamijenjena je suvremenom daljinski upravljivom vakuumskom distribucijskom sklopnom aparaturom (RMU). U TS Zračna luka 1 za potrebe daljinskog upravljanja ugrađena je daljinska stanica, dok je u TS Zračna luka 2 ugrađena daljinska stanica sa PLC funkcijama. Komunikacija između tih daljinskih stanica ostvarena je preko optike po IEC 61850 protokolu. Iz TS 35/10 kV Divulje uzima se se informacija o proradi zaštita na vodnom polju koje napaja Zračnu luku. Također, i iz TS 35/10 kV Kaštela. Razvijeni algoritam osigurava automatsku rekonfiguraciju uvažavajući zadane uvjete i sigurnosne blokade. Sva oprema sustava za ARM napaja se preko besprekidnog napajanja koje ima autonomiju rada od 30 min. Veće vrijeme autonomije nije potrebno jer u slučaju nestanka napajanja (bez mogućnosti napajanja sa druge pojne točke) napajanje Zračne luke preuzimaju agregati čime se automatski napoji i sustav besprekidnog napajanja.³⁵

Slika 18: Blok shema automatiziranog sustava



Izvor: Članak Hrvatski ogranak međunarodne elektrodistribucijske konferencije – CIRED „Automatska rekonfiguracija mreže – Zračna luka Split“, Zagreb, 2012.

³⁵ Ibid str. 5

5.5. Oprema za predloženo rješenje novog sustava

Kako bi se osigurala osnovna zadaća i povećala pouzdanost u napajanju sustava Zračne luke potrebno je imati visoko pouzdan i raspoloživ sustav koji bi izvršavao automatsku rekonfiguraciju mreže.³⁶Osnovni dijelovi sustava su:

- daljinska stanica
- mjerni pretvarači struje i napona
- indikatori kvara i napona
- komunikacijska oprema
- oprema za besprekidno napajanje
- lokalno grafičko sučelje

5.5.1. Daljinska stanica

Osnova ARM sustava je daljinska stanica sa PLC funkcijama koja se sastoji od centralne jedinice za obradu podataka i distribuiranih U/I jedinica za prikupljanje podataka iz postrojenja. Procesni podaci ožičeni su na U/I jedinice koje se dijele na:

- digitalne ulazne jedinice – DI jedinice
- digitalne izlazne jedinice – DO jedinice
- analogne ulazne jedinice – AI jedinice

Centralna procesna jedinica mora imati određeni broj komunikacijskih sučelja za povezivanje s ostalom opremom u sustavu. Za potrebe povezivanja s nadređenim sustavima koristi se mrežno sučelje preko kojega se razmjenjuju podaci sa SCADA sustavom u dispečerskom centru (DC-u) i u centru korisnika zračne luke. Razmjena podataka mora se zasnivati na mrežnom IEC 60870-5-104 komunikacijskom standardu prema dispečerskom centru, odnosno na IEC 60870-5-101 standardu prema centru nadzora korisnika – Zračnoj luci Split. Daljinska stanica na TS 2 mora imati mogućnost izvođenja proračuna i algoritma ARM-a. Za te potrebe daljinska stanica mora imati PLC razvojno okruženje zasnovana na IEC 61131-3 standardu. U PLC razvojnom okruženju nužno je izraditi algoritam ARM-a korištenjem jednog od programskih jezika FBD ili ST. Daljinska stanica na TS 2 prikuplja sve potrebne podatke za izvođenje algoritma ARM-a (bilo preko vlastitih U/I jedinica ili preko

³⁶ Ibid str. 5

daljinske stanice na TS 1 komunikacijskim putem) i ciklički izvodi proračune. Kao rezultat proračuna daljinska stanica u TS 2 šalje komande (na vlastite U/I jedinice ili komunikacijskim putem na daljinsku stanicu na TS 1) i provodi rekonfiguraciju.³⁷

5.5.2. Lokalno grafičko sučelje

Lokalno grafičko sučelje prema operateru mora omogućiti uvid u uklopna stanja na oba postrojenja putem jednopolnih prikaza shema, slično kao i na SCADA-i u nadređenom DC-u. Osim jednopolnih shema, lokalno grafičko sučelje mora omogućiti i tabelarni prikaz svih alarma i indikacija sa pojedinog postrojenja, te kronološku listu događaja. Ovakav način prikaza na lokalnom grafičkom sučelju omogućiti će operateru postrojenja kompletnu situaciju i uvid u stanje postrojenja.³⁸

5.5.3. Osnovne funkcije sustava za ARM

Za potrebe ostvarivanja ARM-a, nužno je isporučiti distribuirani sustav lokalne automatike. Sustav lokalne automatike mora se temeljiti na funkcijama daljinske stanice kao što su:

- prikupljanje procesnih podataka o stanjima aparata, općim signalima i alarmima, mjerenjima struje i napona
- izdavanje komandi na aparate
- ciklički proračun algoritma ARM-a pomoću PLC razvojne okoline prema IEC 61131-3
- razmjena podataka sa nadređenim SCADA sustavom u DC Elektrodaljaciji korištenjem IEC 60870-5-104 mrežnog standarda
- razmjena podataka sa nadređenim sustavom u centru korisnika (Zračna luka) korištenjem IEC 60870-5-101 mrežnog standarda
- razmjena podataka između daljinskih stanica u TS 1 i TS 2 korištenjem IEC 61850 informacijske sabirnice
- lokalni grafički prikaz uklopnog stanja EE mreže

³⁷ Ibid str. 5

³⁸ Ibid str. 6

- vremenska sinkronizacija korištenjem SNTP protokola sa SCADA sustavom u DC Elektrodalmacija,
- daljinski nadzor, dijagnostika i parametriranje daljinskih stanica iz DC Elektrodalmacije (web poslužitelj).

Daljinska stanica prikuplja podatke preko ulazno/izlaznih (U/I) jedinica na kojima se izvršava i obrada procesnih signala. Preko izlaznih jedinica daljinska stanica izdaje komande na aparate. Centralna jedinica obrađuje podatke i brine se za izvođenje komunikacijskih zadaća razmjene podataka sa nadređenim centrima, te za izvođenje ARM algoritma.

Prikupljene procesne podatke nužne za izvođenje algoritma ARM-a daljinska stanica obrađuje u PLC razvojnom modulu koji se zasniva na IEC 61131-3. Obje daljinske stanice međusobno razmjenjuju podatke koristeći postojeću optičku infrastrukturu preko IEC 61850 informacijske sabirnice. Podaci koji se razmjenjuju služe za izvođenje algoritma ARM-a.

Operator iz dispečerskog centra Elektrodalmacije ima mogućnost daljinskog nadzora i upravljanja. Razmjena podataka odvija se preko IEC 60870-5-104 mrežnog standarda. Omogućen je nadzor nad svim aparatima, alarmima, općim signalima i procesnim mjerenjima na oba postrojenja te izdavanje komandi i upravljanje. Osim procesnih signala u DC-u je moguće vidjeti i status algoritma ARM-a (režim rada algoritma i status). U Centru korisnika Zračne Luke nužno je isporučiti programsku aplikaciju za daljinski nadzor i alarmiranje. Sustav mora omogućiti komunikaciju i prikupljanje podataka s daljinskih stanice preko mrežnog IEC 60870-5-101 standarda. Operatori u centru korisnika autorizirani su samo za nadzor nad procesnim podacima te nemaju ovlasti za bilo kakvo upravljanje.³⁹

5.6. Logika ARM-a

⁴⁰Daljinska stanica na TS 2 na koju je i spojen izvod iz TS Divulja, vodeća je daljinska stanica u konfiguraciji sustava ARM-a. Vodeća daljinska stanica mora provoditi proračune i algoritam ARM-a te je nužno da u svojoj konfiguraciji ima i PLC razvojni modul. Podređena daljinska stanica na TS 1 služi samo kao izvršni član u algoritmu ARM-a i zadaća joj je prikupiti signale i proslijediti ka vodećoj daljinskoj stanici te odraditi komande. Unutar PLC razvojnog modula nužno je definirati algoritam ARM-a prema slijedećim strukturama:

³⁹ Ibid str. 6

⁴⁰ Ibid str. 7

- blok za obradu ulaznih podataka
- blok za utvrđivanje početnih uvjeta i sigurnosnih blokada
- blok algoritma ARM-a
- blok za obradu izlaznih podataka

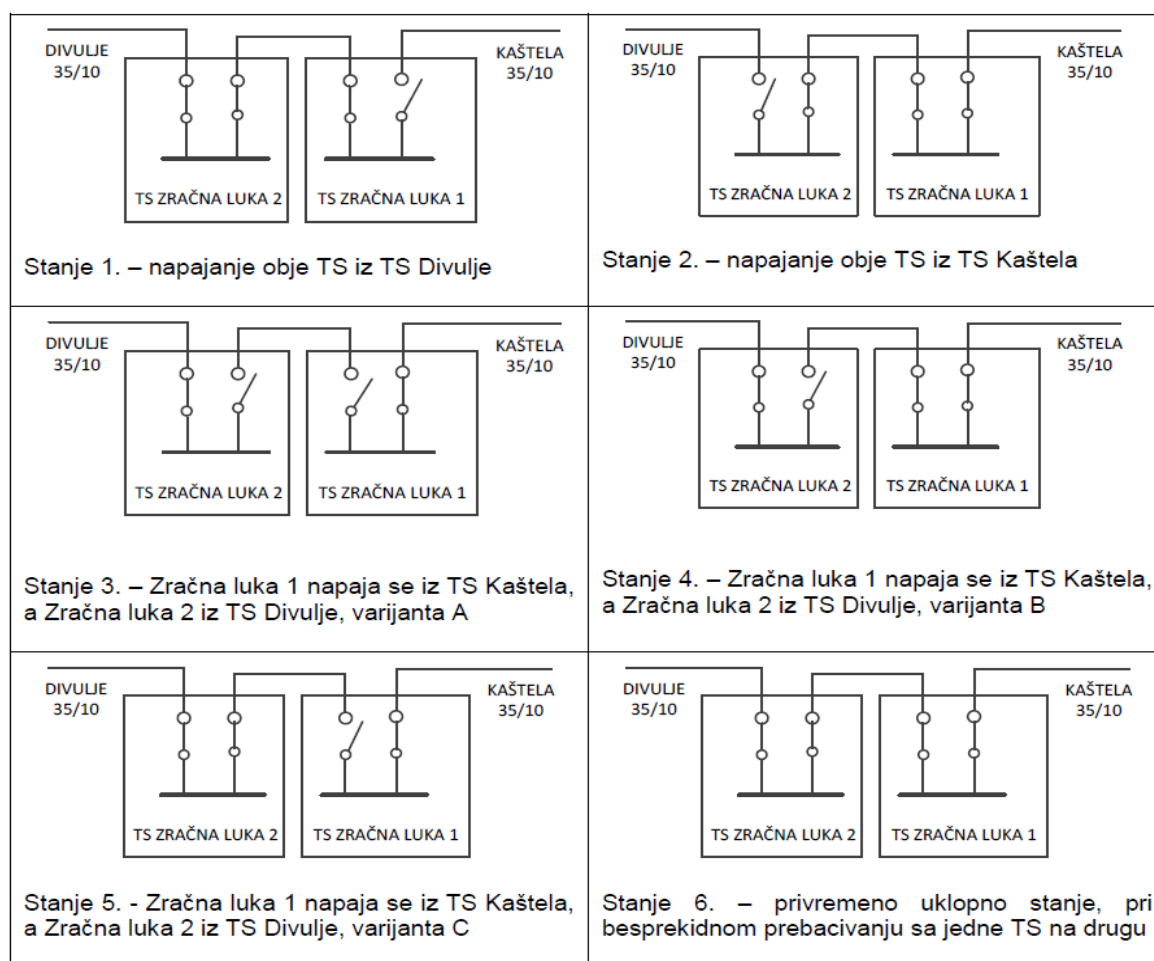
Izvođenje algoritma ARM-a mora biti cikličko sa vremenom ciklusa od 200 ms. Algoritam ARM-a mora imati i ulazne parametre koji će omogućiti korisniku fino podešavanje vremenskih konstanti algoritma bez nepotrebnog ulaženja u samu strukturu i programski kod. Zbog izvođenja APU-a u prijenosnoj mreži (jedan stupanj trajanja od 0,4 do 0,8 sekundi) potrebno je izvršiti zatezanje izvođenja ARM-a od 2 sekunde.

5.7. Početna stanja mreže

Početna stanja mreže bitno je definirati tako da se jednoznačno može izvesti algoritam ARM-a, a odnose se na uobičajena stanja mreže prilikom normalnog pogona. Moguće je razlikovati ukupno 5 osnovnih uklopnih stanja, te stoga možemo govoriti i o 5 početnih stanja iz kojih se smije krenuti u proračun algoritma ARM-a, a koji su dani slikama od 1. do 5. Ostala uklopna stanja mreže ne mogu se smatrati početnim stanjima i ne zadovoljavaju uvjete koji moraju biti ispunjeni za pokretanje algoritma ARM-a. Takva stanja su uglavnom stanja nakon kvara na mreži ili stanja u kojima se odvijaju servisni popravci odnosno održavanje i ARM-u se ne smije dozvoliti da djeluje kako ne bi doveo do havarijske situacije. Prilikom ručnog prebacivanja napajanja sa jedne pojne točke na drugu privremeno se može ući u paralelan rad između TS 35/10 Divulje i TS 35/10 Kaštela što je prikazano na slici Stanje 6. U takvoj situaciji algoritam ARM-a neće izvršavati nikakve aktivnosti jer stanje 6. ne spada u početna stanja, a i pritom će preklopka za odabir režima rada ARM-a biti u položaju RUČNO. Ako pritom dođe do ispada napajanja s jedne strane ispasti će i napajanje s druge strane te u tom slučaju dispečer mora ručno (daljinski) vratiti napajanje.⁴¹

⁴¹ Ibid str. 8

Slika 19: Način rada i uklopna stanja u TS(početna uklopna stanja i privremeno uklopno stanje)



Izvor:Članak **Hrvatski ogranak međunarodne elektrodistribucijske konferencije – CIRED „Automatska rekonfiguracija mreže – Zračna luka Split“**, Zagreb, 2012.

5.8. IEC 61850 standard

IEC 61850 komunikacijski protokol definira stroga pravila za razmjenu podataka između funkcijskih čvorišta, a time je omogućena interoperabilnost uređaja u sustavu zaštite, nadzora, upravljanja te automatizacije transformatorskih stanica, neovisno o proizvođaču opreme. IEC 61850 ne definira samo komunikacijske mehanizme za prijenos podataka već definira i strukturu podataka koji se prenose.⁴²

⁴² Ibid str. 9

6. RJEŠENJE AUTOMATIZACIJE NA PRIMJERU ELEKTRE KOPRIVNICA

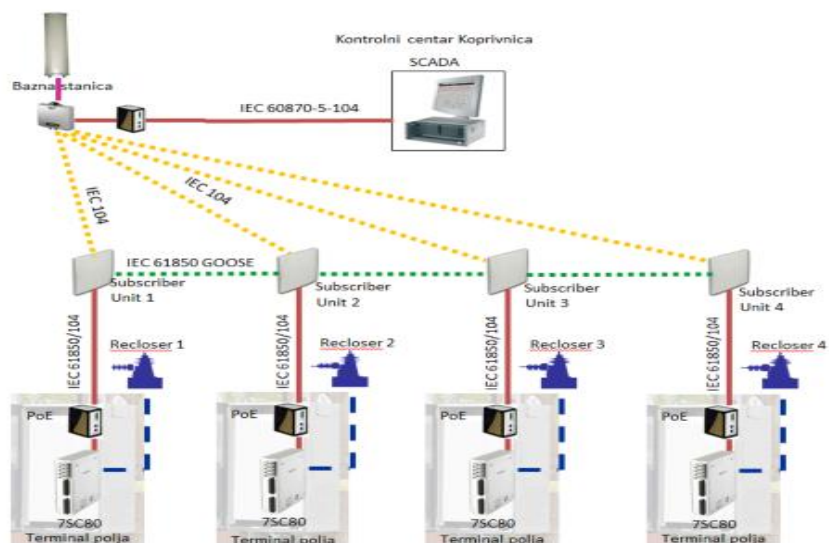
6.1. Opis SN mreže

Na primjeru automatizacije po dubini mreže za dio SN mreže napajane iz TS35/10(20) kV Koprivnica detaljno je prikazano rješenje automatizacije nadzemne mreže ugradnjom vakumskih prekidača na stup. Ovo je primjer „self – healing“ ili samoobnavljajuće automatizacije.

⁴³TS 35/10(20) kV Koprivnica 1 napaja trećinu konzuma grada Koprivnice te južnu i zapadnu stranu ruralnog dijela okolice Koprivnice. Vodovi Jagnjedovac i Sokolovac izlaze iz TS 35/10(20) kV Koprivnica 1 te zatvaraju petlju duljine cca 60 km na koju je spojeno oko 5.000 potrošača. Korištenjem te petlje moguće je dvostrano napajanje iz iste primarne trafostanice. Prilikom pojave kvara na toj petlji proces izolacije kvara, rekonfiguracije mreže i uspostave napajanja odvijao se ručno (Model 1 – razina uređaja bez komunikacijske infrastrukture), što je znalo trajati i po nekoliko sati. Cilj automatizacije je maksimalno smanjiti broj kupaca zahvaćenih kvarom te maksimalno smanjiti vrijeme prekida na način da kupci koji nisu zahvaćeni kvarom „ne osjete“ prebacivanje napajanja na drugi izvor (bez prekida). Da bi se to ostvarilo bilo je potrebno ugraditi odgovarajuću primarnu i sekundarnu opremu za automatizaciju mreže te odabrati komunikacijsku tehnologiju koja udovoljava

⁴³Članak „Hrvatski ogranak međunarodnog vijeća za velike elektroenergetske sustave – CIGRÉ“ „Samoobnavljajuća mreža elektre Koprivnica korištenjem protokola IEC61850“, Rovinj 2018. Str. 2

Slika 20: Blok shema samoobnavljajuće mreže Koprivnica



Izvor: Članak „Hrvatski ogranak međunarodnog vijeća za velike elektroenergetske sustave – CIGRE“, „Samoobnavljajuća mreža elektre Koprivnica korištenjem protokola IEC 61850“, Rovinj 2018.

6.2. Tehnički zahtjevi

Zahtjevi u smislu energetike su uspostava samoobnavljajuće mreže na postojećem vodu Jagjedovac - Sokolovac. Za automatizaciju ove mreže potrebno je ugraditi vakuumske prekidače (recloseri) sa mogućnosti daljinskog upravljanja i međusobne komunikacije (horizontalna i vertikalna komunikacija). Sustav koji koristi prekidače mora detektirati i izolirati dio voda u kojem je kvar. Vrijeme isklopa kvara mora biti „momentalno“ (vrijeme djelovanja pomoćnog releja u terminalu polja plus vrijeme djelovanja magnetskog aktuatora, što u naravi iznosi 30-40ms). Neposredno nakon izolacije dijela voda zahvaćenog kvarom, sustav mora obnoviti napajanje na dijelovima vodova koji nisu zahvaćeni kvarom te izdati sekvencu automatskog ponovnog uklopa kako bi provjerio da li se radi o prolaznom kvaru. Vrijeme uspostave napajanja za dijelove voda koji nisu zahvaćeni kvarom mora biti manje od 300ms. Uređaji relejne zaštite moraju biti adaptivni, tj moraju biti umogućnosti promijeniti udešenja pojedine zaštitne funkcije ovisno o trenutnoj konfiguraciji mreže. U smislu komunikacijskih tehnologija zahtjevi su bili da se koristi bežična komunikacija. Za horizontalnu komunikaciju između uređaja mora se koristiti IEC 61850 kao standard za komunikaciju i razmjenu informacija. Terminali polja međusobno moraju komunicirati

bežičnom komunikacijom tekoristiti sigurne IEC 61850 GOOSE poruke za prijenos digitalnih i analognih informacija od uređaja do uređaja. Za vertikalnu komunikaciju sa kontrolnim centrom mora se koristiti protokol IEC 60870-5-104. Komunikacijski sustav za horizontalnu komunikaciju mora imati visoku pouzdanost (>99%), visoku propusnost (minimalno 1Mb/s), i nisku latenciju (<10 ms).⁴⁴

6.3. Vakuumski prekidač

Kao ključni elementi samoobnavljajuće mreže Elektre Koprivnica koriste se 4 vakuumski prekidači (recloser). Prekidači su opremljeni naponskim i strujnim senzorima, upravljačkim ormarom sa zaštitnim relejem (za funkcije zaštite i upravljanja) te sustavom za besprekidno napajanje, te komunikacijskim modemom. Vakuumski prekidači su predviđeni za vanjsku ugradnju i montarni su na betonske i čelično-rešetkaste stupove. Za pogonski mehanizam koriste magnetski aktuator, pokretan energijom kondenzatora, bez stanja čekanja ili izgubljene energije ako aktuator ne radi. Predviđeni su za brz automatski ponovni uklop (APU) radnog ciklusa O - 0.2s - CO - 2s - CO - 2s - CO (-30s - CO)-lockout. Upravljački ormar ugrađen je u podnožju istog stupa. Glavni elementi ormara su terminal polja, jedinica za napajanje, komunikacijska oprema. Terminal polja je sa integriranim zaštitnim funkcijama (ANSI 50/51, 50BF, 46, 49, 74TC, 37, 51c, 86, 79), mogućnosti definiranja interne PLC logike (CFC), istovremeno rad na dva komunikacijska protokola: IEC 61850 i IEC 60870-5-104. Jedinica za napajanje je snage 50W i sastoji se baterijskog UPS sustava (12Ah) koji podržava rad prekidača u slučaju gubitka glavnog napajanja sa dalekovoda.⁴⁵

⁴⁴ Članak „Hrvatski ogranak međunarodnog vijeća za velike elektroenergetske sustave – CIGRE“, „Samoobnavljajuća mreža elektre Koprivnica korištenjem protokola IEC 61850“, Rovinj 2018. Str. 6

⁴⁵ Ibid str. 7

Slika 21: Smart recloser s upravljačkim ormarom



Izvor: Članak „Hrvatski ogranak međunarodnog vijeća za velike elektroenergetske sustave – CIGRÉ“, „Samoobnavljajuća mreža elektre Koprivnica korištenjem protokola IEC61850“, Rovinj 2018.

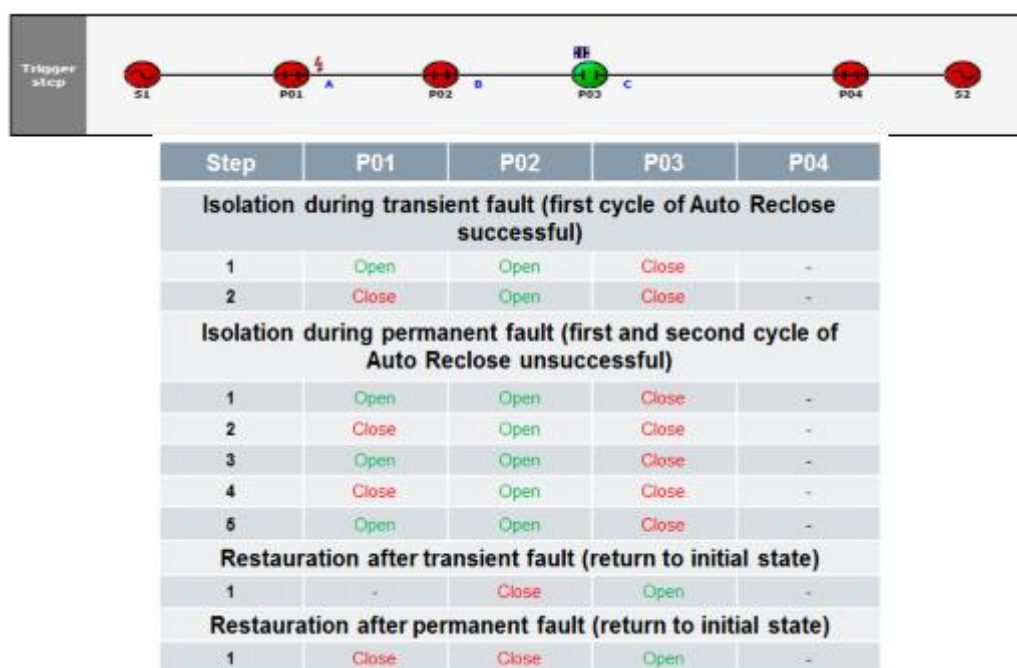
6.4. Adaptivna zaštita mreže

Sustav upravljanja samoobnavljajućom mrežom Elektre Koprivnica je decentralizirani sustav upravljanja, temeljen na komunikacijskom protokolu IEC61850 u bežičnoj komunikaciji. Zaštita mreže od kvarova realizirana je terminalima polja ugrađenim u upravljačke ormariće vakuumskih prekidača. Relejna zaštita ima dva osnovna moda rada: s

komunikacijom i bez komunikacije. Nevezano na prisutnost komunikacijskog sustava, zaštita mora biti selektivna.

Analizom mogućih pogonskih stanja mreže određuje se broj mogućih uklopnih stanja i automatiziranih sekvenci, ovisno o dijelu mreže u kojem je nastao kvar. Izradom matrice uklopnih stanja za svaku sekvencu i programiranjem PLC logike terminala (CFC), ostvaruju se funkcije samoobnavljajuće mreže kao što je prikazano na slici.

Slika 22: Matrica uklopnih stanja za pojedinu sekvencu

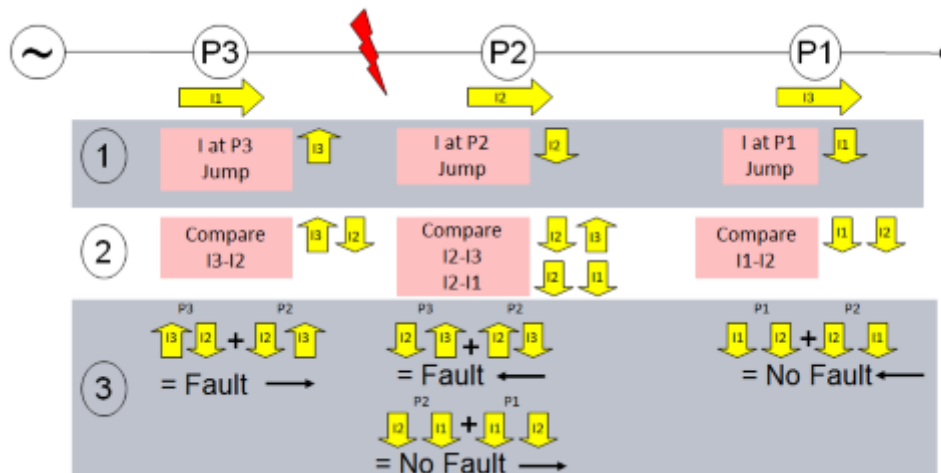


Izvor: Članak „Hrvatski ogranak međunarodnog vijeća za velike elektroenergetske sustave – CIGRÉ“, „Samoobnavljajuća mreža elektre Koprivnica korištenjem protokola IEC61850“, Rovinj 2018.

Za detektiranje kvarova koristi se hibridna metoda diferencijalne zaštite (eng. Jump Differential - jDiff) implementirana u terminalima polja, koja funkcionira na principu mjerenja iznosa i smjera struja, te na temelju toga utvrđuje lokaciju kvara na segmentu voda. Određivanje lokacije kvara nije temeljno na metodi pokušaja i pogreške (prozivanje svakog reclosera), već detektira kvar između reclosera u nekoliko milisekundi (ms). To znači da

sustav može izolirati i vratiti napajanja preko normalno otvorene točke u svega nekoliko milisekundi (<300ms). Način izvršenja funkcije *jDiff* opisan je na slici (ispod).

Slika 23: Primjer funkcije Jump Differential - jDiff



Izvor: Članak „Hrvatski ogranak međunarodnog vijeća za velike elektroenergetske sustave – CIGRÉ“, „Samoobnavljajuća mreža elektre Koprivnica korištenjem protokola IEC61850“, Rovinj 2018.

Funkcija jDiff razvijena je od strane proizvođača Siemens. Izvršenje funkcije odvija se u 3 faze. U prvoj fazi detektiraju se pozitivni i negativni skokovi struje unutar 3 periode mjerenja, te se određuje tip kvara – zemljospoj ili međufazni kvar. Ako je izmjereni skok veći u trećoj periodi od onog u nultoj za i znos podešenja jDiff, zaštita će putem GOOSE poruka javiti ostalim relejima u tom dijelu mreže da je detektirala kvar (bez isklopa). U drugoj fazi skokovi se zatim uspoređuju sa mjerenjima iz ostalih uređaja duž voda. U trećoj fazi radi se usporedba vrijednosti i smjera kako bi se točno utvrdilo na kojoj lokaciji je kvar (između koja dva prekidača). Za ispravan rad jDiff potrebno je koristiti adekvatnu komunikacijsku infrastrukturu temeljenu na protokolu IEC 61850 koji podržava razmjenu mjerenja u stvaranom vremenu putem GOOSE poruka između rejela. U slučaju gubitka komunikacije, terminali polja automatski blokiraju funkciju jDiff i prelaze na „normalni“ način rada, tj. kao samostalni prekidač u mreži. Selektivnost zaštite postiže se vremenskim zatezanjem svakog od terminala polja.⁴⁶

⁴⁶ Ibid str. 9

6.5. Selektivnost i koordinacija zaštite

Zadatak sustava relejne zaštite je da otkrije i ukloni kvar u što kraćem vremenu, te izolira dio mreže koji je u kvaru. U slučaju da glavni sustav zaštite zataji (kvar releja ili kvar prekidača), ostala zaštita mora djelovati kao rezervna bila ona u istoj ili susjednoj trafostanici sa vremenskim pomakom u skladu sa zahtjevima selektivnosti. Postavljanjem vremenskog pomaka (zatezanja) na svim rezervnim relejima vrši se koordinacija zaštitnih releja u mreži. Koordinacija je nužna kako bi se mogla postići zadovoljavajuća razina selektivnosti prorade zaštite. Kod odabira postavki releja koristila su se dva glavna uvjeta: prvi uvjet je da relej treba odraditi za kvarove u njegovoj zoni, a drugi uvjet je da relej ne smije odraditi za kvarove izvan zone, osim u slučaju prorade kao rezervna zaštita. Da bi se primarna i rezervna zaštita mogle koordinirati potrebno je preko isklupne karakteristike podesiti vremensko zatezanje rezervnog releja da omogući primarnom releju da prvi ukloni kvar. Za svaku od predloženih topologija samoobnavljajuće mreže (matrica uklopnih stanja), rađen je proračun udešenja zaštite za svaki terminal. Pokazalo se da je potrebno mijenjati udešenja zaštite ovisno o stanju mreže, tj. da zaštita mora biti adaptivna kako bi samoobnavljajuća mreža ispravno radila (statička adaptivna zaštita). Nakon podešavanja svih releja, isti su ispitani sa sekundarnim vrijednostima u laboratorijskim uvjetima, a na posljétku su odrađena i primarna ispitivanja zaštite u mreži Elektra Koprivnica. Ispitivanjasu pokazala da je zaštita selektivno postavljena za sva uklopna stanja samoobnavljajuće mreže.⁴⁷

⁴⁷ Ibid str. 10

7. Zaključak

U radu je opisan koncept automatizacije srednjenaponske distributivne mreže s različitim modelima prilagođenim raznim tipovima mreže.

Razlog ovog kvalitativnog skoka u napajanju su kupci i njihovi sve veći zahtjevi u pogledu pouzdanosti opskrbe električnom energijom. Traži se odgovarajuću kvalitetu električne energije bez nepredviđenih prekida u napajanju.

Prednosti korištenja sustava daljinskog nazora i upravljanja za distributivne firme su:

- Brže otkrivanje i lociranje kvara
- Kraće vrijeme ispada
- Smanjeni gubici u mreži
- Mogućnost kompenzacije jalove energije
- Aktivni nadzor transformatora u vrijeme preopterećenja
- Veća prijenosna moć
- Daljinski nadzor elemenata mreže

Mišljenja sam da se energetska sustav polako mijenja zbog svoje veličine te je svako poboljšanje ovakvog obima dobrodošlo. Prikazana poboljšanja potrebno je postaviti u cost-benefit kontekst kako bi dobili pravu sliku što je činiti, koje modele i konfiguracije opreme ugrađivati i kojom dinamikom uz definirane karakteristike mreže.

Na osnovu podataka iznesenih i analiziranih u ovom radu trenutno se može zaključiti da je ugradnja daljinskih rastavnih sklopki s daljinskim upravljanjem prihvatljiv model za veliki broj srednjenaponskih mreža jer je tehnički pouzdan, ostvaruje željene ciljeve postavljene u pogledu automatizacije, a nije financijski prezahtjevan.

POPIS LITERATURE:

Knjige i publikacije:

1. BB Evlins: **Value of distribution automation applications**, California 2007.
2. Priručnik „Upute za postavljanje i održavanje Rastavne sklopke Sectos NXB“, ABB d.o.o., Zagreb, 2015.
3. Brajković Denis **“Odrađivanje optimalnog broja i lokacija daljinski upravljanih linijskih sklopki u razdjelnim mrežama“** Magistarski rad, Zagreb 2000.
4. Članak „Hrvatski ogranak međunarodnog vijeća za velike elektroenergetske sustave – CIGRÉ“ „Samoobnavljajuća mreža elektre Koprivnica korištenjem protokola IEC61850“, Rovinj 2018.
5. Članak Hrvatski ogranak međunarodne elektrodistribucijske konferencije – CIRED „Automatska rekonfiguracija mreže – Zračna luka Split“, Zagreb, 2012.
6. Gellings, Clark W.: **“The smart grid: enabling energy efficiency and demand response“** The Fairmont Press, Inc., 2012. USA
7. Članak Savjetovanje Bosanskohercegovačkog komiteta/ogranak- CIRED BIH, **„AUTOMATIZACIJA DISTRIBUTIVNE SREDNJE NAPONSKE MREŽE (implementacija daljinski upravljivih objekata na mreži, linijskih rastavljača i indikatora kvara)“**, Mostar, 2018.
8. Članak Hrvatski ogranak međunarodne elektrodistribucijske konferencije – CIRED „Pregled automatizacije podubinske srednjenaponske mreže u Elektroprimorju Rijeka“, Opatija, 2018.
9. Tošić Josip „Srednjenaponske transformatorske stanice s daljinskim upravljanjem“ Zagreb 2012.

Izvori s interneta:

10. Web stranica tvrtke Artech: <https://www.artech.com/en/reclosers-and-switches>, Sydney, Australia 2019.

11. Wikipedia: Ring main unit, https://en.wikipedia.org/wiki/Ring_main_unit 20.06.2019.

12. Web stranica tvrtke Indiamart <https://www.indiamart.com/proddetail/siemens-ring-main-unit-9207011097.html>, Kerala, India 2015.

13. Web stranica tvrtke Control engineering d.o.o. Rijeka: <http://www.control.hr/content/43/sustavi-daljinskog-nadzora-i-upravljanja>, Rijeka 2017.

14. Web stranica tvrtke Tectra d.o.o.: <http://tectra.hr/procesni-elektronicki-instrumenti/mjerni-pretvornici/>, Zagreb 2018.

POPIS SLIKA

Slika 1: Srednjenaponska mreža Istre	5
Slika 2: Stup srednjeg napona sa automatizacijskom opremom	Error! Bookmark not defined.
Slika 3: Primjer dionice sa indikatorima kvara	Error! Bookmark not defined.
Slika 4: Primjer SN mreže s planiranim i postojećim lokacijama za ugradnju opreme za automatizaciju	Error! Bookmark not defined.
Slika 5: SCADA prikaz jednopolne sheme SN mreže	Error! Bookmark not defined.
Slika 6: 2-položajna rastavna sklopka	Error! Bookmark not defined.
Slika 7: Rastavna sklopka sa integriranim uzemljivačem	Error! Bookmark not defined.
Slika 8: Dvostruke rastavne sklopke	Error! Bookmark not defined.
Slika 9: Rastavna sklopka tipa Sectos NXA	23
Slika 10: Smart recloser	24
Slika 11: Ring main unit (RMU).....	25
Slika 12: Daljinska stanica	Error! Bookmark not defined.
Slika 13: Mjerni pretvarač.....	Error! Bookmark not defined.
Slika 14: Strujni senzori/transformatori	31
Slika 15: Naponski transformatori	31
Slika 16: Jendnopolna shema napajanja TS Zračna luka 1 i TS Zračna luka	33
Slika 17: Normalno uklopno stanje, shema veza 10 kV-ne mreže.....	34
Slika 18: Blok shema automatiziranog sustava.....	36
Slika 19: Način rada i uklopna stanja u TS(početna uklopna stanja i privremeno uklopno stanje)	
.....	41
Slika 20: Blok shema samoobnavljajuće mreže Koprivnica	43
Slika 21: Smart recloser s upravljačkim ormarom	45
Slika 22: Matrica uklopnih stanja za pojedinu sekvencu	46
Slika 23: Primjer funkcije Jump Differential - jDiff	47

POPIS TABLICA

Tablica 1: Pregled zastoja TS u 5 godina bez automatizacije	35
---	----