Distributivna mreža vođena pomoću SCADE

Galović, Filip

Master's thesis / Diplomski rad

2016

Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj: **Josip Juraj Strossmayer University of Osijek, Faculty of Electrical Engineering, Computer Science and Information Technology Osijek / Sveučilište Josipa Jurja Strossmayera u Osijeku, Fakultet elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija Osijek**

Permanent link / Trajna poveznica: https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:200:482197

Rights / Prava: In copyright / Zaštićeno autorskim pravom.

Download date / Datum preuzimanja: **2024-03-29**

Repository / Repozitorij:

Faculty of Electrical Engineering, Computer Science and Information Technology Osijek

zir.nsk.hr

Image not found or type unknown

SVEUČILIŠTE JOSIPA JURJA STROSSMAYERA U OSIJEKU
FAKULTET ELEKTROTEHNIKE, RAČUNARSTVA I INFORMACIJSKIH TEHNOLOGIJA OSIJEK

Sveučilišni studij

DISTRIBUTIVNA MREŽA VOĐENA POMOĆU SCADA-e

Diplomski rad

Filip Galović

Osijek, 2016.

SADRŽAJ

1. UVOD 1
2. STRUKTURA I INTEGRACIJA SCADA-e U EES-u 2
2.1. Konfiguracija sklopovlja SCADA sustava *5*
2.2. Komponente SCADA sustava *8*
2.3. Hijerarhijska kontrola *15*
2.4. Arhitektura automatskog distribucijskog sustava *17*
2.5. Komunikacija na razini trafostanice *19*
3. OSNOVNE FUNKCIJE SCADA-e U DISTRIBUCIJI 21
3.1. Prikupljanje podataka *23*
3.1.1. Indikatori stanja *25*
3.1.2. Izmjerene vrijednosti *25*
3.1.3. Digitalne vrijednosti *26*
3.2. Nadzor i obrada podataka *26*
3.3. Kontrolne funkcije *28*
3.4. Pohrana podataka, arhiviranje i analiza *29*
4. SCADA KAO POMOĆ PRI ODLUČIVANJU U KRIZNIM SITUACIJAMA 30
4.1. Metoda niza *31*
4.2. Metoda hipoteza *32*
5. DIJAGNOZA KVARA U DISTRIBUCIJI 32
5.1 Funkcionalno djelovanje vodnog polja *35*
5.2 Dijagnoza stvarnog slučaja *36*
6. ZAKLJUČAK 40
7. LITERATURA 41
SAŽETAK 42
ABSTRACT 43
ŽIVOTOPIS 44
PRILOZI 45

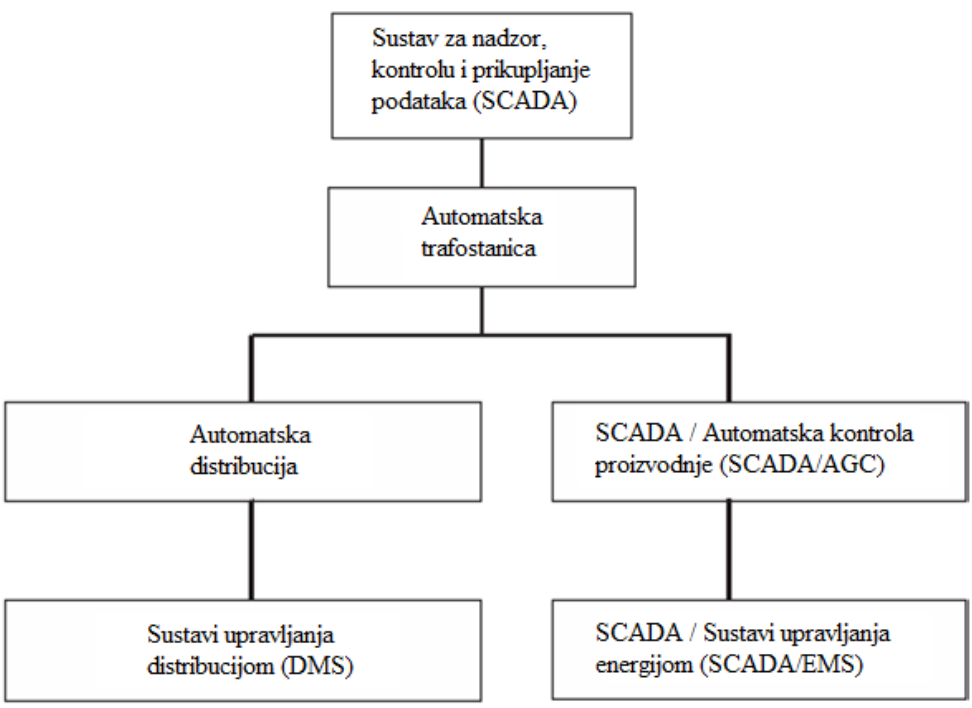
1. UVOD

Automatizacija se koristi u cijelom svijetu, a svoju primjenu pronalazi u plinskoj i naftnoj industriji, elektroenergetskim sustavima, građevinarstvu i sustavima vodoopskrbe. U ovom radu analizirat će se primjena SCADA sustava u distribuciji. SCADA se obično koristi kada se neki proces koji se treba kontrolirati širi po cijelom zemljopisnom području poput sustava za napajanje [1,2]. Sustavi za nadzor, kontrolu i prikupljanje podataka (eng. SupervisoryControlAnd Data Acquisition – SCADA) široko su primijenjeni u automatizaciji elektroenergetskih sektora i predstavljaju područje istraživanja u kojem se svakodnevno razvijaju novi proizvodi i usluge. Detaljno proučavanje SCADA-e sustava je neophodno za osoblje koje vrši automatizaciju jer je potrebno razumjeti integraciju pojedinog uređaja kao i samu komunikaciju između komponenti radi što boljeg nadzora i kontrole sustava u cjelini. Bilo je puno metoda za daljinsko upravljanje, ali su već odavno zaboravljene. Kontrola je vjerojatno započela s operatorom koji na temelju očitanih mjerenja ručno poduzima mjere kontrole. Prvi patenti za nadzor i kontrolu započeli su između 1890. i 1930., a izumili su ih inženjeri koji su radili u telekomunikacijskim industrijama. Gotovi svi patenti uključivali su daljinsko upravljanje koje je upotrebljavalo tehnologiju korištenu u prvoj automatskoj telefonskoj centrali koju je instalirala 1892. Automatic Electric kompanija. Od 1900. do rane 1920. bilo je izumljeno mnogo varijacija daljinskog upravljanja. Većina tih daljinskih upravljanja imala je mogućnost obavljanja samo jedne zadaće, dakle ili su služili samo za kontrolu ili samo za nadzor. Jedan od najranijih prethodnika moderne SCADA-e izumio je 1921. John B. Harlow. Njegov je sustav automatski detektirao promjenu na udaljenom mjestu i slao informaciju do kontrolnog centra. John J. Bellamy i Rodney G. Richardson razvili su 1923. godine sustav daljinskog upravljanja koji koristi tehniku koja osigurava valjanost odabrane kontrolne točke prije stvarne uspostave kontrole (eng. check-before-operate). Operator je mogao zatražiti provjeru stanja odabrane kontrolne točke kako bi potvrdio njen status. Harry E. Hersey osmislio je 1927. godine prvi sustav za zapisivanje promjene stanja nadziranog sustava. Sustav prati podatke s udaljenog mjesta i ispisuje bilo kakve promjene stanja opreme, zajedno s vremenom i datumom kada se promjena dogodila. U ranim su godinama svi sustavi bili elektromehanički. Daljnjim razvojem sustava za nadziranje počela je njihova upotreba tvrdih diskova, elektroničkih senzora i analogno -digitalnih pretvarača. Međutim, ovom evolucijom i dalje je zadržana ista konfiguracija daljinskih terminalnih jedinica (eng. Remote terminal unit –RTU). Poduzeća koja su se bavila isključivo procesnim upravljanjem do 1980-ih godina počela su svoju tehnologiju primjenjivati i na SCADA-inim sustavima. Kao rezultat svega toga, RTU-ovi se temelje na mikroprocesorima koji omogućavaju obavljanje više funkcija i slobodu u nadziranju i kontroli sustava [1]. Sama

struktura kao i integracija SCADA-e u distribuciji opisana je u 2. poglavlju. Poglavlje 3 prikazuje mogućnosti SCADA-e u distribuciji. U poglavlju 4 je SCADA sustav prikazan kao pomoć pri odlučivanju u kriznim situacijama. Zatim se u 5. poglavlju govori o koracima koji su nužni prilikom provedbe dijagnoze kvara u distribuciji te se u 6. poglavlju nalaze zaključna razmatranja.

2. STRUKTURA I INTEGRACIJA SCADA-e U EES-u

SCADA sustavi su definirani kao skup uređaja koja opskrbljuje operatera s neke udaljene lokacije s dovoljno informacija kako bi odredio stanje određenog uređaja ili procesa te uzrok nekog događaja bez njegove fizičke prisutnosti [1]. Slika 2.1. prikazuje korištenje SCADA-e u elektroenergetskim sustavima gdje početni blok obuhvaća SCADA-u s osnovnim funkcijama. Desni dio slike prikazuje SCADA-u u proizvodnji, koju predstavlja SCADA/AGC (automatska kontrola proizvodnje) i koja je provedena u proizvodnim kontrolnim centrima širom svijeta. Nadalje, SCADA u prijenosu je prikazana kao SCADA/EMS (sustavi upravljanja energijom) gdje su osnovne funkcije nadopunjene funkcijama upravljanja energijom. To se provodi u prijenosnim kontrolnim centrima [1].



Slika 2.1. *Korištenje SCADA-e u elektroenergetskim sustavima*

EMS softverske aplikacije su najskuplji dio SCADA/EMS, uglavnom zbog složenosti svakog zahtjeva. Lijevi dio slike prikazuje distribucijske funkcije pored temeljne SCADA funkcije, počevši od automatske distribucije pa sve do funkcija za upravljanje distribucijskim sustavom. Razgledavanjem slike od vrha prema dnu, sustavi postaju sve složeniji i skuplji, tj. osnovni SCADA sustav je najjednostavniji i najjeftiniji, SCADA/AGC je više uključen i malo skuplji, a SCADA/EMS je najsloženiji i najskuplji. Isto vrijedi i za distribuciju. SCADA/DA je više uključen i skuplji od osnovnog SCADA sustava. SCADA/DMS je mnogo složeniji i skuplji [1].



Slika 2.2. *Prikaz tipične trafostanice*

Primjena SCADA-e uključuje dvije glavne aktivnosti: prikupljanje podataka (nadzor) i kontrola procesa i uređaja koja vodi do potpune automatizacije. Automatizacija nadzora daje operateru u kontrolnoj sobi mogućnost da „vidi" procese na upravljačkoj ploči, zajedno sa svim informacijama koje su potrebne i ažurirane u odgovarajućim vremenskim intervalima. To će uključivati sljedeće korake [1]:

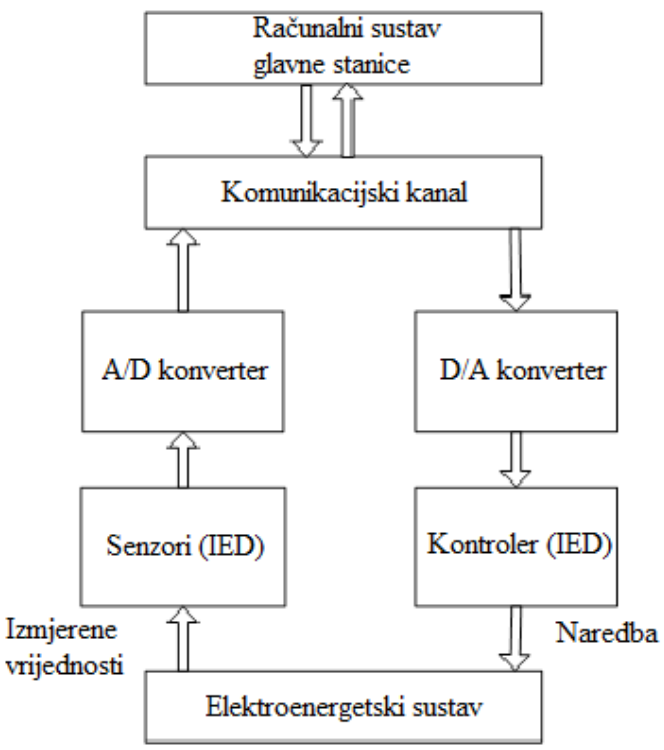
- prikupljanje podataka s lokacije
- konvertiranje podataka u prenosivom obliku
- grupiranje podataka u pakete
- prijenos paketa preko komunikacijskog medija

- prijem podataka u kontrolnom centru
- dekodiranje podataka
- prikaz podataka na operaterovom monitoru.

Automatska kontrola procesa osigurat će da se naredba izdana od operatera provede u odgovarajuću akciju na udaljenoj lokaciji te će uključivati sljedeće korake [1]:

- operater izdaje naredbu
- grupiranje naredbe u paket podataka
- prijenos paketa preko komunikacijskog medija
- udaljeni uređaj prima i dekodira poslani paket
- izvršavanje naredbe na udaljenoj lokaciji primjenom izvršnog uređaja.

Skup uređaja za mjerenje elemenata pomaže u prikupljanju podataka s udaljene lokacije, dok se dio uređaja za kontrolu elemenata brine o izvršavanju naredbe na udaljenoj lokaciji kao što je prikazano na slici 2.3 [1].



Slika 2.3. *Procesi nadgledanja i upravljanja*

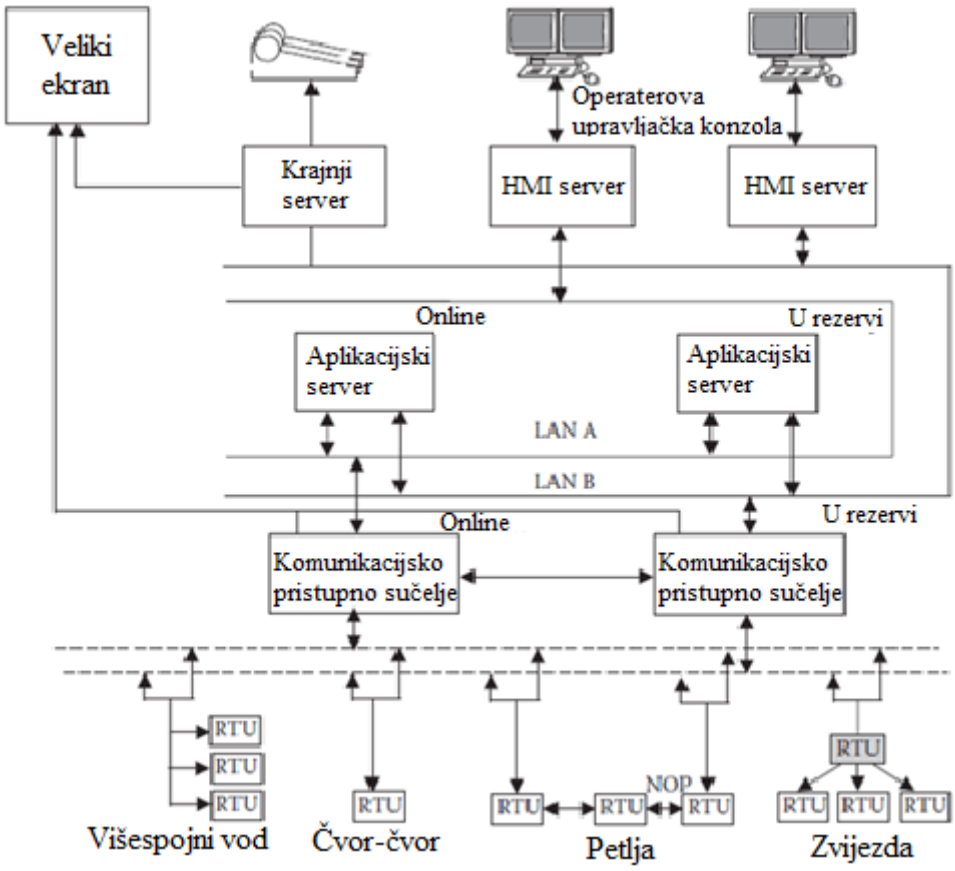
Automatizacija sustava donosi mnoge prednosti, a to se odnosi i na elektroenergetski sustav. Neke od prednosti su sljedeće [1]:

- povećana pouzdanost jer sustav ima manje teških poremećaja i prekida u radu
- niži operativni troškovi, kao što je manje angažiranje osoblja zbog automatizacije
- brže uspostavljanje mreže u slučaju kvara zbog bržeg otkrivanja grešaka i poduzimanja potrebnih akcija
- bolje upravljanje radnom i jalovom energijom zbog primanja točnijih vrijednosti u sustav te se mogu poduzeti odgovarajuće radnje
- smanjeni troškovi održavanja jer se oprema može stalno nadgledati
- smanjen ljudski utjecaj i pogreške jer se vrijednosti očitavaju automatski, a ne uz pomoć čovjeka
- brže, preciznije i točnije donošenje odluka zbog bogatstva informacija o stanju sustava koje su dostupne operateru
- optimiziran operativni sustav zbog mogućnosti odabira odgovarajućih parametara i optimizacije algoritama.

2.1. Konfiguracija sklopovlja SCADA sustava

SCADA sustavi se provode na sklopovlju koja upotrebljavaju dvosmjernu komunikaciju te upravlja procesima prikupljanja podataka od RTU-ova (daljinski upravljana terminalna jedinica, eng. remote terminal unit). To se postiže skeniranjem RTU-ova u kratkim intervalima, najčešće svake 2 sekunde. Primljeni podaci se zatim prosljeđuju u SCADA-in server preko lokalne mreže za pohranu i pristup operatora i drugih aplikacija. Kontrola je pozvana preko operaterove upravljačke konzole koja podržava HMI (korisničko sučelje, eng. human-machineinterface) naredbe i grafički prikaz. Važno obilježje SCADA sustava je rukovanje viškom podataka, stoga su krajnji korisnici i serveri za upravljanje međusobno povezani putem dvostruke LAN (eng.

local architecture network) konfiguracije. Tipična konfiguracija SCADA sustava prikazana je na slici 2.4.[3].

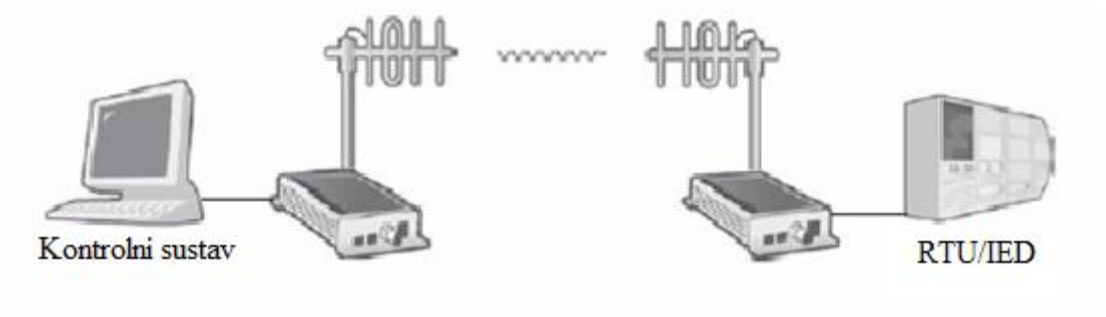


Slika 2.4. *Tipična konfiguracija SCADA sustava*

Ulazna obrada podržava efektivne komunikacijske konfiguracije preko široko pojasne mreže do RTU-ova, za prikupljanje obrađenih podataka i prijenos kontrolnih komandi koje mogu biti optimizirane za sigurnost i trošak. Komunikacija ulazne obrade podržava različite konfiguracije. Najpopularnije su danas [3]:

- Višespojni vod (eng.multidrop) je radijalna konfiguracija gdje se ispitivanje istovremeno vrši na više RTU-ova spojenih preko jednog komunikacijskog kanala. Ova varijanta je jeftinija i ima negativan učinak na vrijeme odziva [3].

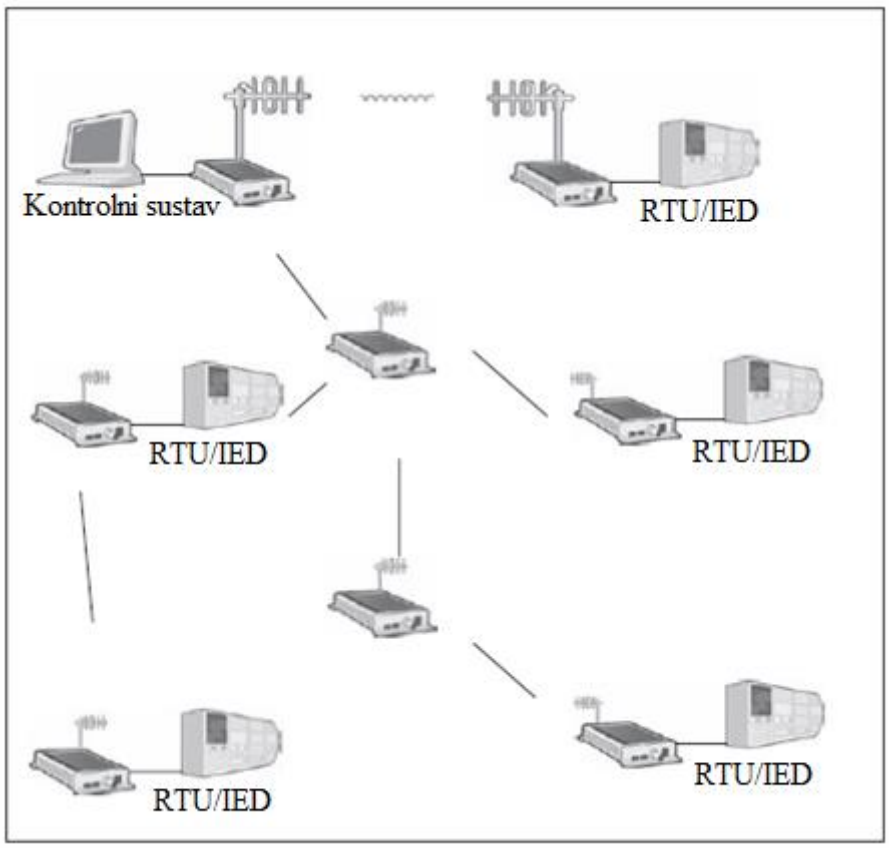
- Čvor-čvor ima jedan komunikacijski kanal za samo jedan RTU. Najčešće se koriste glavne trafostanice ili koncentratori podataka koji imaju RTU-ove s velikim I/O zahtjevima. Ova konfiguracija daje visoku razinu odziva uz dodatne troškove zbog velikog broja komunikacijskih kanala slika (2.5) [3].



Slika 2.5. *Čvor-čvor komunikacija*

- Petlja radi na principu otvorene konfiguracije na način da je opskrbljena s dvije strane pristupnog sučelja te je svaki kanal višespojnog tipa. Prednost toga je pouzdanost zato što se gubitak bilo kojeg dijela komunikacijskog kanala putanja informacije može prebaciti iz konfiguracije petlje u konfiguraciju otvorenog čvora (eng. normally open point, NOP)[3].

- Zvijezda konfiguracija je kombinacija čvor-čvor (eng. Point-to-point) od podatkovnog koncentratora (RTU-a) koji ima pristup podatcima podređenih RTU-ova koji imaju višespojnu ili točka do točke konfiguraciju. Ovakva konfiguracija koristi se u automatskim distribucijskim sustavima (slika 2.6.)[3].



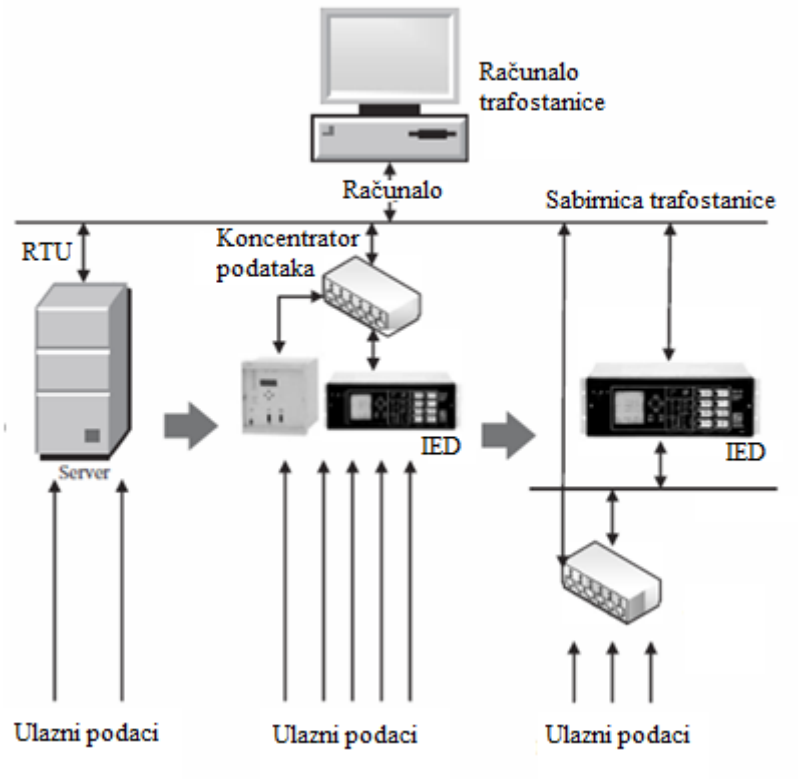
Slika 2.6. *Zvijezda konfiguracija*

Glavnom stanicom nazivaju se svi dijelovi središnjeg sustava koji se nalaze iznad komunikacijskog pristupnog sučelja (eng. communication front end)[3].

2.2. Komponente SCADA sustava

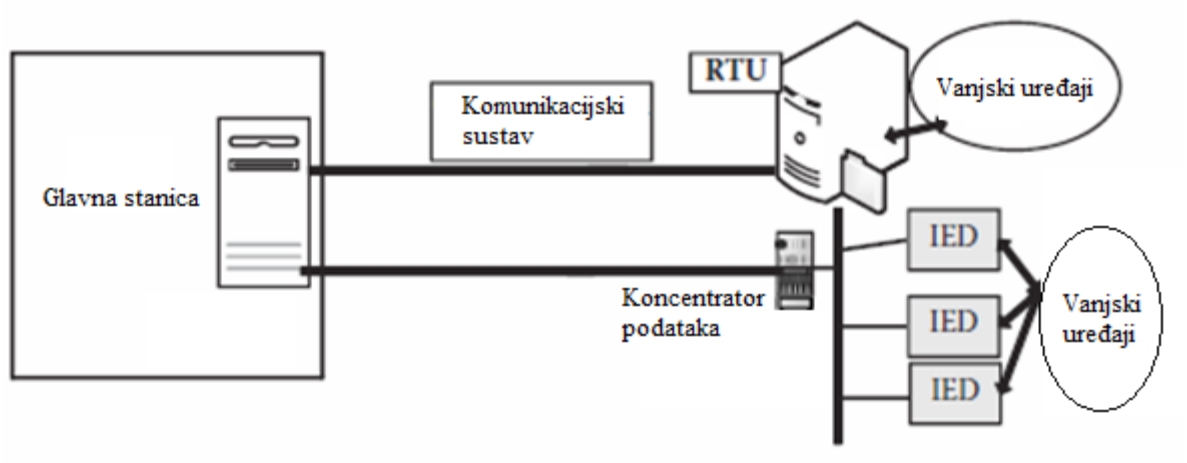
SCADA-u čine 4 glavne komponente:

1. RTU/IED - Suvremeni SCADA sustavi su nepotpuni bez koncentratora podataka i inteligentnih elektroničkih uređaja (eng. IED) koji zamjenjuju konvencionalne RTU-ove sa svojim čvrsto povezanim ulaznim i izlaznim (I/O) točkama. Sustavi koji imaju samo RTU-ove, hibridni sustavi s RTU-ovima i IED-ovima i novi sustavi sa samo IED-ovima danas moraju biti obrađeni s lakoćom od SCADA-inog dizajnera (slika 2.7.). Prije je RTU bio podređen glavnoj stanici, ali sada su opremljeni unutarnjim računalnim i optimizacijskim sadržajem. RTU služi kao oči, uši i ruke SCADA sistema. RTU prikuplja sve podatke od vanjskih uređaja koji se nalaze na različitim lokacijama, dok ljudske oči i uši motre na okruženje, obradu podataka i njihov prijenos do glavne stanice [1,4].



Slika 2.7.*Razvoj SCADA sustava tijekom godina*

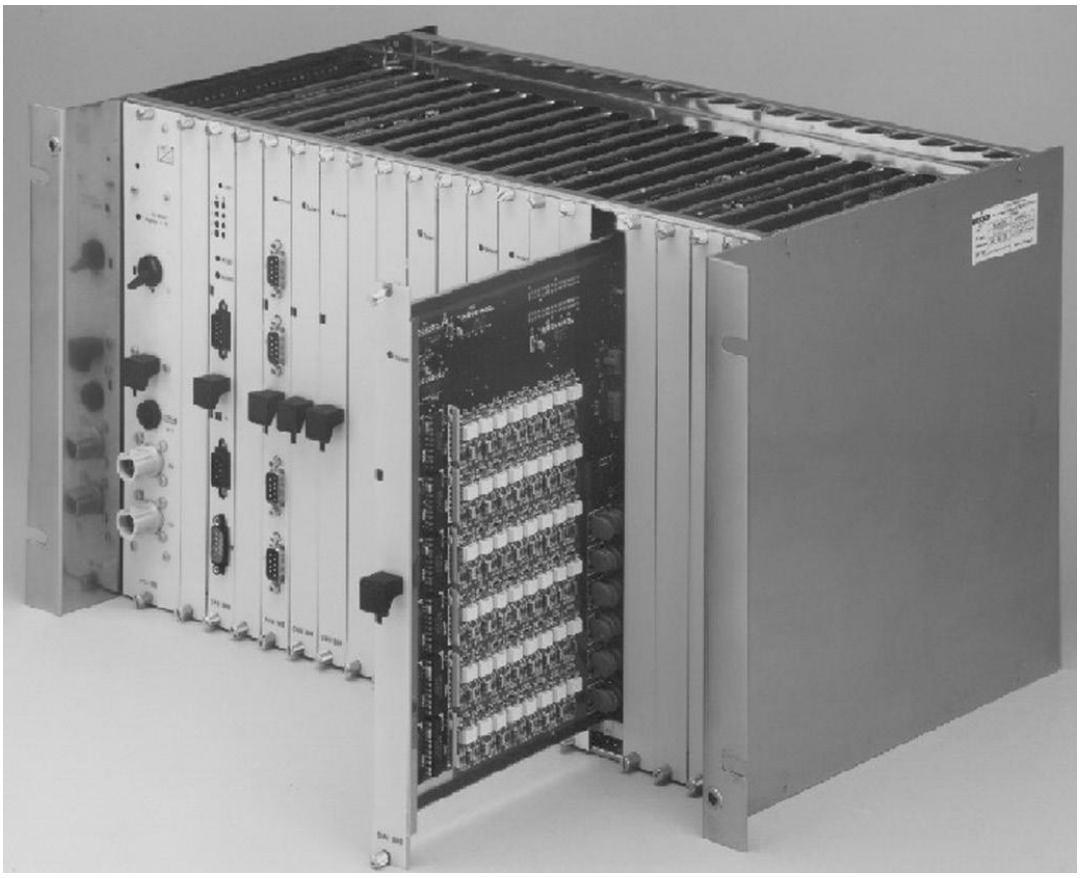
U isto vrijeme provodi kontrolne signale poslane iz glavne stanice do uređaja na terenu. Slika 2.8. prikazuje lokaciju RTU-a [1].



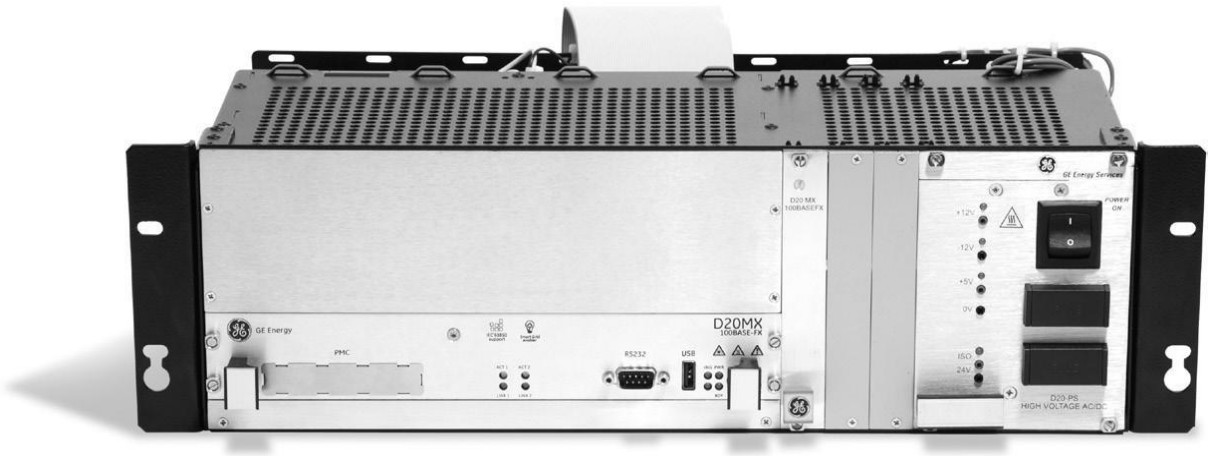
Slika 2.8. *Komponente SCADA sustava*

RTU-ovi imaju sljedeće prednosti [1]:

- modularne mogućnosti razvoja sustava
- u velikoj mjeri unaprijed programirano korisničko sučelje sustava koje se lako prilagođava individualnom procesu
- unaprijed programiran izbornik softvera (završno programiranje putem par tipki tipkovnice)
- širok izbor algoritama upravljanja s programiranim izbornikom
- mogućnost prijenosa i komunikacije između odvojenih jedinica
- relativno laka komunikacija s kontrolnom sobom za nadzor
- opsežne dijagnostičke sheme i uređaji s lakim održavanjem i zamjenom pločica
- preopširnost na bilo kojoj razini kako bi se poboljšala pouzdanost
- industrijski standardni komunikacijski protokoli (IEEE 1815 or DNP3, IEC 60870-5-101 and 103)



a)



b)

Slika 2.9. *Tipični RTU u trafostanici* (a), (b), preuzeto iz izvora [1]

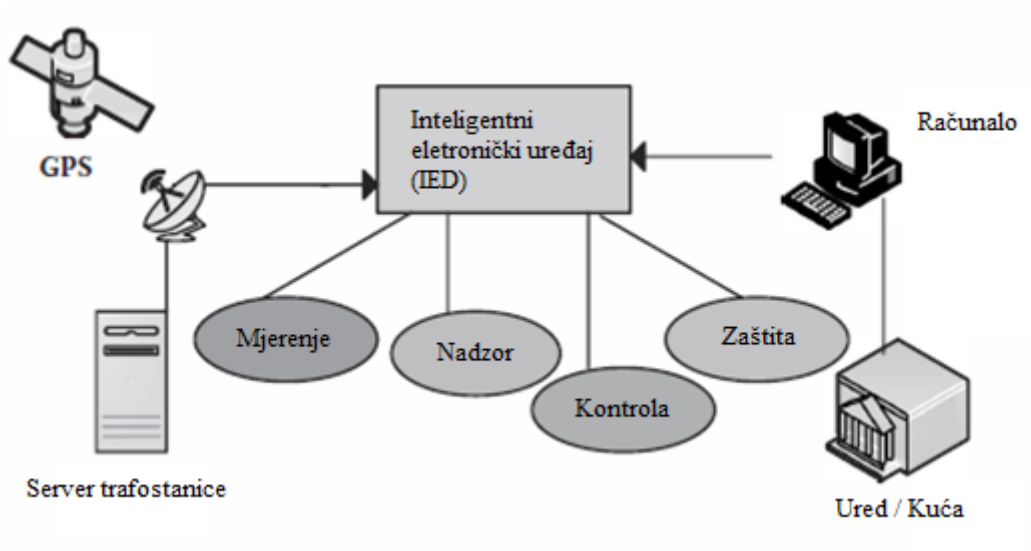
Industrijski standardna definicija IED-a je „bilo koji uređaj koji ima ugrađen jedan ili više procesora s mogućnosti za primanje ili slanje podataka/nadzor od ili do vanjskog izvora (na primjer, elektronski multifunkcionalni metri, digitalni releji, kontrolori)". U zadnje vrijeme IED-ovi su intenzivno angažirani u automatskim elektroenergetskim sustavima, a pomak s RTU-a na IED-ove evidentiran je zbog integracije i interoperatibilnih značajki IED-ova[1]. Potrebno je u

ovom trenutku detaljno raspraviti o funkcionalnosti IED-a kako bismo imali cjelovit pogled na automatizaciju u elektroenergetskim sustavima. Razvoj IED-a je revolucionarizirao zaštitu, automatizaciju trafostanice i funkcije za analiziranje podataka električne opskrbe. Zaštitni relej je evoluirao iz konvencionalnog elektromehaničkog tipa u multifunkcionalni mikroprocesorski relej i počeo sjedinjavanje različitih funkcija zaštite u isti relej, što je puno bolje nego koristiti jedan relej za jednu primjenu[1].

Znatne uštede ostvarene su na upravljačkim pločama releja i prekidača usvajanjem multifunkcionalnih mikroprocesorskih releja. Međutim, IED revolucija započela je kada su funkcije poput točnog očitavanja fazora napona i struje, snimanje valnih oblika i mjerenja integrirane u relej. IED su sada oči, uši i ruke automatskih elektroenergetskih sustava. IED opremljeni s mogućnošću potpunog nadzora i upravljanja te s analizom podataka i izvješća mogu upravljati trafostanicama bez ljudske intervencije. Pogrešno okidanje krugova može se izbjeći primjenom IED-ova u punoj mjeri. Uz visoko integrirane IED-ove industrijska postrojenja imaju veliki potencijal uštede. Te uštede mogu se sažeti u sljedećim kategorijama[1]:

1. niža cijena instalacija i ugradnje montažnih panela
2. kraće vrijeme postavljanja i održavanja
3. kraće vrijeme oporavka sustava nakon poremećaja
4. manji gubitak prihoda zbog pogrešnih postavki i kvarova IED
5. veća pouzdanost sustava zbog automatizacije, integracije i prilagodljivih postavki
6. bolja iskorištenost instaliranih kapaciteta
7. bolja opravdanost novih investicija
8. manje kontrolne stanice.

Integracija IED-a uz pravilnu analizu podataka kvara dovesti će do kraćeg vremenskog oporavka sustava nakon raspada (eng. blackout), a gubitci opreme svest će se na minimum. Slika 2.10. daje potpuni uvid u integraciju IED-a s uređajima koji su spojeni i funkcijama kojima upravljaju IED-ovi. IED upravljačka ploča integrira više elektromehaničkih releja, upravljačkih prekidača i puno više u jednu kutiju[1].



Slika 2.10. *Funkcionalni prikaz modernog IED-a*

Osim toga, IED obrađuje dodatne značajke kao što su nadzor osnovnog i vanjskog kruga, sinkronizacija u stvarnom vremenu povezana s praćenjem događaja, pristup svim podatcima trafostanice, programabilni funkcionalni logički kontrolor te cijeli niz programskih alata za puštanje u pogon, ispitivanje, izvješća te analizu kvara. Tipični IED releji prikazani su na slici 2.11a i 2.11b[1].



Slika 2.11a. *IED relej, preuzeto iz izvora* [1]



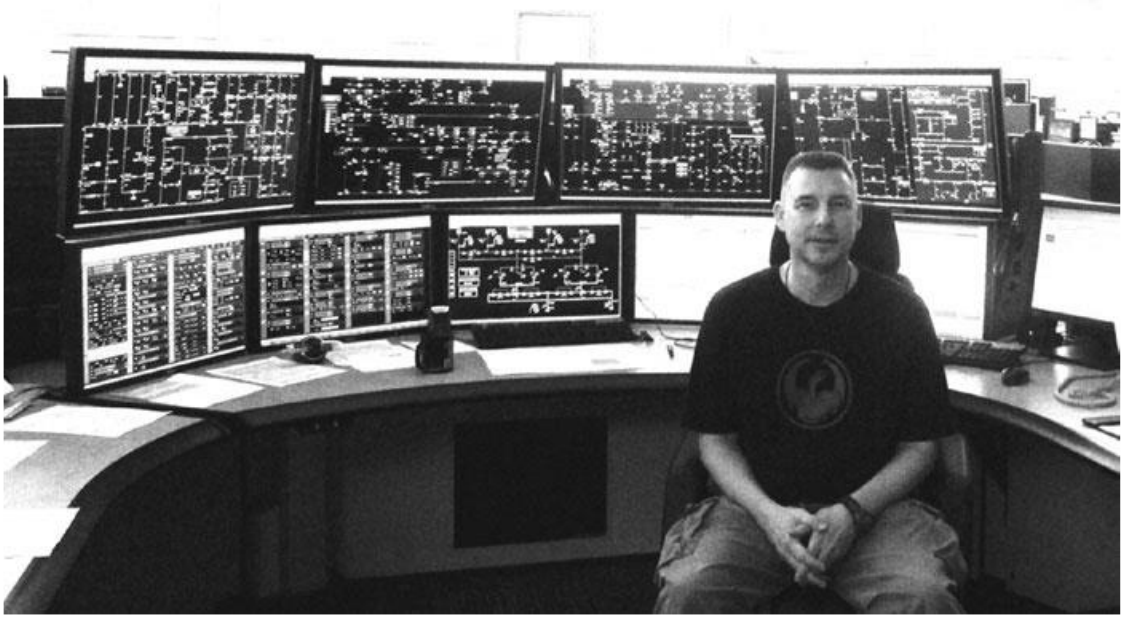
Slika 2.11b. *IED relej, preuzeto iz izvora* [1]

2. Komunikacijski sustav - Druga komponenta je komunikacijski sustav koji prenosi praćene podatke iz RTU u kontrolni centar te upravljačke naredbe iz glavne stanice do RTU-a ili koncentratora podataka koje treba prenijeti na teren. Komunikacijski sustav općenito je od velikog značaja u SCADA-i i elektroenergetskoj automatizaciji zbog velike rasprostranjenosti elektroenergetskog sustava diljem zemlje gdje je važno priopćiti na vrijeme bitnu informaciju do glavne stanice ili terena. Brzina komunikacije ovisi o propusnosti kanala[1].

3. Glavna stanica – Raspon SCADA-ine glavne stanice kreće se od malih kontrolnih soba u trafostanici pa sve do glavne stanice za prijenos koja je zadužena za protok energije u cijeloj zemlji. Glavna je stanica skup više računala, servera, periferija i I/O sustava koji pomažu operateru da prati stanje na terenu i da poduzima kontrolne mjere u odgovarajućem trenutku. Komponente glavne stanice mogu se svrstati u dvije kategorije: osnovne SCADA-ine funkcije i napredne SCADA-ine funkcije koje se odnose na specifične primjene SCADA-e, kao što su SCADA u proizvodnji, prijenosu ili distribuciji. Osnovni SCADA softver obavlja osnovne funkcije SCADA sustava, što je zajedničko svim SCADA-inim aplikacijama[1]. Neke od glavnih funkcija osnovnog SCADA sustava spomenuli smo nešto ranije u poglavljima 2.1, 2.2, 2.3, 2.4.

Složeni SCADA sustavi i njene funkcije od velike su važnosti za elektroenergetski sustav jer to uključuje sve osnove alate za analizu, pravilno praćenje i kontrolu elektroenergetskog sustava. Nažalost, ovakav tip SCADA-e kod nas se ne koristi zbog slabije razvijenog EES-a te napredne funkcije nisu od koristi. Glavni hardver u glavnoj stanici su računalo i server koji se koriste za izvođenje različitih zadataka koji se obavljaju u glavnoj stanici. Računalni serveri moraju biti odabrani na temelju onoga što zahtjeva glavna stanica[1].

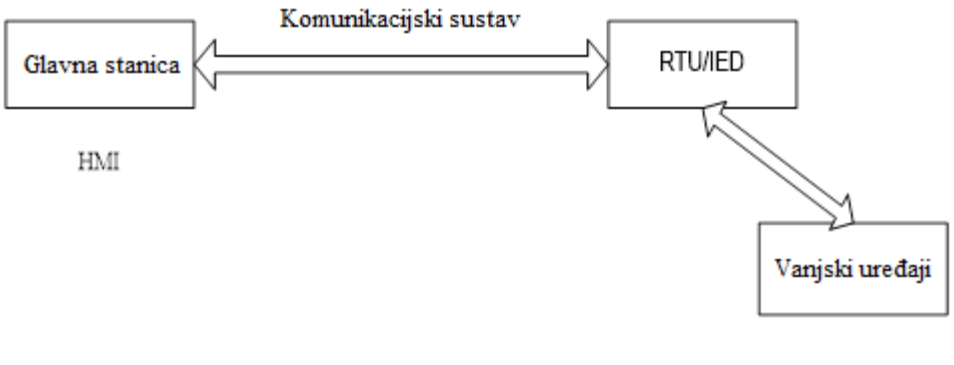
4. Sučelje čovjek-računalo (eng. Human-machine interface) – HMI ili korisničko sučelje (eng. UI) odnosi se na prostor gdje se odvija interakcija između čovjeka i sustava (stroja) (slika 2.12.). Cilj ove interakcije je učinkovit rad i kontrola praćenog sustava te povratne informacije sustava koje pomažu operateru prilikom donošenja odluka. Općenito, cilj HMI inženjeringa je proizvesti korisničko sučelje da bude što jednostavnije za rad, učinkovito i ugodno. To obično znači da operater treba osigurati minimalan ulaz kako bi se postigao željeni izlaz te se očekuje od sustava da eliminira neželjene izlaze kako bi uvelike pomogao korisniku. Uređaji i instrumenti koje operater koristi za praćenje i kontrolu elektroenergetskog sustava[1] (proizvodnji,



Slika 2.12. *Prikaz HMI-a, slika preuzeta iz izvora [5]*

prijenosu i distribuciji) drastično su se promijenili u smislu pomaka s ručnog upravljanja na računalno. Najnoviji skupi hardver, brzi procesori, softver, dijagrami i komunikacijski protokoli napravili su sustav vrlo kompaktnim i jednostavnim za korištenje. Sav hardver i softver koji je instaliran u kontrolnom centru služi kao [1]

sučelje operateru za praćenje i kontrolu elektroenergetskog sustava. U SCADA sustavu HMI komponente uključuju upravljačku konzolu, dijagrame i periferne uređaje. Slika 2.13. prikazuje komponente SCADA sustava[1].



Slika 2.13. *Komponente SCADA sustava*

2.3. Hijerarhijska kontrola

Mrežna je automatizacija primijenjena unutar hijerarhije strukturiranog upravljanja koja zahtjeva različite dostavne razine mreže. To zahtijeva sposobnost kontroliranja mreže s jedne točke, kontrolnog centra ili više distribuiranih kontrolnih centara ovlaštenih za kontrolu. Ovaj proces se naziva SCADA ili telekontrola, a oslanja se na komunikacijske veze od kontrolnog centra do primarnog uređaja (generatora, prekidača, rastavljača itd.). Primarni uređaji moraju biti opremljeni s aktuatorima ili mehanizmima za izvođenje radnji mehaničkog otvaranja i zatvaranja. Aktuatori moraju biti povezani sa sekundarnim uređajem - inteligentnim elektroničkim uređajem (IED). IED povezuje aktuator s komunikacijskim sustavom. Relativna veličina i sofisticiranost IED-a ovisi o konfiguraciji sustava upravljanja i njegovoj razini u hijerarhiji [3].

SCADA sustav sadrži kombinaciju sustava kontrolnih soba, komunikaciju i IED-a. SCADA sustavi raspoređeni su tako da kontroliraju različite razine mreže, bilo kao jedan sustav integriran kroz nekoliko podsustava ili kao zasebni sustavi koji prosljeđuju odabrane informacije kontrolnoj razini iznad. Središnja je kontrola organizirana tako da ovisi o vlasništvu nad mrežnim razinama. Vlasnici jednostavnih distribucijskih mreža s naponima ispod 33 kV imaju tendenciju da koriste jedan SCADA sustav za kontrolu cijele mreže[3].

Čak i uslužni programi s proširenim mrežama pokrivaju veliko geografsko područje i sjedinjuju kontrolu iz distribuiranih kontrolnih centara u jednu centralnu operaciju. Uslužni programi sa srednjenaponskim (SN) i visokonaponskim (VN) prijenosnim mrežama (230-66 kV) imaju mogućnost upravljanja visokonaponskim mrežama te pomoću SCADA-e sjedinjuju obje razine napona u jedan sustav. Tipično mrežno hijerarhijsko upravljanje prikazano je na slici 2.14. i sastoji se od pet razina [3]:

- 1. razina – uslužni program:

Gornja razina, vrh hijerarhije obuhvaća sve sustave informacijskih tehnologija, upravljanje sredstvima i sustave trgovanja energijom [3].

- 2. razina – mreža:

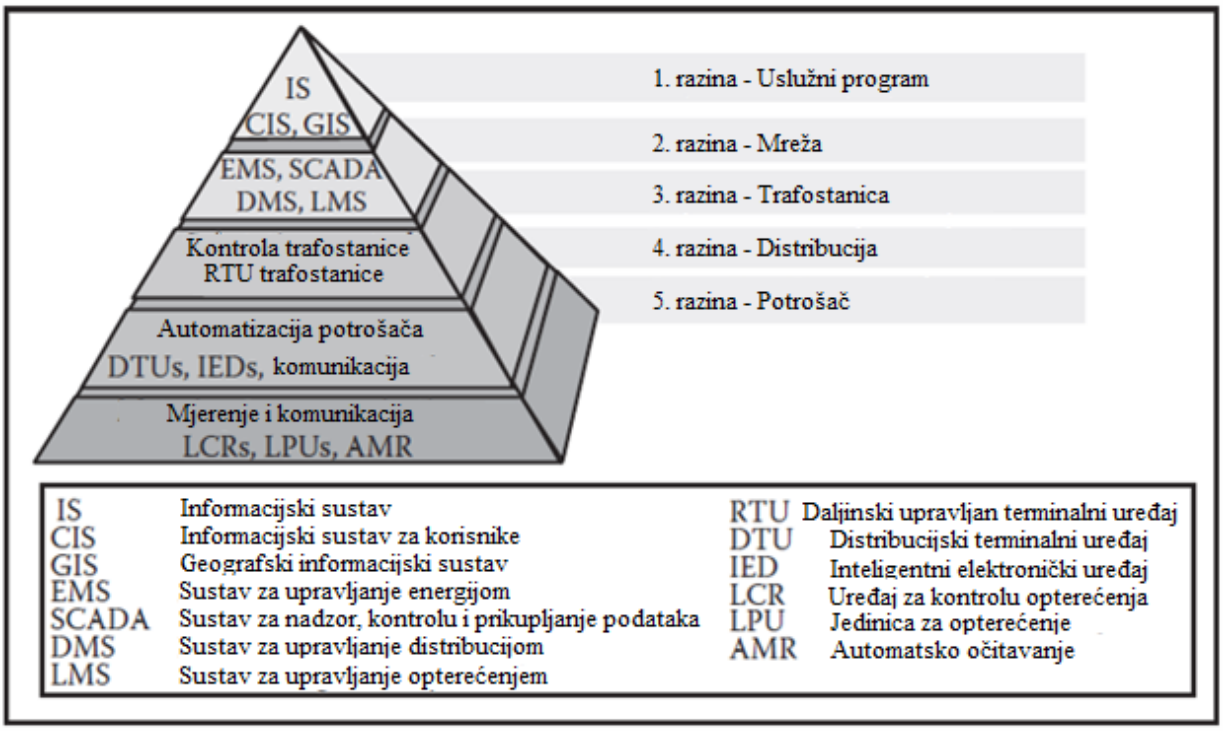
Povijesno gledano, ova je razina kontrolirala prividnu snagu prijenosnih mreža, uključujući i ekonomično napajanje putem generatora [3].

- 3. razina – trafostanica:

Integrirani nadzor svih prekidača unutar trafostanice sa svim informacijama o stanjima releja zaštite [3].

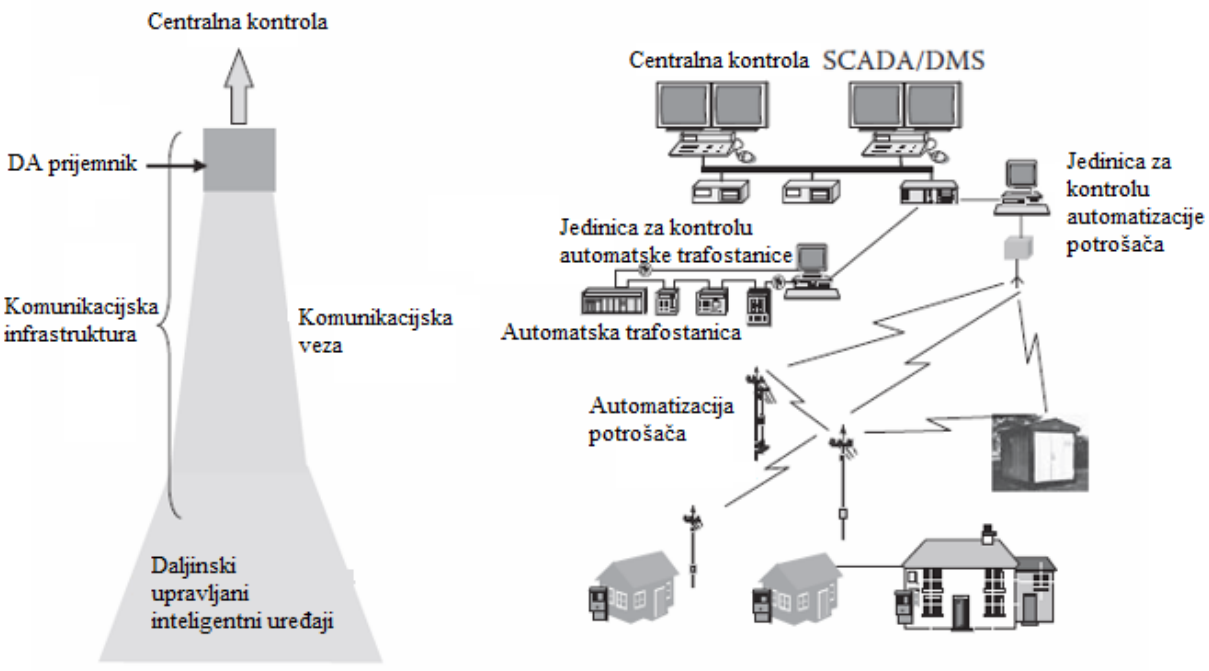
- 4. razina – distribucija:

Ova razina upravljačke hijerarhije pokriva srednjenaponske sustave potrošača i prikazuje stanje mreže u realnom vremenu pomoću daljinskog upravljanja i lokalne automatike potrošačevih uređaja [3].



Slika 2.14.*Tipično mrežno hijerarhijsko upravljanje*

2.4. Arhitektura automatskog distribucijskog sustava



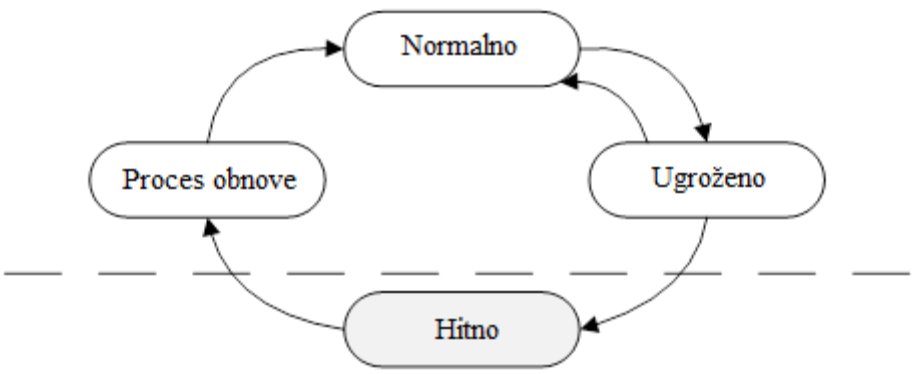
a) b)

Slika 2.15. *(a) Osnovna arhitektura i (b) glavne komponente DA sustava*

Osnovna arhitektura automatske distribucije sastoji se od tri glavne komponente: upravljačkog uređaja (najčešće inteligentni prekidač), komunikacijskog sustava i prijemnika (eng. gateway) koji se često naziva i DA prijemnik – Slike 2.15a i 2.15b. Ova se konfiguracija može primijeniti kod automatske trafostanice i kod potrošača. Primarna je zadaća trafostanice da uz pomoć prijemnika odnosno računala preuzima i upravlja svim podatcima iz zaštitnih uređaja i aktuatora u sklopnim postrojenjima. To zamjenjuje RTU kao sučelje prema komunikacijskom sustavu koje prima i šalje podatke do centralne kontrole. Slično tome, kod upravljanja potrošačima prijemnik provodi komunikaciju između više inteligentnih prekidača djelujući kao centralna kontrola u kojoj se nalazi baza podataka [3].

To, u stvari, kreira virtualne lokacije za svaki prekidač i oslobađa potrebu centralne kontrole da uspostavlja svaki prekidač kao kontrolnu točku. Druga konfiguracija je, naravno, moguća i korištena za automatizaciju gdje se nekolicinom prekidača upravljalo na daljinu, hibridne konfiguracije gdje je računalo trafostanice ili, u slučajevima kada ne postoji trafostanična automatizacija, RTU trafostanice se ponaša kao prijemnik te on prima sve informacije koje šalju prekidači koji se nalaze kod potrošača[3].

Također, prijemnik se može koristiti za uspostavljanje lokalnih područja kontrole gdje više optimalna komunikacijska infrastruktura za povećani nadzor može biti uspostavljena odvojeno od SCADA sustava. Prijemnik postaje točka konverzije s jedne infrastrukture (protokol i komunikacijski sustav) do druge. Prijemnik može biti nadograđen iz jednostavnog koncentratora podataka u ograničeno grafički korisničko sučelje kako bi se omogućila lokalna kontrola ili čak komunikacijski odabrana informacija na više korisnika[3].



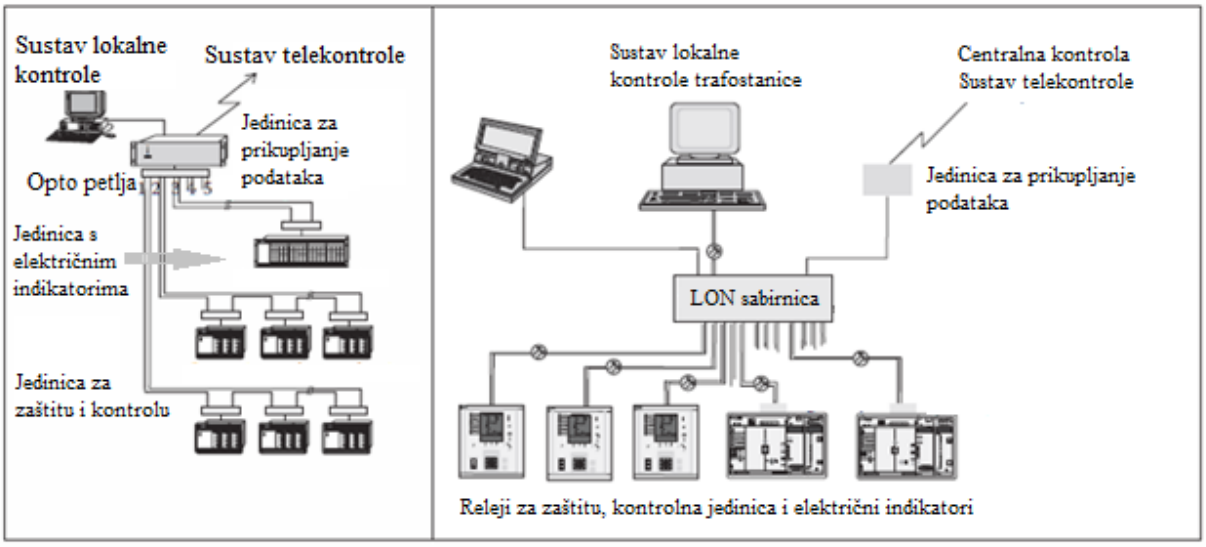
Slika 2.16. *Stanja rada elektroenergetskog sustava*

Četiri stanja prilikom upravljanja energijom prikazana su na slici 2.16. , najčešće se koriste kada se opisuju prividni energetski sustavi[3]. Hitno stanje predstavlja raspad elektroenergetskog

sustava, odnosno dolazi do intervencije kaskadne zaštite prilikom velike proizvodnje ili gubitka prijenosnog voda. Alarmno (ugroženo) stanje označava da je došlo do smetnji i da odmah treba intervenirati (automatski ili putem intervencije dispečera) kako bi se razriješila dana situacija [3].

U prividnim sustavima opskrbe alarmno se stanje može vrlo brzo promijeniti u hitno stanje, što čini nemogućim da jedan dispečer spriječi urušavanje sustava. Cilj rada elektroenergetskog sustava je očuvati sustav unutar normalnog stanja i vratiti ga u to stanje kroz proces obnove u najkraćem mogućem roku. Dispečer koristi sve resurse unutar kontrolnog centra prilikom donošenja odluka za vrijeme obnove sustava. Distribucijski sustavi zauzimaju donju razinu u hijerarhiji upravljanja, a razina moguće kontrole ograničena je specifičnom strukturom distribucijske mreže i praćenjem u realnom vremenu te kontrolom postrojenja. Provedba SCADA-e u distribucijskim mrežama povijesno je kontrolirala oko 10 % prekidačkih uređaja te je bila ograničena na prekidače u većim trafostanicama. Usvajanjem koncepta DA, kontrola je proširena na manje trafostanice i primarne potrošače, što će znatno povećati opseg kontrole u stvarnom vremenu [3].

2.5. Komunikacija na razini trafostanice



a) b)

Slika 2.17. *(a) Propietary sabirnička konfiguracija, (b) LON sabirnička konfiguracija*

Releji bazirani na mikroprocesorima, kontrolne jedinice i električni indikatori komuniciraju jedni s drugima tako da su podatci koji se odnose na te uređaje dostupni putem komunikacijske sabirnice drugim uređajima povezanim na taj sustav. Komunikacijska sabirnica u trafostanici

međusobno povezuje sve uređaje na razini potrošača i alarmne jedinice te lokalni nadzor i praćenje sustava trafostanice. Optička su vlakna uobičajeno komunikacijsko sredstvo korišteno na razini trafostanice, tako da prijenos podataka nije osjetljiv na električne smetnje. Jedinica za prikupljanje podataka spojena na komunikacijske sabirnice u trafostanici prikuplja podatke s uređaja povezanih na sabirnice te ih prenosi na sustav veće razine, kao što su telekontrola ili sustav procesnog nadgledanja (Slika 2.17a)[3].

Komunikacija od jedinice za prikupljanje podataka do sustava telekontrole naziva se telekontrolna komunikacija. U najjednostavnijem slučaju, jedinica za prikupljanje podataka je prijemnik između trafostanice i telekontrolne komunikacije. Jedinica za prikupljanje podataka može funkcionirati i kao izvještajna jedinica na koju je povezan pisač. U pretraživačkim sustavima (npr. one korištenjem SPA sabirnice) jedinica za prikupljanje podataka je središte komunikacijskog sustava u trafostanicama, dok je u spontanim sustavima (npr. one koji koriste LON sabirnice) uređaji mogu slati podatke autonomno do sabirnice i tražiti podatke od drugih uređaja. U spontanom sustavu, podatci o događaju prenose se odmah prilikom njihove pojave, dok se u biračkom sustavu oni šalju samo na zahtjev. S druge strane, birački sustav je jednostavniji za primjenu i upravljanje jer glavni čvor može slobodno odrediti kada i iz kojeg čvora zatražiti podatke. Ranije vlasničke (proprietary) sabirnice, kao što su SPA sabirnice, bile su komunikacijski standard za ABB SPACOM / PIRAMIDA seriju releja razvijenih 1980-ih. Ona je evoluirala u sveopći komunikacijski standard na razini trafostanice. SPA je prirodno pretraživanje. Zaštitni releji, kontrolne jedinice, i alarmni centri povezani su u jedan središnji uređaj putem opto petlje. Svi podređeni čvorovi imaju unikatne brojeve. Središnji uređaj šalje upit za svaki čvor u zamjenu za željene podatke, a čvor odgovara na taj upit. Vrijeme odziva sustava ovisi o broju uređaja i količini podataka. Važnijim podatcima dodijeljen je veći prioritet u odnosu na ostale podatke. SPA je asinkrona sabirnica s maksimalnom brzinom od 9,6 kbit/s [3].

LON sabirnica je naširoko otvoren komunikacijski standard razvijen od strane ECHELON-a. Ona podržava razna komunikacijska sredstva, od optičkih vlakana do distribucijskih vodova (DLC). Maksimalna brzina prijenosa podataka za optičku LON sabirnicu je 1,2 Mbit/s. U trafostanicama LON sabirnica je konfigurirana kao radijalni sustav sa zvjezdastim sprežnikom (eng. star coupler). LON sabirnica je spontani sustav u kojem svi uređaji (čvorovi) mogu ponoviti promjenu stanja (slika 2.17b) [3].

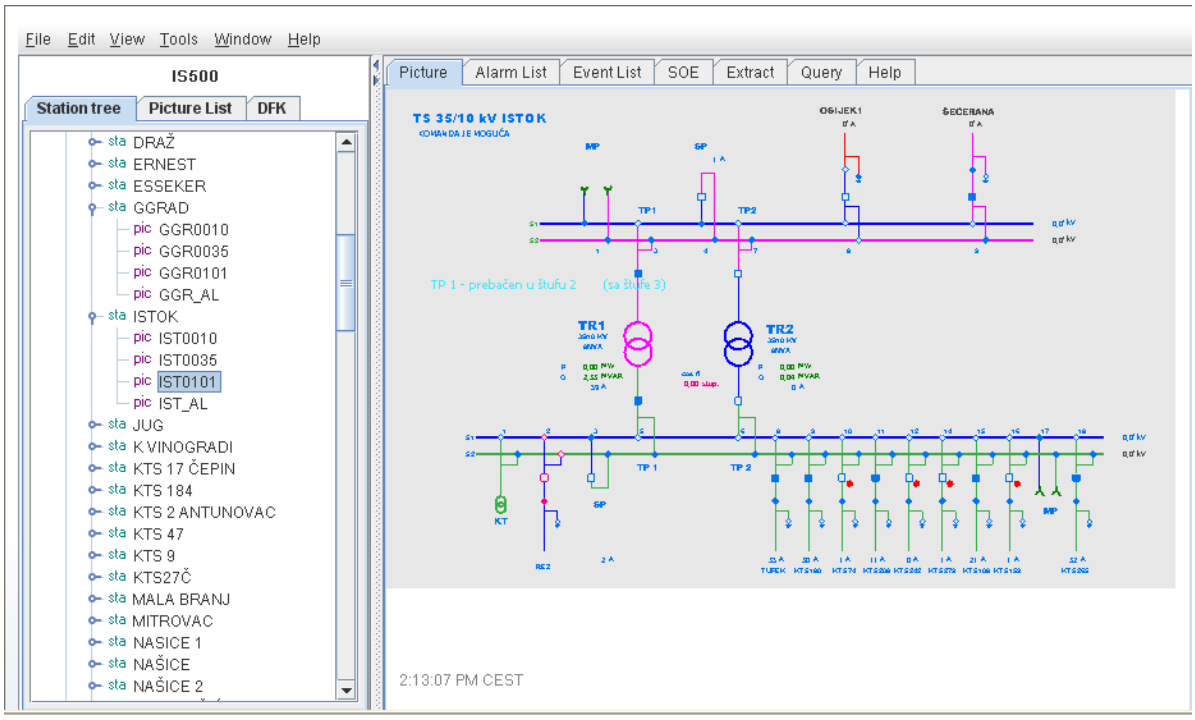
3. OSNOVNE FUNKCIJE SCADA-e U DISTRIBUCIJI

IS500 (engl. information station) je sustav koji prikazuje trenutno stanje mreže bez mogućnosti upravljanja. Za potpunu kontrolu upravljanja sustavom ovlašteni su samo dispečeri u dispečerskom centru koji koriste sučelje WS500 (eng. working station). U daljnjem tekstu će se govoriti o karakteristikama i mogućnostima navedenog sustava. Slika 3.1. s lijeve strane prikazuje padajući izbornik koji nudi popis postojećih transformatorskih stanica. Unutar odabira jedne transformatorske stanice na ekranu se dobije jednofazna shema za odabranu stanicu. Iz jednofazne sheme se mogu vidjeti i očitati:

- stanja (uključeno/isključeno) pojedinih elemenata mreže
- trenutne vrijednosti struja vodnih polja
- djelatna i jalova snaga transformatora
- naponi sabirnica.

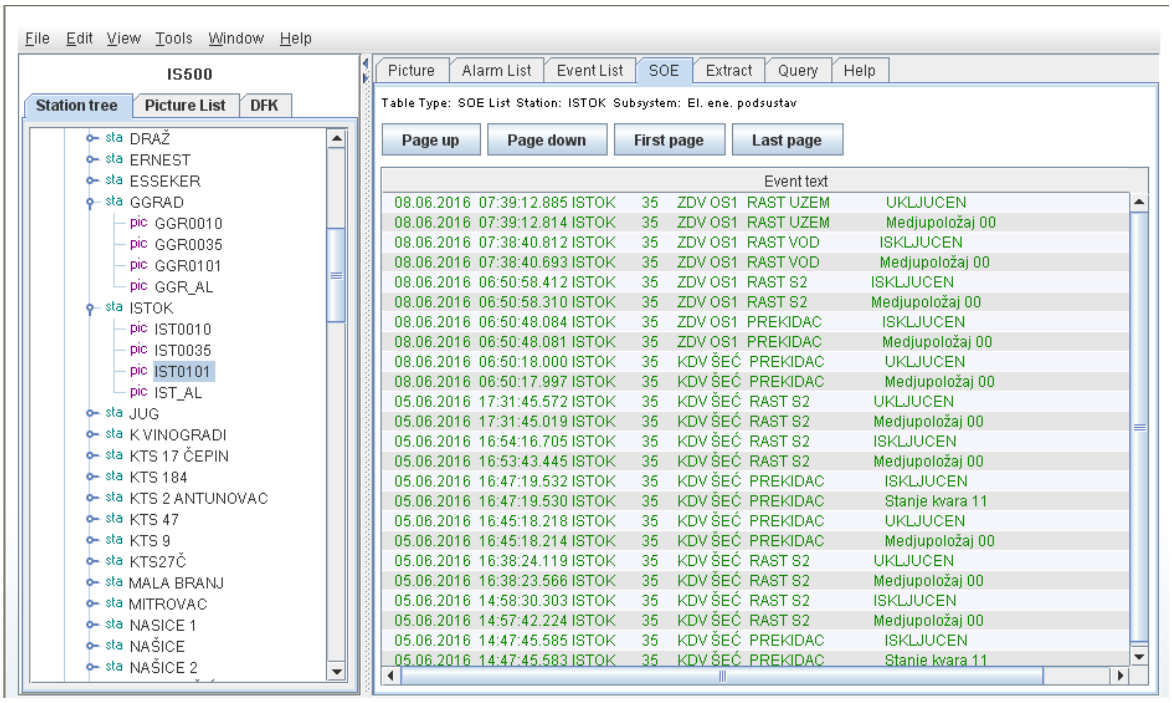
Također, na shemi se vide boje. Svaka boja označava trenutno stanje aktivnosti elemenata mreže:

- zelena – uključeno
- plava – isključeno
- ljubičasta – popravak (remont).



Slika 3.1. *Prikaz grafičkog sučelja IS500 s jednofaznom shemom*

Na slici 3.2. vidi se popis svih alarma za odabranu transformatorsku stanicu. Alarm predstavlja obavijest da je u sustavu došlo do promjene. Svaki alarm sadržava datum, vrijeme događaja, element na kojem se dogodila promjena te njegovo stanje. Također, moguć je uvid u povijest svih proteklih događaja.



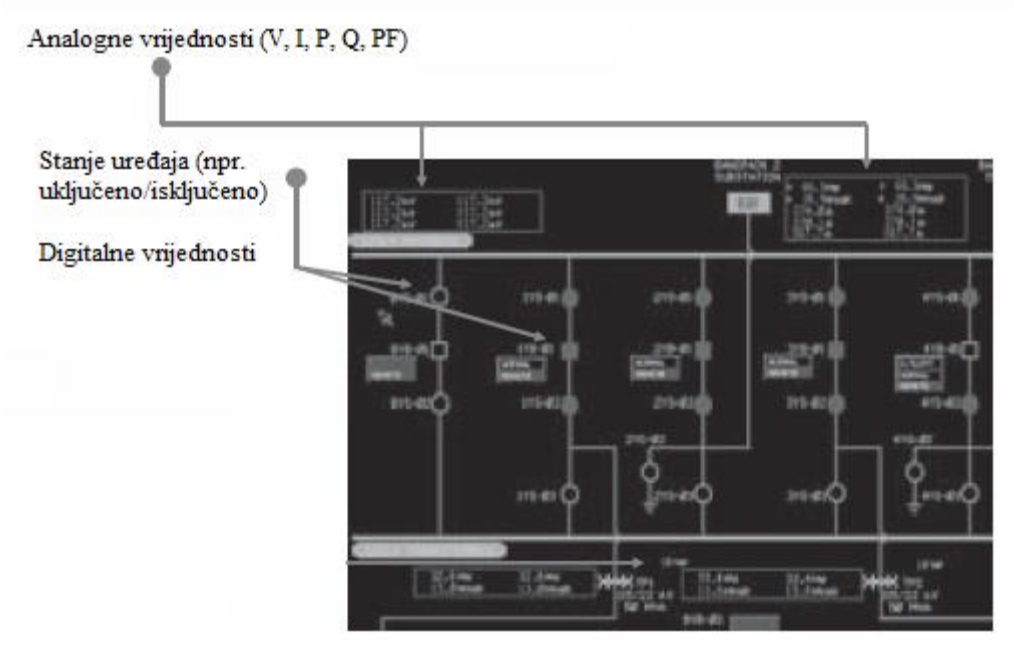
Slika 3.2. *Prikaz grafičkog sučelja IS500 s popisom alarma*

Temelj bilo koje kontrole u stvarnom vremenu je SCADA sustav koja prikuplja podatke iz različitih izvora, obrađuje ih te pohranjuje u bazu podataka i na taj način čini podatke dostupne različitim korisnicima i aplikacijama. Osnovne funkcije modernih SCADA sustava su sljedeće [3,6]:

- prikupljanje podataka
- nadzor i obrada događaja
- kontrola
- pohrana podataka i analiza
- podrška za svaku specifičnu namjenu
- izvješća.

3.1. Prikupljanje podataka

Slika 3.3. prikazuje SCADA sustav prilikom prikupljanja podataka. SCADA sustavi zahtijevaju pouzdanu vezu s bazama podataka koje imaju informacije o sustavu i korisnicima. Funkcije prikupljanja podataka koriste se za nadzor stanja opreme i mjerenje različitih parametara opreme. Ta stanja i mjereni podatci vidljivi su operateru i također dostupni za druge funkcije. SCADA/ DMS/EMS/GMS sustavi dobivaju podatke iz koncentratora podataka. Koncentrator u trafostanicama treba biti dizajniran tako da neprestano preispituje IED-ove i traži trenutne vrijednosti parametara kako bi ih poslao do glavne stanice. Komunikacijski protokol koji se koristi obično je DNP 3.0 ili IEC 61850 [6].



Slika 3.3. *SCADA funkcija: prikupljanje podataka*

Podatci dobiveni iz svakog IED-a uključuju [6]:

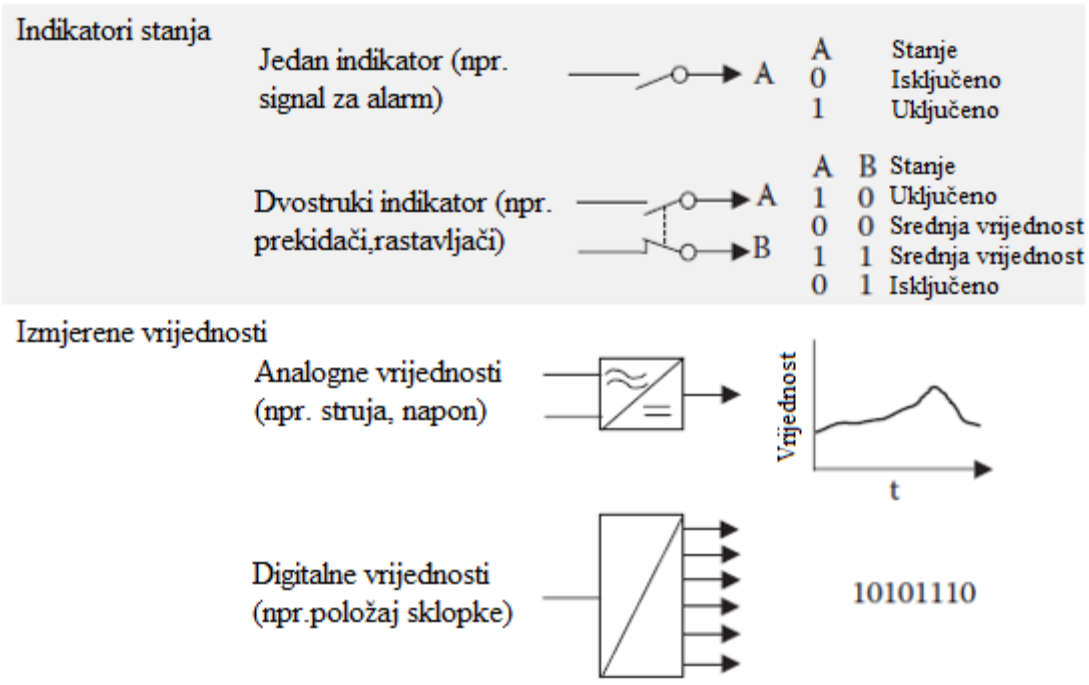
- stanja (stanje operacije, položaj prekidača, položaj rastavljača, alarme)
- KRD podatke (kronološki redoslijed događaja), visoka preciznost događaja pomoću podataka za vrijeme i datum
- mjerenja (struje, napona, prividne i jalove snage, frekvencije, snagu i položaj sklopke transformatora)
- alarme (prenapon, podnapon, visoka frekvenciju, niska frekvenciju).

Za osnovne informacije koje opisuju stanje elektroenergetske mreže zadužena je SCADA. To automatski prikuplja oprema i uređaji instalirani u stanicama. Informacije se dijele na [3,6]:

- indikatore stanja
- izmjerene vrijednosti
- energetske vrijednosti.

3.1.1. Indikatori stanja

Indikatore stanja predstavljaju alarmni signali i stanja prekidača. Ovi indikatori spojeni su na ulazne digitalne ploče daljinskih uređaja za komunikaciju. Postoji jedan indikator, a mogu biti i dupli indikatori (slika 3.4) [3].



Slika 3.4. *Primjeri zaprimljenih tipova podataka*

Jednostavni alarmi predstavljeni su jednim indikatorom stanja, a svi prekidači i uređaji s dva stanja duplim indikatorom. Jedan bit predstavlja otvoren kontakt dok drugi bit čini zatvoren kontakt. To omogućava detekciju lažnih i srednjih vrijednosti (00 ili 11) što će značiti da je prekidač zaglavljen ili nije izvršena potpuna operacija prekidača te će to aktivirati alarm za neispravnost. Isto tako greške u krugovima za nadzor bit će detektirane [3].

3.1.2. Izmjerene vrijednosti

Izmjerene vrijednosti odnose se na promjenjive veličine (napon, struja, temperatura i promjena položaja sklopke) koje su prikupljene iz elektroenergetske mreže. Dijele se na dva osnova tipa, analognu vrijednost i digitalnu vrijednost. Svi analogni signali pretvaraju se preko A/D pretvarača u binarni format jer se oni tretiraju kao trenutne vrijednosti i moraju biti normalizirane prije samog pohranjivanja u SCADA-inu bazu podataka. Pretraživanje mjerenih vrijednosti vrši se ciklički ili slanjem promijenjene vrijednosti poštujući pritom pojas neaktivnosti (eng. deadband) [3].

3.1.3. Digitalne vrijednosti

Digitalne vrijednosti tipične su za različite postavke kao što su promjena položaja sklopke i provjere RTU-a. Energetske vrijednosti dobivaju se iz impulsnih brojila ili RTU-ova. RTU-ovi zajedno s impulsnim mjeračima dizajnirani su da šalju impuls odnosno informaciju u unaprijed definiranim intervalima. Za specifični vremenski interval sadržaj koji prođe kroz brojač prenosi se u idući interval gdje se postupak opet ponavlja [3].

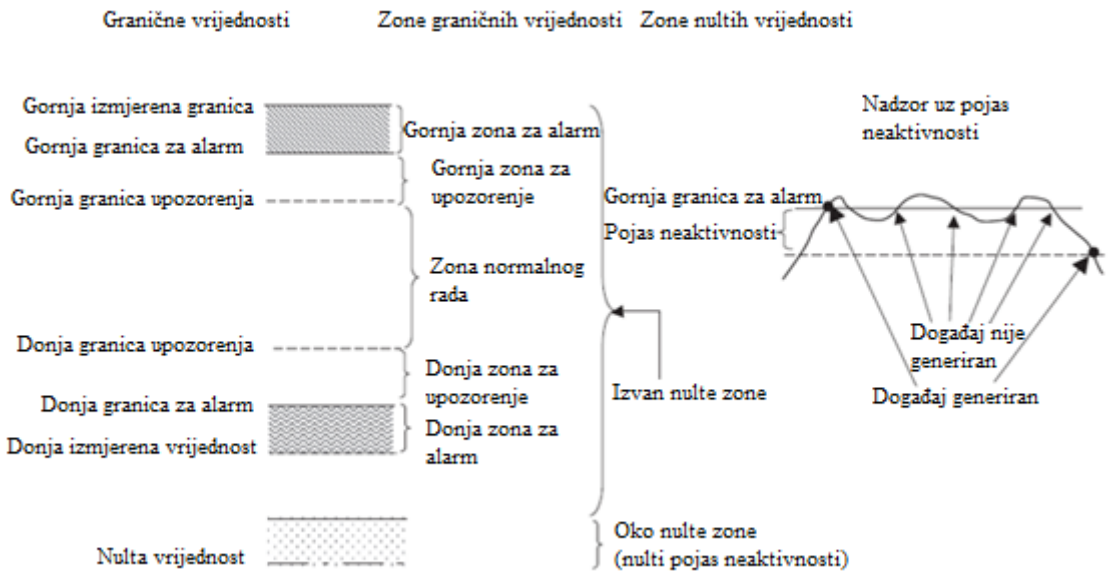
3.2. Nadzor i obrada podataka

Prikupljanje i čuvanje podataka samo po sebi daje malo informacija, dakle važna funkcija uspostavljena u svim SCADA-inim sustavima je mogućnost nadgledanja odnosno nadzor svih podataka koje su izvan granica normale. Nadgledanje ovisi o različitim vrstama podataka koji se prikupljaju kao i zahtjevi pojedinih točaka u sustavu. Svaka promjena stanja ili prekoračenje granične vrijednosti zahtijevat će obradu podataka. Praćenje stanja podrazumijeva da će svaka izmjerena vrijednost biti uspoređena s prethodnom vrijednošću koja je pohranjena u bazi podataka. Svaka promjena generira događaj koji je vidljiv operateru. Povećanjem kašnjenja indikacije promjene stanja sustava osigurava se da upravljački uređaji ne primaju nepotrebne alarmne poruke. Praćenje graničnih vrijednosti odnosi se na svaku izmjerenu vrijednost [3,6].

Prilikom promjene stanja kreira se događaj, ali da bi se to dogodilo vrijednost mora biti iznad granične vrijednosti. Različite granične vrijednosti s pripadajućim pojasovima neaktivnosti (eng.deadbands) (slika 3.5.) postavljaju se iznad i ispod vrijednosti koje označavaju pravilan rad sustava. Svaka granična vrijednost koristi se kako bi se odredila razina kvara kojoj je dodijeljena odgovarajuća kategorija alarma. Pojasovi neaktivnosti povezani s uređajima za mjerenje nastoje oko svake granične vrijednosti spriječiti mala kolebanja prilikom aktivacije događaja. Pojasovi neaktivnosti mogu biti postavljeni i na pojedinačnim lokacijama prilikom prikupljanja izmjerenih vrijednosti. Također se provodi funkcija kašnjenja kao što se provodilo prilikom praćenja stanja. Primjer dobre prakse prilikom korištenja graničnih pojasova neaktivnosti (eng. deadbands) je da kada vodostaj doseže granične vrijednosti, valovi u hidro rezervoaru ne aktiviraju nepotrebno alarm [3].

Kako bi poremećaji u kompleksnim elektroenergetskim sustavima bili pravilno analizirani, potrebno je precizno odrediti vrijeme (eng. Time-stamping) toga događaja. Pojedini RTU-ovi imaju mogućnost vremenski obilježavati događaje sve do nekoliko milisekundi te poslati informaciju s obilježenim vremenom u SCADA-u. U tom slučaju, obavezno je da su svi satovi

RTU-ova sinkronizirani sa SCAD-om, dok SCADA mora biti sinkronizirana sa standardnim vremenom. Ova vrsta podataka formira popis sa slijedom događaja. Praćenje trenda još je jedna od metoda za nadzor korištena u SCADA sustavima. Ona aktivira alarm ukoliko se neka veličina mijenja previše brzo ili u krivom smjeru (npr. povećanje napona za 7 % u minuti može uzrokovati nekontrolirane promjene položaja sklopke). Potreba za kontinuiranim pružanjem informacija operateru od mnoštva skupljenih podataka rezultiralo je s idejom o primjeni kvalitetnih karakteristika, što je zauzvrat dalo metodu označavanja podataka u određenim bojama ili simbolima na ekranu svakom korisniku konzole [3].



Slika 3.5. *Standardni dijagram ograničenja nadziranih veličina (npr. Napona) čija vrijednost treba ostati unutar određenih granica i iznad nule uz koncept pojasa neaktivnosti kojim se ograničava generiranje događaja zbog malih promjena u iznosu promatrane veličine*

Ovo su uobičajene karakteristike [3]:

- neažurirano/ažurirano — prikupljanje podataka ručno/računski
- ručno
- računski
- blokirano ažuriranje
- blokirano analiziranje
- blokirano daljinsko upravljanje
- normalno/poremećeno stanje

- izvan granica
- ugroženo stanje
- nepotvrđeno.

Svi događaji pa i oni prouzrokovani djelovanjem operatora moraju biti obrađeni. Ovakva obrada razvrstava odgovarajuće podatke u njihove grupe kako bi se iste mogle poslati različitim HMI funkcijama (eng. Human-machine interface) te predstavljati kritičnost alarma korisniku. Obrada podataka u realnom vremenu ključna je funkcija u sustavu kontrole osobito tijekom aktivacije niza alarma. Kao rezultat obrade događaja dobiva se lista s ispisom svih događaja i alarma kronološki poredanih. Kako bi se pomoglo operateru, događaji se razvrstani u nekoliko kategorija od kojih su najznačajniji alarmi koji generiraju popis alarma. Najčešće su sljedeće kategorije [3]:

- Nepotvrđeni i trajni tipovi alarma javljaju se na zaslonu kao specifični znakovi za uzbunu, kao što su treperenje u bojama ili u nekim slučajevima zvučni signali. Nepotvrđeni alarmi ostaju sve dok operater ne obavi potvrdu. Trajni alarmi ostaju sve dok stanje nestane (obično operatorovim djelovanjem) ili se ne blokira [3].
- Događaj povezan s određenom vrstom uređaja u kojima se veličina dodjeljuje za svaku točku podataka kao što su na primjer napon sabirnice ili rad relejne zaštite [3].
- Razlog događaja kao zadaća funkcije nadgledanja (npr. spontano uključivanje sklopke ili prekidača, ručno ili upravljačkom naredbom [3].)
- Prioriteti po kojima se rangiraju svi događaji u različite grupe se često određuje kombinacijom tipa uređaja i razloga događaja [3].

Cijela je svrha ove podjele filtrirati važne događaje od onih manje važnih događaja kako bi operater za vrijeme rada prvo mogao rješavati najvažnije probleme [3].

3.3. Kontrolne funkcije

Kontrolne su funkcije pokrenute ili od samog operatera ili automatski putem programskih aplikacija te izravno utječu na rad elektroenergetskog sustava. Svrstane su u 4 kategorije [3]:

- pojedinačna kontrola uređaja – predstavlja izravnu naredbu otvaranja/zatvaranja pojedinom uređaju [3].

- kontrolne poruke za reguliranje opreme – jednom aktivirane iz kontrolne sobe zahtijevaju automatsku provedbu od strane logičke jedinice samog uređaja. Podizanje i spuštanje položaja sklopke ili slanje novih radnih točaka generatoru tipičan su primjer kontrolne poruke [3].

- sekvencijalna kontrola – aktivacija obuhvaća automatsko dovršenje povezanih kontrolnih akcija nakon što se izvrši naredba za pokretanje. Skupina uzastopnih koraka prekidanja za vraćanje snage kroz unaprijed određenu konfiguraciju obilježava ovakvu vrstu kontrole [3].

- automatska kontrola – pokreće je događaj ili određeno vrijeme koje zahtjeva upravljačke akcije. Tipičan je primjer ovakve kontrole automatska sklopka za promjenu opterećenja u trenutku kada napon prekorači postavljenu vrijednost. Stupnjevito uklapanje kondenzatorskih baterija drugi je primjer [3].

Prve tri kategorije kontrole pokreću se ručno osim kada je sekvencijalna pokrenuta automatski. Moguće su dvije opcije prilikom izvođenja ručne kontrole. Prva opcija je potvrda-prije-izvršenja (eng. Confirm-before-operate), a druga je izravna naredba [3].

3.4. Pohrana podataka, arhiviranje i analiza

Kao što je spomenuto ranije, svi prikupljeni podatci spremljeni su u bazu podataka SCADA-e te se koriste kako bi se dobila trenutna slika odnosno stanje procesa na kojem se trenutno provodi nadzor. Podatci primljeni od RTU-ova pohranjeni su u to vrijeme i svako novo osvježavanje podataka podrazumijeva mijenjanje starih vrijednosti novima [3]. Statistički rezultati performansi izvedeni od SCADA sustava veoma su važni prilikom opskrbe potrošača i nadzornog tijela sa stvarnim brojkama o kvaliteti napajanja dijelova mreže, kao i mreže u cijelosti. Pohrana lista s popisom događaja pruža osnovnu za razvoj ove statistike. Vremenski označen podatak (eng. time tagged data, TTD) pohranjen je u povijesti baze podataka za određeni ciklički interval, npr. osvježavanje svakih 10 sekundi ili svakih sat vremena [3].
Naravno, samo promijenjeni podatci su spremljeni na disk. Pohranjeni podatci mogu biti otvoreni u bilo kojem trenutku radi izvršavanja različitih planiranja, numeričkih proračuna i izvješća revizija poslovanja i proizvodnje. Analiza nakon pada sustava (eng. Post-mortem review, PMR) još je jedna od bitnih mogućnosti koja se koristi ubrzo nakon prekida ili nakon dužeg vremena zahvaljujući pohranjenim podatcima u bazi podataka. Kako bi se omogućio PMR, vrši se cikličko snimanje prikupljenih podataka ili preko niza odabranih vrijednosti unutar PMR grupe ili snimanjem svih podataka. Ova razdioba podataka omogućava da se svakoj PMR

grupi dodjeli odgovarajući skup vremenskih ciklusa i pripadajuća prekidna rutina. Time je omogućeno zamrzavanje odnosno spremanje podataka prije i poslije prekidne rutine kako bi se mogli naknadno analizirati. Potreba za detaljnom analizom podataka potiče još sofisticiranije funkcije arhiviranja s mogućnošću prilagodbe odabiranja i pohranjivanja događaja. Sustavi s mogućnošću pohrane informacija odnosno podataka te njihovim pronalaženjem danas su temelj svakog distributivnog upravljanog sustava[3].

4. SCADA KAO POMOĆ PRI ODLUČIVANJU U KRIZNIM SITUACIJAMA

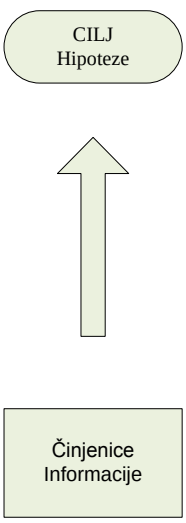
Analiziranje alarma podrazumijeva korištenje različitih tehnika, gdje svaka od njih obavlja istu zadaću: prikazati vremenski obrađenu i organiziranu informaciju operateru s obzirom na stanje i događaje u elektroenergetskom sustavu. Postoje inteligentne, moderne i tradicionalne tehnike. Operater obavlja dijagnozu kvara u upravljačkom centru, dok se inženjeri bave zaštitom. Analiza alarma može se pojaviti u tri razdoblja: odmah, kratkoročno i dugoročno. Svaka promjena uklopnog stanja mreže vezana je za pogonski događaj koji izvršava operater radi određenih situacija prilikom vođenja mreže (npr. ubacivanje drugog transformatora). Također dolazi i do promjene uklopnog stanja prilikom odvajanja dijela elektroenergetskog sustava pogođenog kvarom i djelovanja sustava relejne zaštite. Dispečerska izvješća obuhvaćaju sve obavijesti o pogonskim događajima [7].

Uz pomoć izvješća i pogonskog događaja, analiziramo pristigle alarme i zaključujemo što se dogodilo. Ako je pogonski događaj isključen od zaštite, radi se od prolaznom kvaru. Nakon kratke ili duge pauze određena dionica mreže vraća se u početno stanje uz pomoć automatskog ponovnog uklopa. Poslije toga utvrđujemo ispravnost sustava relejne zaštite. U nekim situacijama se očekuje prorada sustava relejne zaštite kako bi se utvrdio smjer kvara. Prije same analize alarma prilikom njenog dolaska u dispečerski centar potrebno je poznavati princip funkcioniranja relejne zaštite, njezina podešavanja, tok energije kojim se napajaju određeni objekti i samu mrežu. Analizu čini nekoliko koraka: odabir metode, pravilan pristup, poznavanje prethodno nabrojanih stvari, iskustvo i logičko zaključivanje. Analiza možda na prvi pogled izgleda jednostavna, ali se u praksi tako ne pokazuje. Jedan složeni kvar u mreži čini nekoliko stotina do nekoliko tisuća alarma i to samo u nekoliko minuta. Kako bi analiza bila cjelovita, potrebno je uzeti u obzir sve varijable, a to uključuje i telefonske dojave s terena te mogućnosti manjka ili viška pojedinih alarma [7].

Pored svih informacija koje možemo koristiti prilikom analiziranja kao što su lokalni signali zatečeni u TS, telefonske dojave s terena, najkompetentnijim dokazom se pokazao KRD. Svaka trafostanica s opremom za daljinsku komunikaciju preko koje se može vršiti daljinsko upravljanje, nadzor i mjerenje moguće je pregledati KRD-om koji se nalazi u SCADA sustavu. Svaku promjenu parametra moguće je izvršiti daljinskim putem. KRD bilježi razne vrste signala iz mreže, kako iz samog primarnog tako i iz sekundarnog postrojenja. Za vrijeme složenog događaja operater samo želi što prije vratiti sustav u početno stanje metodom pokušaja i pogrešaka te na taj način izolirati kvar. Nije u mogućnosti analizirati i te dolazne signale [7].

4.1. Metoda niza

Za analiziranje alarma koriste se dvije tradicionalne metode, a to su metoda niza i metoda hipoteza. Ime metoda niza proizašlo je iz samog načina na koji alarmi dospijevaju u upravljački centar. Nizanjem alarma dobiva se niz u kojem se na samom vrhu nalazi alarm koji je ujedno i zadnji događaj koji se dogodio. Ova metoda koristi zaključivanje unaprijed. Nakon skupljenih informacija donose se logički zaključci, npr. ako je Z = sunce, onda je Z = žuto. Zaključci se donose na temelju poznatih činjenica iz kojih se onda izvode nove činjenice i tako se nastavlja sve dok se ne dođe do željenog cilja (vidi sliku 4.1) [7].

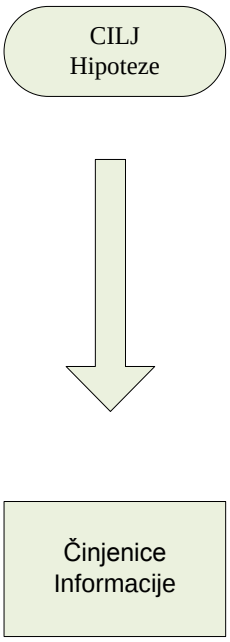


Slika 4.1. *Blok dijagram metode niza*

Specijalizirani sustavi rijetko koriste takav način zaključivanja. Nedostatak je kod zaključivanja unaprijed što započinjemo s informacijama koje vrlo često nemamo pa je nemoguće izvesti logičke zaključke [7].

4.2. Metoda hipoteza

Metoda hipoteza koristi alternativni pristup pri analiziranju alarma koji se pojavljuju u postrojenju i mreži. Kada se radi o stotinjak alarma i kada je situacija donekle jasna, koristi se metoda niza, a kada je situacija kompliciranija i kada broj alarma doseže brojku do nekoliko stotina ili tisuća alarma, koristi se metoda hipoteza. Svakoj hipotezi dodjeljuje se mali dio vjerojatnosti tako da je na kraju suma 1. Na početku se može pojaviti i do 10 hipoteza. Prilikom pregleda KRD-a većina hipoteza otpadne tako da na kraju ostanu dvije do tri. Ako čovjek analizira alarme, ne formiraju se međuhipoteze zbog prevelikog rizika. Procesori alarma koji zamjenjuju čovjeka u složenim situacijama rade na principu metode hipoteza, algoritmu i bazama znanja. Počeli su se pojavljivati krajem 80-tih godina 20. stoljeća i to najviše u Njemačkoj, SAD-u i Japanu. Idući problem javlja se kada ne poznajemo činjenice ni informacije pa krećemo od hipoteza koje je potrebno dokazati sakupljanjem informacija koje potvrđuju tu hipotezu. Ovo je prikazano slikom 4.2. Specijalizirani sustavi koriste ovakav način zaključivanja koji se još zove i zaključivanje unatrag. Kreće se s ciljem kojeg treba dokazati [7].



Slika 4.2. *Blok dijagram metode hipoteza*

5. DIJAGNOZA KVARA U DISTRIBUCIJI

Uvođenjem SCADA sustava za nadzor, kontrolu, mjerenje i zaštitu prilikom same aktivacije određenog sustava zaštite u sustav dolazi ogromna količina alarma koje operateri nisu u stanju

obraditi zbog manjka treninga na simulatorima, nedostatka obrazovanosti i nedostatka želje za daljnjim usavršavanjem. Slika 5.1. prikazuje sobu u kojoj se vrše treninzi na simulatorima. Zbog gore navedenih razloga ukazuje se potreba za određenom vrstom pomoći. U takvim situacijama za svladavanje problema računalnog aspekta pomoć može biti u obliku interaktivnog programa ili u obliku on-line sustava [8].



Slika 5.1. *Soba za treninge na simulatorima, preuzeto iz izvora [5]*

Glavna je zadaća dijagnoze kvara (engl. Faultdiagnosis) identificirati kvarove na opremi u

EES-u. Primarno postrojenje štiti se od kvarova pomoću sustava zaštite. Kod aktivacije zaštite svi signali povezani uz stanje zaštite i prekidača šalju se lokalno u trafostanicu i u dispečerski centar. SCADA-in krovni sustav nadzire rad primarnog i sekundarnog dijela sustava. Svi prikupljeni podatci dolaze na KRD-u gdje ostaju trajno pohranjeni. Neovisno o složenim situacijama moguće je utvrditi gdje se nalazi i o kojem je kvaru riječ iz aktivnosti signala zaštite i prekidača [8].

Svaka dijagnoza kvara obuhvaća [8]:

1. identifikaciju kvara
2. kvarove na prekidačima
3. kvarove na relejima i
4. kvarove telemetrije.

Kvarovi na prekidačima odnose se na nikakvo ili krivo djelovanje. Kvarovi telemetrije odnose se na manjak alarma koje je teško predvidjeti. Ako se uzme u obzir višak alarma te upitnost pojedinih, dolazi se u područje kaosa koje nije od koristi za našu situaciju. Dijagnoza kvara na prvu ruku možda izgleda kao trivijalan zadatak. Sama po sebi dijagnoza kvara vremenski je zahtjevna, a njezini su razlozi različiti [8].

Dijagnoza kvara može biti trenutna, kratkoročna i dugoročna. Primarni je zadatak operatera u dispečerskom centru postavljanje dijagnoze kako bi se moglo uspostaviti moguće uklopno stanje (restauracija EES-a) te pravilno reagirati. Kratkoročna dijagnoza može se postaviti i od strane ljudi koji su zaduženi za zaštitu u EES-u. Nakon kvara dolazi do odvajanja dijela elektroenergetske mreže, a nakon toga treba uslijediti identifikacija kako bi se mogla uspostaviti pravodobna i moguća restauracija EES-a. Svaki operater prije restauracije mora identificirati kvar kako bi uz odgovarajuću proceduru upravljanja omogućio proces restauracije EES-a. To je važno za velika područja koja su ostala u mraku zbog krivog ili uopće nedjelovanja zaštite i prekidača kako bi što manje potrošača ostalo bez električne energije i na taj način se smanjili financijski gubitci. Krivo djelovanje ili nedjelovanje zaštite i prekidača najčešće je vezano za kratkoročnu dijagnozu [8].

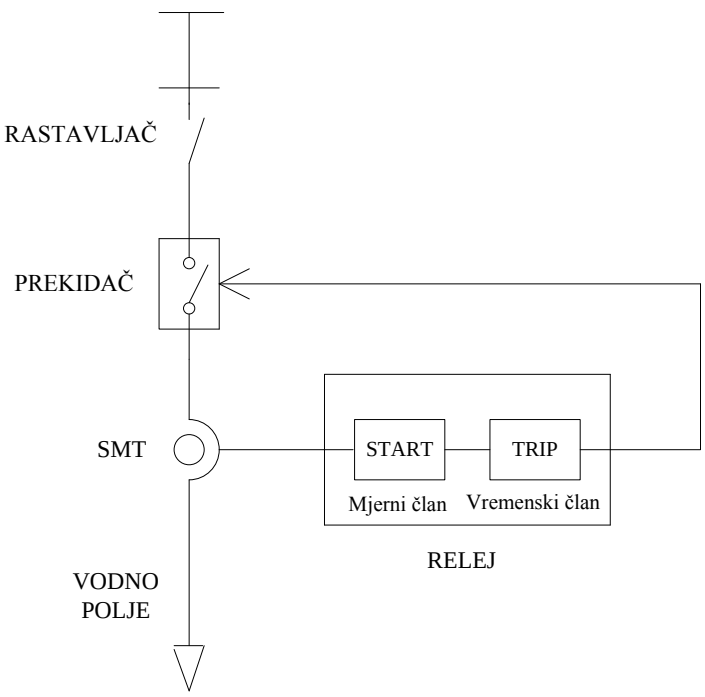
Takva otkrića zahtijevaju detaljan pregled zaštite i prekidača u smislu ispravnosti. Svi statistički podatci moraju biti točni i ažurirani kako bi se mogli koristiti u analizama performansi pojedinih mreža ili postrojenja. Takav se posao vodi dugoročno i svjesno budući da se kriva djelovanja i kvarovi pojedinih dijelova EES-a ne pojavljuju često. Svi prekidači i zaštita u vezi su sa SCADA sustavom te je njihova aktivnost poznata i vidljiva u dispečerskom centru. Alarmi odnosno signali koji dolaze od prekidača i zaštite predstavljaju vidljivi dokaz indikacijom za kvarove koje operater u dispečerskom centru fizički ne vidi. Isto tako podatci o mjerenju napona i struje također se pohranjuju u SCADA sustavu jer mogu koristiti kod izvršavanja dijagnoze kvara. Zadaća je snimača poremećaja upotpuniti sliku o kvaru [8].

Novije izvedbe releja imaju mogućnost zapisa prije, za vrijeme i trenutak poslije kvara što pridonosi kod kratkoročnih dijagnoza. Dispečeri u DC zajedno s inženjerima koji se bave zaštitom provode dijagnozu kvara što je vremenski jako dug i zahtjevan postupak. Zbog neprestanih promjena kod zahtjevnijih zadataka velik broj kompanija i operatera fokusirao se na traženje softverskog alata koji bi im služio kao pomoć. Povezivanjem što većeg broja uređaja i razvojem SCADA sustava na ekranu se pojavljuje ogroman broj alarma koje operateri nisu u mogućnosti interpretirati jer su došli do maksimuma svojih mogućnosti. Sustav je učinkovitiji odnosno može izvršavati korekcije ukoliko ima mogućnost obuhvaćanja što više alarma. Razvojem staničnih računala omogućena je lakša implementacija sustava orijentiranih na baze

znanja. Različite tehnike koje izvode sustavi s bazama znanja ostavljaju dobar temelj za razvoj dijagnoze kvara u EES-u zbog simboličke prirode samog zadatka i velike količine znanja. U početku su sustavi dobili ime automatski sustav za analizu grešaka jer se nigdje nije spominjala umjetna inteligencija [8].

Sustav se aktivira prilikom alarma prekidača i zaštite. Za vrijeme pristizanja alarma sustav ne vrši nikakvu dijagnozu, nego to radi nakon završetka dolaska svih alarma jer se sustav više ne mijenja nego koristi posljednji status mreže i svu povijest alarma koja je pohranjena u bazi. Kvarovi se identificiraju uspoređivanjem isključenih prekidača s alarmima releja. Sva kriva djelovanja zaštite i prekidača rješavaju se putem logičkih pravila. Ovaj je koncept bio skok za sve sustave koji su koristili bazu znanja. Glavni cilj lokacije kvara je u tome da kvar bude u okviru crnog područja (engl. Blackoutarea). Ukoliko se pojavi više crnih područja sumnja se na višestruke kvarove, a najvjerojatnije područje u kvaru je ono koje ima najmanje potpuno otkazanih i krivih djelovanja zaštite [8].

5.1 Funkcionalno djelovanje vodnog polja



Slika 5.2. *Prikaz djelovanja vodnog polja*

Slika 5.2. prikazuje shemu jednostavnog sustava djelovanja vodnog polja. U praksi postoje dva oblika sustava – jednostavni i složeni. Jednostavni sustavi opisuju se pomoću logičkih jednadžbi dok se kod složenijih sustava to napušta i bazira se na funkcionalnom opisu. Vodno se polje sastoji od primarnog i sekundarnog dijela. Primarni dio obuhvaća rastavljač, prekidač i strujni

mjerni transformator (SMT), a sekundarni dio relej unutar kojeg se nalaze mjerni član i vremenski član koji imaju mogućnost podešavanja. Ukoliko dođe do kvara na nekom dijelu vodnog polja, dispečer u dispečerskom centru dobit će povratnu informaciju u obliku alarma, koji se opisuju logičkom jednadžbom. Na primjeru gore navedene sheme prikazana su 3 primjera.

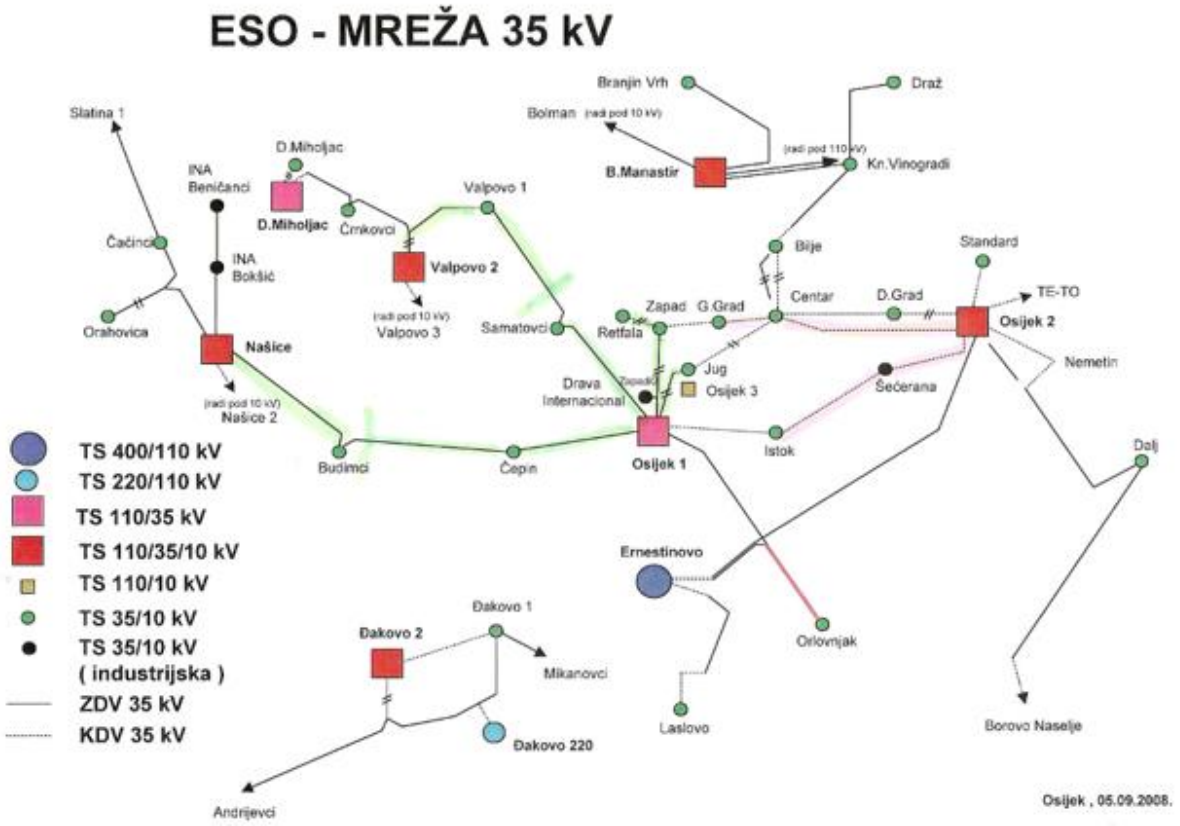
Primjer 1. prilikom kvara na vodnom polju gdje je unutar releja mjerni član podešen na 300 A, a vremenski član na 2 sekunde. Struja koja prođe kroz taj relej, prijeđe podešene vrijednosti i relej šalje impuls prekidaču za isključenje. Logička jednadžba za taj slučaj glasila bi: $F_L = R_{operate} \vee C_{Bopen}$, gdje $R_{operate}$ što znači da je relej proradio, a C_{Bopen} da je prekidač otvoren, odnosno isključen.

Primjer 2. objašnjava alarm za kvar na releju unutar kojeg mjerni član uspijeva obaviti svoju zadaću dok vremenski član to ne uspijeva. Zbog neobavljanja zadaće vremenskog člana relej ne izvršava svoju funkciju, to jest ne šalje impuls do prekidača za njegovo isključenje. Logička jednadžba za ovaj primjer glasi: $R_{FTO} = R_{START} \wedge N_o R_{TRIP}$. R_{START} što znači da je mjerni član izmjerio vrijednost struje, dok $N_o R_{TRIP}$ znači da vremenski član nije izmjerio vrijeme trajanja izmjerene struje.

Primjer 3. kvar prekidača gdje relej u potpunosti izvršava svoju zadaću te šalje prekidaču impuls za isključenje, ali prekidač ne reagira na dolazeći impuls i šalje alarm za taj kvar. Logička jednadžba za primjer 3: $C_{BFTO} = R_{TRIP} \wedge N_o C_{BOPEN}$, gdje R_{TRIP} znači da je poslan impuls za isključenje, a $N_o C_{BOPEN}$ da se prekidač nije otvorio.

5.2 Dijagnoza stvarnog slučaja

U daljnjem tekstu će se detaljnije objasniti i dati primjer za najčešće korištenu metodu u praksi - metodu hipoteze. Primjer je događaj, točnije kvar koji se dogodio 7. travnja 2016. godine na vodu koji napaja trafostanicu 35/10 kV Jug (slika 5.3.). Uklopno stanje u trenutku kvara je da se iz TS 110/35/10 kV Osijek 1 napajaju TS 35/10 kV Čepin, Samatovci, Jug te Zapad koji napaja Retfalu. Prilikom kvara na vodu Jug 1, Jug-u 2 automatski se isključio transformator broj 2 u trafostanici Osijek 1.



Slika 5.3. *Prikaz elektroenergetske mreže DP Elektroslavonije Osijek*

To se dogodilo iz sigurnosnih razloga kako se kvar ne bi dalje proširio. Trafostanice koje se napajaju iz Osijek 1 ostale su bez napona. Princip rada prema kojem je dispečer uz pomoć SCADA-e detektirao i otklonio kvar je sljedeći: svi alarmi iz trafostanica koji su obuhvaćeni kvarom pristižu u dispečerski centar što je vidljivo iz priloga (P. 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, 5.8, 5.9) i zatim dispečer formira hipoteze:

1. Kvar ZDV 1 35kV OS1 – Jug 1
2. Kvar ZDV 2 35kV OS1 – Jug 2
3. Kvar TP2 OS1
4. Kvar prekidača VP 35kV Jug 1
5. Kvar releja VP 35kv Jug 2

Nakon toga slijedi pridruživanje odgovarajućih alarma pripadajućim hipotezama:

1. Kvar ZDV 1 35kV OS1 – Jug 1
    - 07.04.2016. 22:33:16 OSK1 35kV Z.KRATKOSPOJNA ISK
    - 07.04.2016. 22:33:16 OSK1 35kV JUG 1 PREKIDAČ ISKLJUČEN
2. Kvar ZDV 2 35kV OS1 – Jug 2

- 07.04.2016. 22:33:16 OSK1 35kV Z.KRATKOSPOJNA ISK
- 07.04.2016. 22:33:16 OSK1 35kV JUG 2 PREKIDAČ ISKLJUČEN

3. Kvar TP2 OS1
    - 07.04.2016. 22:33:16 OSK1 35kV Z.KRATKOSPOJNA ISK
    - 07.04.2016. 22:33:16 OSK1 35kV TP 2 PREKIDAČ ISKLJUČEN
4. Kvar prekidača VP 35kV Jug 1
5. Kvar releja VP 35kv Jug 2

Dispečer dalje radi po principu eliminacije hipoteza. Najprije eliminira hipotezu 5 i hipotezu 4 jer se iz pristiglih alarma za kratkospojnu zaštitu i alarma da su prekidači Jug 1 i Jug 2 otvoreni dolazi do zaključka da su releji i prekidači uspješno izvršili svoju zadaću, to jest da su ispravni. Nakon eliminacije ostale su 3 hipoteze, a to su:

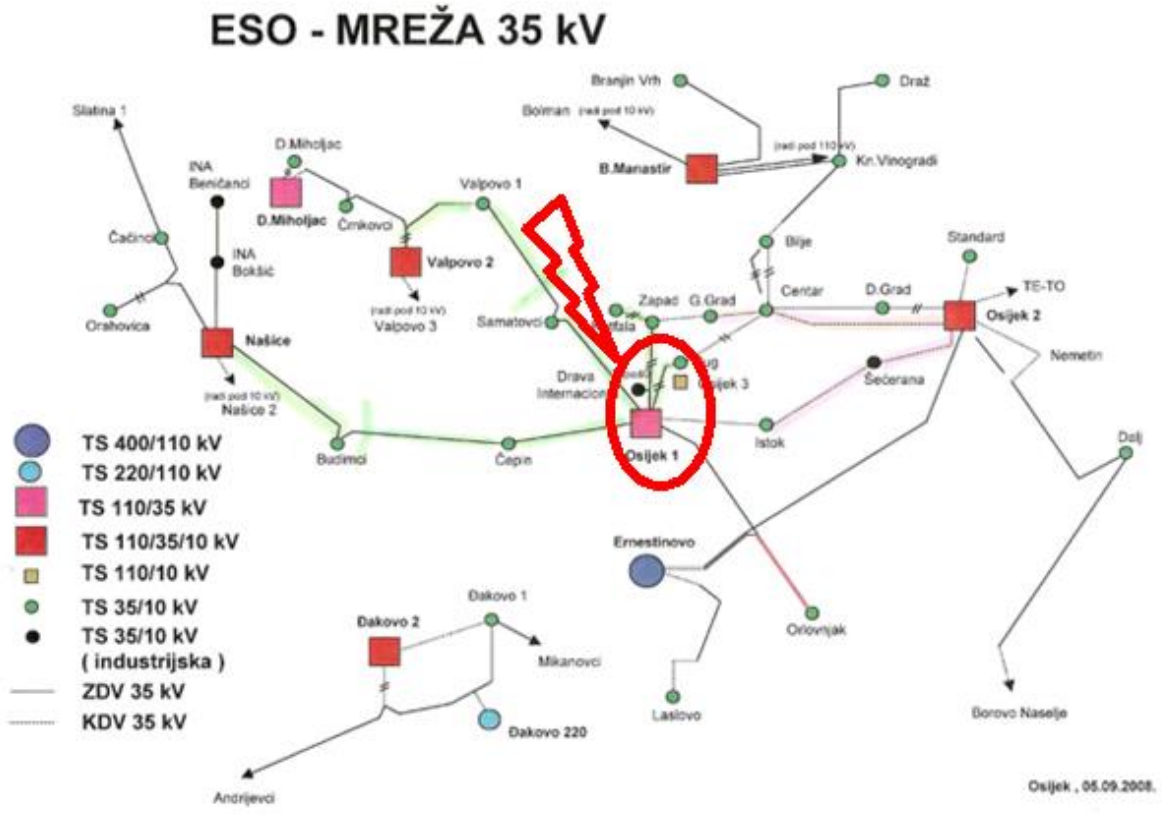
1. Kvar ZDV 1 35kV OS1 – Jug 1
    - 07.04.2016. 22:33:16 OSK1 35kV Z.KRATKOSPOJNA ISK
    - 07.04.2016. 22:33:16 OSK1 35kV JUG 1 PREKIDAČ ISKLJUČEN
2. Kvar ZDV 2 35kV OS1 – Jug 2
    - 07.04.2016. 22:33:16 OSK1 35kV Z.KRATKOSPOJNA ISK
    - 07.04.2016. 22:33:16 OSK1 35kV JUG 2 PREKIDAČ ISKLJUČEN
3. Kvar TP2 OS1
    - 07.04.2016. 22:33:16 OSK1 35kV Z.KRATKOSPOJNA ISK
    - 07.04.2016. 22:33:16 OSK1 35kV TP 2 PREKIDAČ ISKLJUČEN

Sljedeći je korak eliminacija hipoteze 3 na temelju alarma 07.04.16. 22:36:47 OSK1 35kV TP 2 PREKIDAČ UKLJUČEN gdje se vidi da je transformator 2 ponovno uključen i nastavlja normalno raditi bez javljanja novih alarma. Iz preostalih dviju hipoteza:

1. Kvar ZDV 1 35kV OS1 – Jug 1
    - 07.04.2016. 22:33:16 OSK1 35kV Z.KRATKOSPOJNA ISK
    - 07.04.2016. 22:33:16 OSK1 35kV JUG 1 PREKIDAČ ISKLJUČEN
2. Kvar ZDV 2 35kV OS1 – Jug 2
    - 07.04.2016. 22:33:16 OSK1 35kV Z.KRATKOSPOJNA ISK
    - 07.04.2016. 22:33:16 OSK1 35kV JUG 2 PREKIDAČ ISKLJUČEN

dolazi se do zaključka da je kvar identificiran na vodovima Jug 1 i Jug 2, a trafostanicama Čepin, Samatovci, Zapad i Retfala vraćen je napon prilikom uključenja transformatora 2 u trafostanici

Osijek 1. Zbog kvara na vodovima Jug 1 i Jug 2 trafostanica Jug se po novome napaja iz trafostanice Osijek 2, Centar (slika 5.4.).



Slika 5.4. *Prikaz kvara na elektroenergetskoj mreži DP Elektroslavonije Osijek*

6. ZAKLJUČAK

SCADA je sustav za nadzor, kontrolu i prikupljanje podataka koji je primjenjiv u različitim granama industrije kao što su plinska i naftna industrija. Također je pronašao svoju primjenu u elektroenergetskim sustavima, sustavima vodoopskrbe, građevinarstvu te u nuklearnim elektranama. Pomoću navedenog sustava moguće je očitati fizikalne veličine poput struje, napona, snage transformatora i slično. Isto tako mogu se vidjeti statusi releja i prekidača iz evidentiranih alarma. S obzirom da je riječ o osnovnom tipu SCADE kojim upravlja čovjek to jest dispečer, on je dužan dijagnozu kvara provesti ručno na osnovu stečenog iskustva. Na temelju provedene dijagnoze kvara na relaciji Osijek 1 – Jug metodom hipoteze utvrđeno je da je kvar na vodu Jug 1, Jug 2. Daljnjim razvijanjem elektroenergetskog sustava pojavit će se potreba za uvođenjem novog, sofisticiranijeg sustava SCADA-e. Zbog prevelikog broja informacija dispečer više neće moći samostalno provoditi dijagnoze kvara te će se morati uvesti distribucijski upravljivi sustavi (eng. DMS) koji će sve to izvršavati automatski bez čovjeka. Drugim riječima DMS je proširena SCADA.

7. LITERATURA

[1] M.S. Thomas, J.D. McDonald, Power system SCADA andsmartgrids, CRC Press Taylor & Francis Group,6000 BrokenSoundParkway NW, Suite 300Boca Raton, 2015.

[2] R.L. Krutz, Securing SCADA systems,WhileyPublishing, Inc, 10475 CrosspointBoulevard Indianapolis, 2006.

[3] J.Northcote-Green, R. Wilson, Controlandautomationofelectricalpowerdistributionsystems, , CRC PressTaylor & Francis Group,6000 BrokenSoundParkway NW, Suite 300Boca Raton, 2007.

[4] D.Bailey, E.Wright, Practical SCADA for industry, Newnes, Great Britain, 2003.

[5] E. Vaahedi, Practicalpower system operation, John Wiley&Sons, Inc, Canada, 2014.

[6] J.M. Gers, Distribution system analysisandautomation, TheInstitutionofEngineeringand Technology, London, United Kingdom, 2014.

[7] S.Kaluđer, S.Nikolovski, Lj.Majdandžić, Alarm processing in a power system by human expert, Tehnički vjesnik, Vol.20, pp. 343-349, February 2013.

[8] J.R.McDonald, G.M.Burt, J.S.Zielinski, S.D.J.McArthur, Intelligentknowledgebasedsystemsinelectricalpowerengineering, SpringerScience+Business Media Dordrecht, London, United Kingdom, 1997.

SAŽETAK

U radu je prikazan sustav za nadzor, kontrolu i prikupljanje podataka (SCADA) te njegov povijesni razvoj. Opisana je struktura i integracija sustava te su prikazane njegove mogućnosti. Sustav SCADA-e sastoji se od četiriju komponenti: RTU/IED-a, komunikacijskog sistema, glavne stanice i sučelja čovjek – računalo. Kao pomoć pri odlučivanju koriste se dvije metode koje upotrebljavaju podatke dobivene sa SCADA-e. Metoda hipoteza je najčešće korištena metoda u praksi za sintezu alarma. Kada je riječ o stotinjak alarma i kada je situacija prilično jasna, koristi se metoda niza, a kada je situacija kompliciranija i broj alarma doseže brojku do nekoliko stotina ili tisuća alarma, koristi se metoda hipoteza. U radu je prikazan stvarni primjer dijagnoze kvara u elektrodistribucijskom sustavu koji je opisan pomoću metode hipoteza. Trend koji se očekuje u budućnosti proširenje je SCADA sustava kao automatskog distribucijskog upravljačkog sustava (eng. DMS) koji će ubrzati i pojednostaviti upravljanje elektrodistribucijskim sustavom.

Ključne riječi: SCADA, metoda hipoteza, dijagnoza kvara, elektrodistribucijski sustav, DMS

ABSTRACT

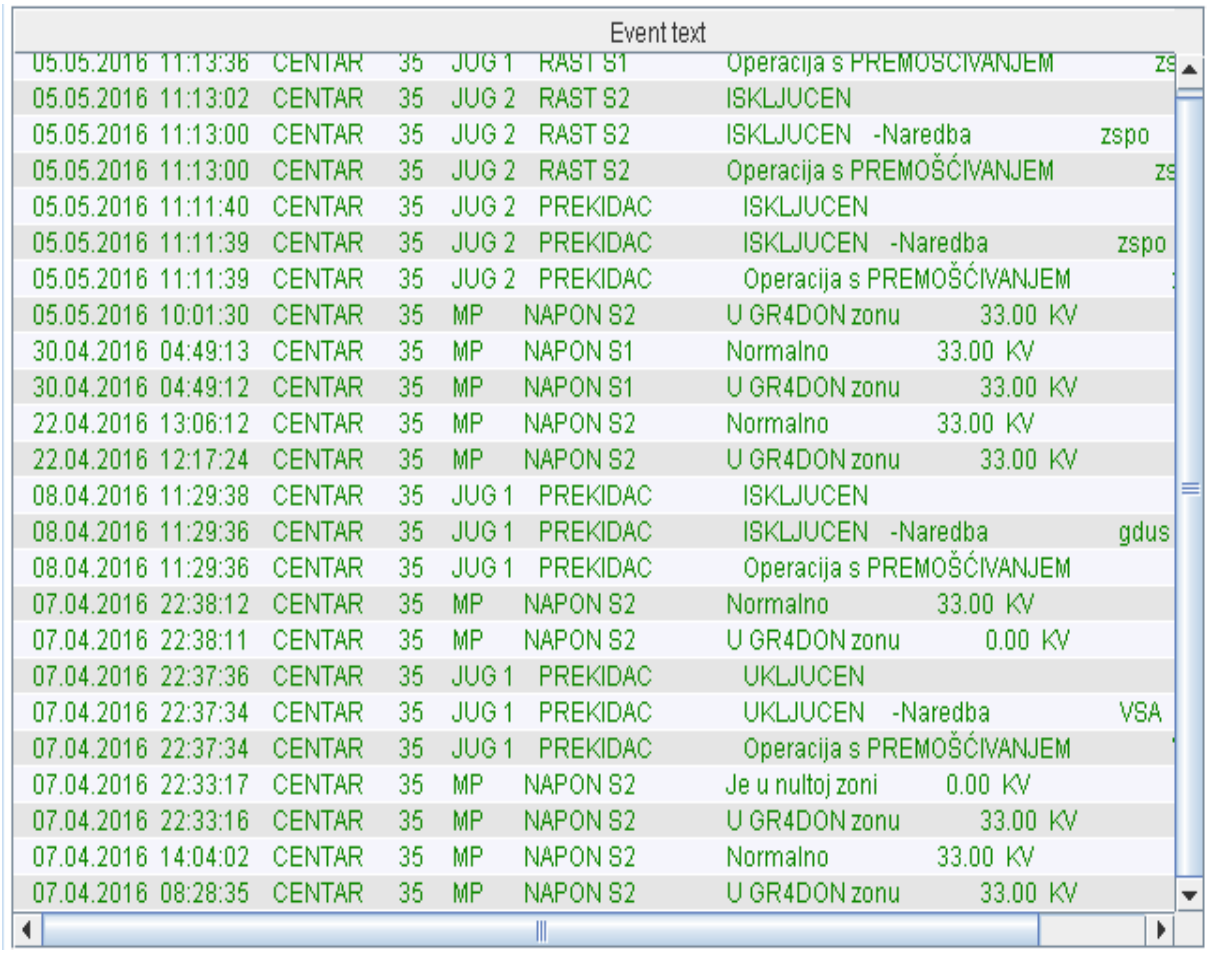
This paper presents a system for monitoring, control and data acquisition (SCADA)and its historical development. The paper describes the structure and integration of the system and shows its possibilities.SCADA system consists of four components: RTU / IED, a communication system, the main station and human - machine interface.As an aid in decision-making used two methods that use data obtained from SCADA.Hypothesis method is the most widely used method in practice for alternative approaches to the analysis of the problem. When it comes to hundreds of alarms and when the situation is quite clear, the sequence method is used, and when the situation is more complicated, when the number of alarms reaches the figure up to several hundreds or thousands of alarms, hypothesis method is used. This paper presents a real example of fault diagnosis in electrical distribution systems as described by the hypothesis method. A trend that is expected in the future is an extension of the SCADA system in the direction of the automatic distribution management system (DMS) that will speed up and simplify the management of the electricity distribution system.

Keywords: SCADA, hypothesismethod, fault diagnosis, electricity distribution system, DMS

ŽIVOTOPIS

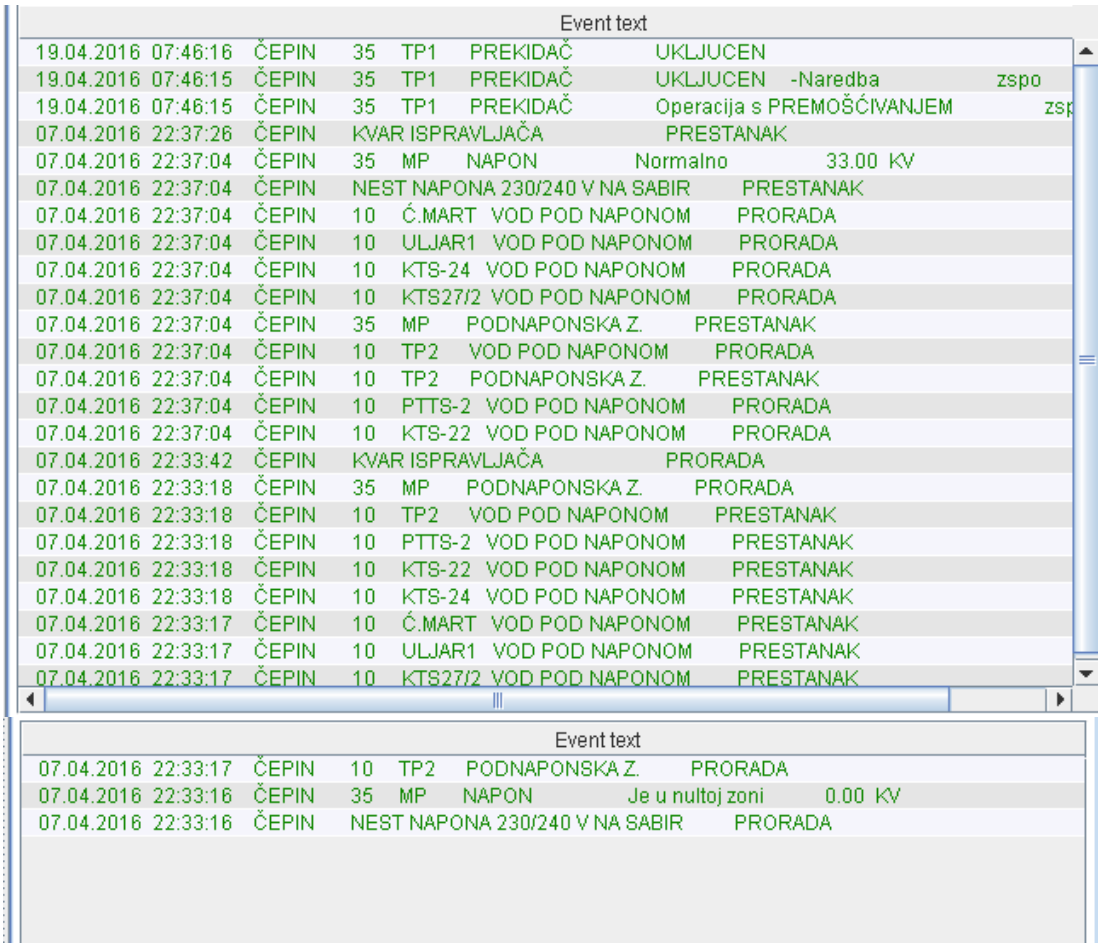
Filip Galović rođen je u Osijeku 4. listopada 1992. godine. Završio je Osnovnu školu Frana Krste Frankopana 2007. godine. Nakon toga upisuje Elektrotehničku i prometnu školu u Osijeku, koju završava 2011. godine. Nakon završene srednje škole upisuje preddiplomski studij na Fakultetu elektrotehnike, računarstva i informacijskih tehnologija u Osijeku na kojem se opredjeljuje za smjer elektroenergetika. Preddiplomski studij završava 2014. godine i nastavlja obrazovanje na diplomskom studiju elektroenergetike.

PRILOZI

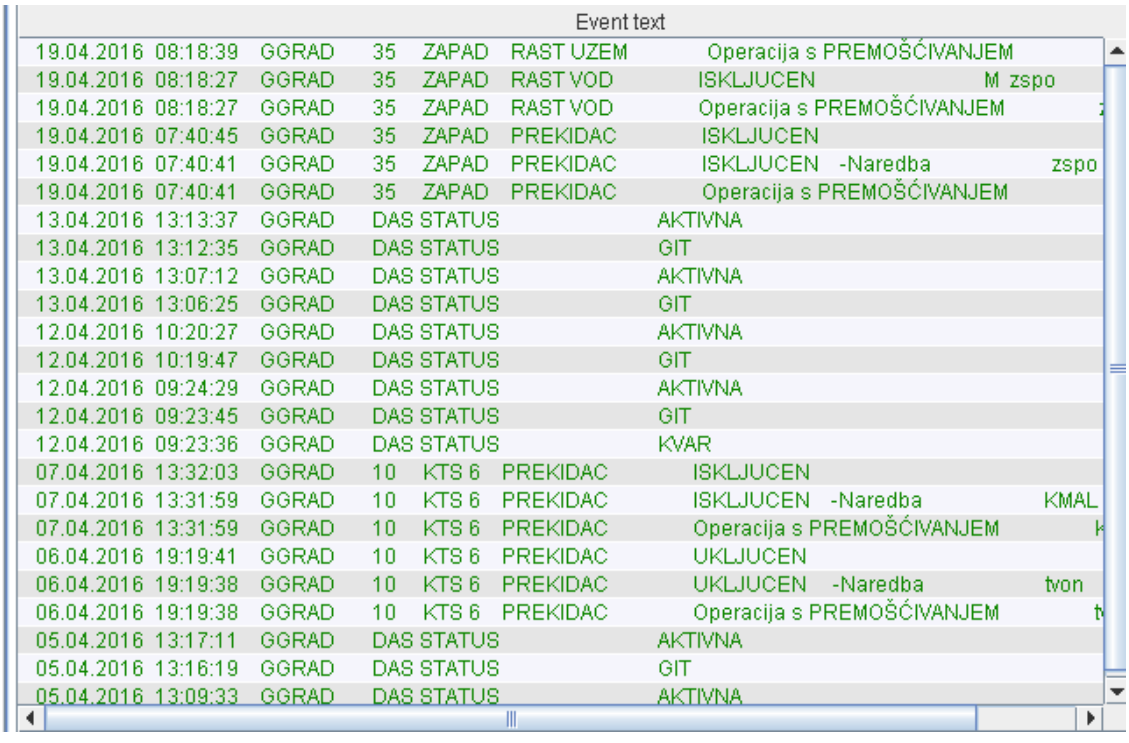


Event text								
05.05.2016 11:13:36	CENTAR	35	JUG 1	RAST S1	Operacija s PREMOSCIVANJEM			zs
05.05.2016 11:13:02	CENTAR	35	JUG 2	RAST S2	ISKLJUCEN			
05.05.2016 11:13:00	CENTAR	35	JUG 2	RAST S2	ISKLJUCEN	-Naredba		zspo
05.05.2016 11:13:00	CENTAR	35	JUG 2	RAST S2	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM			zs
05.05.2016 11:11:40	CENTAR	35	JUG 2	PREKIDAC	ISKLJUCEN			
05.05.2016 11:11:39	CENTAR	35	JUG 2	PREKIDAC	ISKLJUCEN	-Naredba		zspo
05.05.2016 11:11:39	CENTAR	35	JUG 2	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM			
05.05.2016 10:01:30	CENTAR	35	MP	NAPON S2	U GR4DON zonu	33.00	KV	
30.04.2016 04:49:13	CENTAR	35	MP	NAPON S1	Normalno	33.00	KV	
30.04.2016 04:49:12	CENTAR	35	MP	NAPON S1	U GR4DON zonu	33.00	KV	
22.04.2016 13:06:12	CENTAR	35	MP	NAPON S2	Normalno	33.00	KV	
22.04.2016 12:17:24	CENTAR	35	MP	NAPON S2	U GR4DON zonu	33.00	KV	
08.04.2016 11:29:38	CENTAR	35	JUG 1	PREKIDAC	ISKLJUCEN			
08.04.2016 11:29:36	CENTAR	35	JUG 1	PREKIDAC	ISKLJUCEN	-Naredba		gdus
08.04.2016 11:29:36	CENTAR	35	JUG 1	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM			
07.04.2016 22:38:12	CENTAR	35	MP	NAPON S2	Normalno	33.00	KV	
07.04.2016 22:38:11	CENTAR	35	MP	NAPON S2	U GR4DON zonu	0.00	KV	
07.04.2016 22:37:36	CENTAR	35	JUG 1	PREKIDAC	UKLJUCEN			
07.04.2016 22:37:34	CENTAR	35	JUG 1	PREKIDAC	UKLJUCEN	-Naredba		VSA
07.04.2016 22:37:34	CENTAR	35	JUG 1	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM			
07.04.2016 22:33:17	CENTAR	35	MP	NAPON S2	Je u nultoj zoni	0.00	KV	
07.04.2016 22:33:16	CENTAR	35	MP	NAPON S2	U GR4DON zonu	33.00	KV	
07.04.2016 14:04:02	CENTAR	35	MP	NAPON S2	Normalno	33.00	KV	
07.04.2016 08:28:35	CENTAR	35	MP	NAPON S2	U GR4DON zonu	33.00	KV	

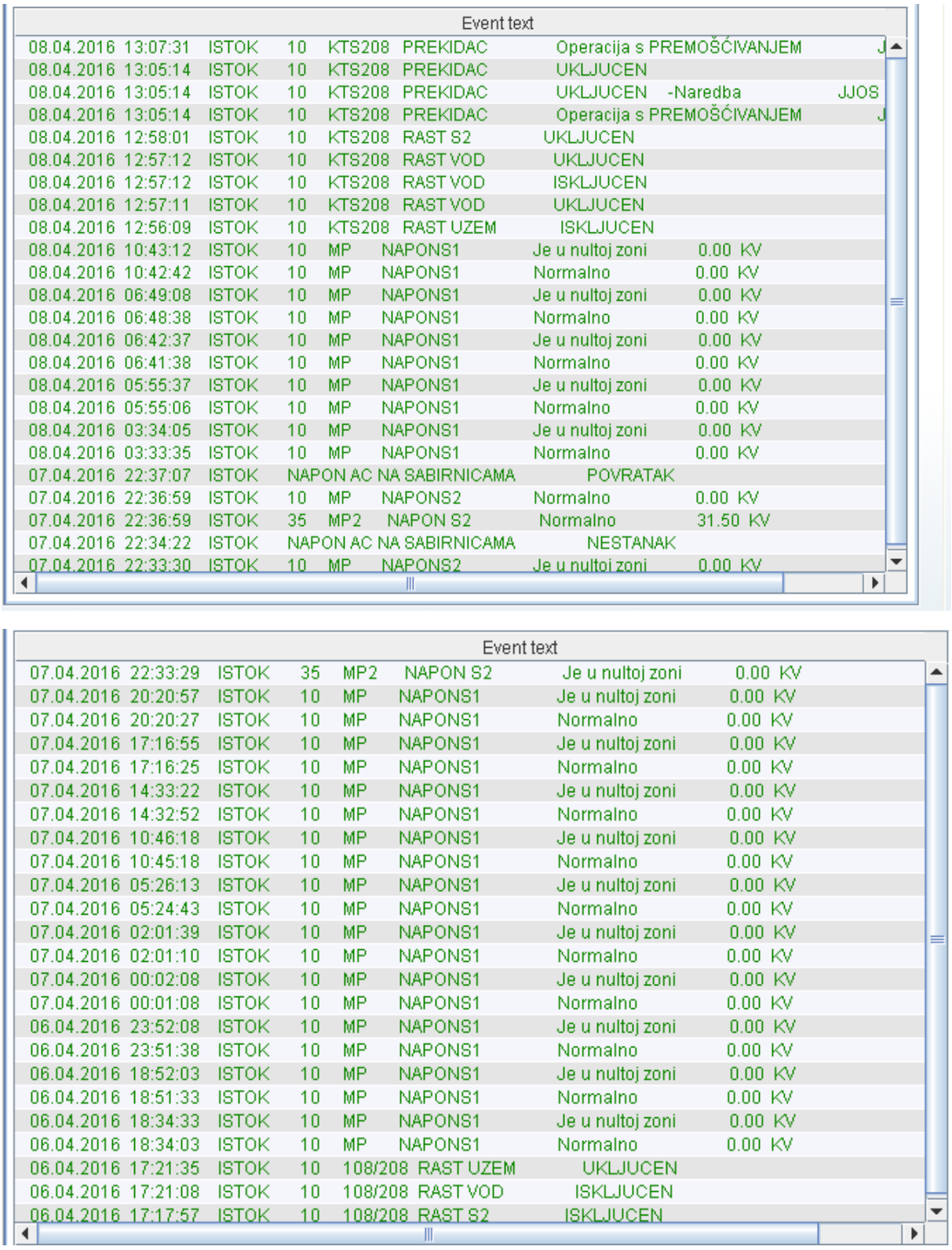
Prilog 5.1. *alarmi za trafostanicu Centar*



Prilog 5.2. *alarmi za trafostanicu Čepin*



Prilog 5.3. *alarmi za trafostanicu Gornji grad*



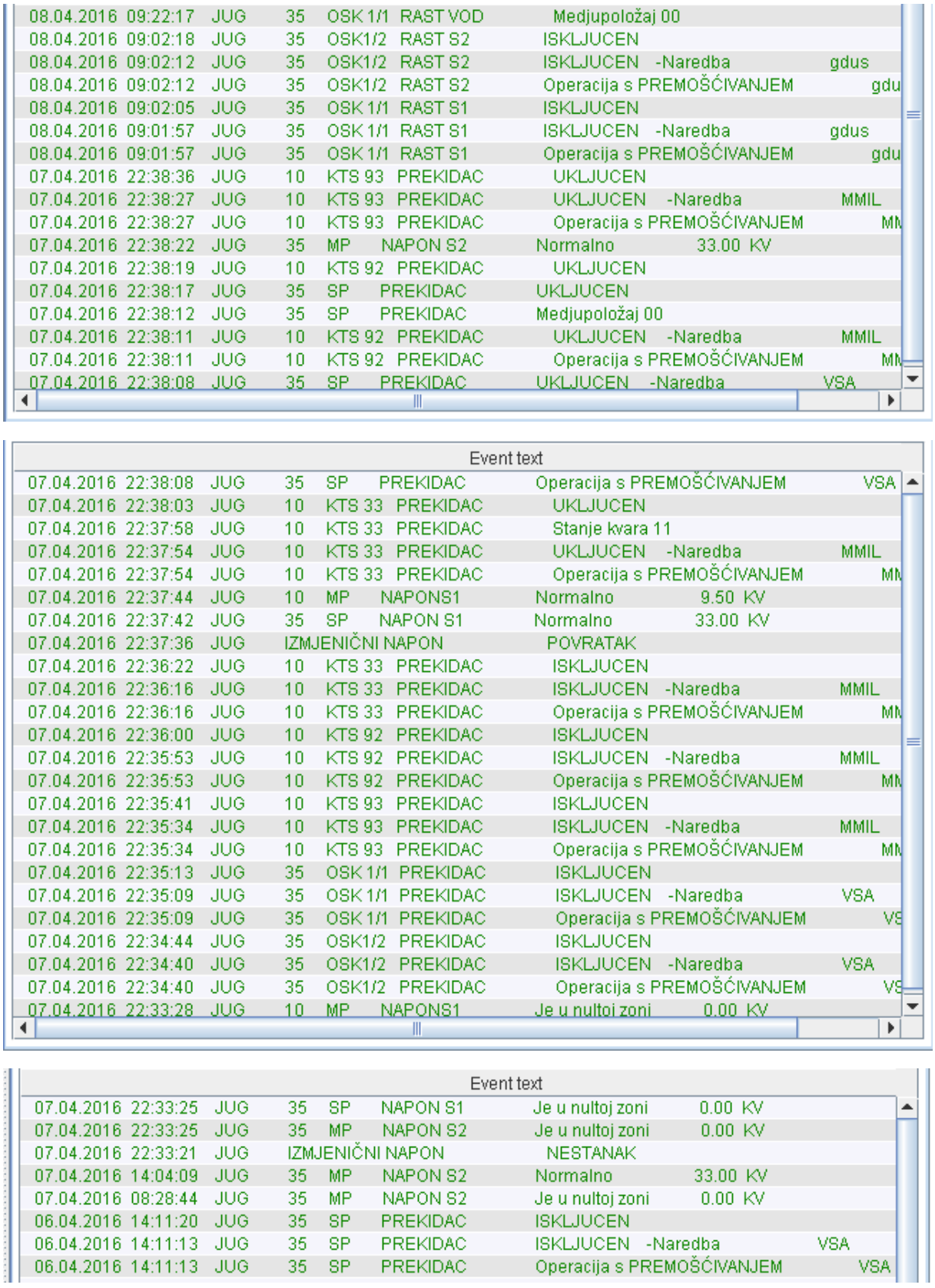
Event text

08.04.2016 13:07:31	ISTOK	10	KTS208	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM		J
08.04.2016 13:05:14	ISTOK	10	KTS208	PREKIDAC	UKLJUCEN		
08.04.2016 13:05:14	ISTOK	10	KTS208	PREKIDAC	UKLJUCEN	-Naredba	JJOS
08.04.2016 13:05:14	ISTOK	10	KTS208	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM		J
08.04.2016 12:58:01	ISTOK	10	KTS208	RAST S2	UKLJUCEN		
08.04.2016 12:57:12	ISTOK	10	KTS208	RAST VOD	UKLJUCEN		
08.04.2016 12:57:12	ISTOK	10	KTS208	RAST VOD	ISKLJUCEN		
08.04.2016 12:57:11	ISTOK	10	KTS208	RAST VOD	UKLJUCEN		
08.04.2016 12:56:09	ISTOK	10	KTS208	RAST UZEM	ISKLJUCEN		
08.04.2016 10:43:12	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Je u nultoj zoni	0.00 KV	
08.04.2016 10:42:42	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Normalno	0.00 KV	
08.04.2016 06:49:08	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Je u nultoj zoni	0.00 KV	
08.04.2016 06:48:38	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Normalno	0.00 KV	
08.04.2016 06:42:37	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Je u nultoj zoni	0.00 KV	
08.04.2016 06:41:38	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Normalno	0.00 KV	
08.04.2016 05:55:37	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Je u nultoj zoni	0.00 KV	
08.04.2016 05:55:06	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Normalno	0.00 KV	
08.04.2016 03:34:05	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Je u nultoj zoni	0.00 KV	
08.04.2016 03:33:35	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Normalno	0.00 KV	
07.04.2016 22:37:07	ISTOK	NAPON AC NA SABIRNICAMA			POVRATAK		
07.04.2016 22:36:59	ISTOK	10	MP	NAPONS2	Normalno	0.00 KV	
07.04.2016 22:36:59	ISTOK	35	MP2	NAPON S2	Normalno	31.50 KV	
07.04.2016 22:34:22	ISTOK	NAPON AC NA SABIRNICAMA			NESTANAK		
07.04.2016 22:33:30	ISTOK	10	MP	NAPONS2	Je u nultoj zoni	0.00 KV	

Event text

07.04.2016 22:33:29	ISTOK	35	MP2	NAPON S2	Je u nultoj zoni	0.00 KV
07.04.2016 20:20:57	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Je u nultoj zoni	0.00 KV
07.04.2016 20:20:27	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Normalno	0.00 KV
07.04.2016 17:16:55	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Je u nultoj zoni	0.00 KV
07.04.2016 17:16:25	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Normalno	0.00 KV
07.04.2016 14:33:22	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Je u nultoj zoni	0.00 KV
07.04.2016 14:32:52	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Normalno	0.00 KV
07.04.2016 10:46:18	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Je u nultoj zoni	0.00 KV
07.04.2016 10:45:18	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Normalno	0.00 KV
07.04.2016 05:26:13	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Je u nultoj zoni	0.00 KV
07.04.2016 05:24:43	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Normalno	0.00 KV
07.04.2016 02:01:39	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Je u nultoj zoni	0.00 KV
07.04.2016 02:01:10	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Normalno	0.00 KV
07.04.2016 00:02:08	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Je u nultoj zoni	0.00 KV
07.04.2016 00:01:08	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Normalno	0.00 KV
06.04.2016 23:52:08	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Je u nultoj zoni	0.00 KV
06.04.2016 23:51:38	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Normalno	0.00 KV
06.04.2016 18:52:03	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Je u nultoj zoni	0.00 KV
06.04.2016 18:51:33	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Normalno	0.00 KV
06.04.2016 18:34:33	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Je u nultoj zoni	0.00 KV
06.04.2016 18:34:03	ISTOK	10	MP	NAPONS1	Normalno	0.00 KV
06.04.2016 17:21:35	ISTOK	10	108/208	RAST UZEM	UKLJUCEN	
06.04.2016 17:21:08	ISTOK	10	108/208	RAST VOD	ISKLJUCEN	
06.04.2016 17:17:57	ISTOK	10	108/208	RAST S2	ISKLJUCEN	

Prilog 5.4. *alarmi za trafostanicu Istok*



08.04.2016	09:22:17	JUG	35	OSK 1/1	RAST VOD	Medjupoložaj 00	
08.04.2016	09:02:18	JUG	35	OSK1/2	RAST S2	ISKLJUCEN	
08.04.2016	09:02:12	JUG	35	OSK1/2	RAST S2	ISKLJUCEN -Naredba	gdus
08.04.2016	09:02:12	JUG	35	OSK1/2	RAST S2	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	gdu
08.04.2016	09:02:05	JUG	35	OSK 1/1	RAST S1	ISKLJUCEN	
08.04.2016	09:01:57	JUG	35	OSK 1/1	RAST S1	ISKLJUCEN -Naredba	gdus
08.04.2016	09:01:57	JUG	35	OSK 1/1	RAST S1	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	gdu
07.04.2016	22:38:36	JUG	10	KTS 93	PREKIDAC	UKLJUCEN	
07.04.2016	22:38:27	JUG	10	KTS 93	PREKIDAC	UKLJUCEN -Naredba	MMIL
07.04.2016	22:38:27	JUG	10	KTS 93	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	MM
07.04.2016	22:38:22	JUG	35	MP	NAPON S2	Normalno 33.00 KV	
07.04.2016	22:38:19	JUG	10	KTS 92	PREKIDAC	UKLJUCEN	
07.04.2016	22:38:17	JUG	35	SP	PREKIDAC	UKLJUCEN	
07.04.2016	22:38:12	JUG	35	SP	PREKIDAC	Medjupoložaj 00	
07.04.2016	22:38:11	JUG	10	KTS 92	PREKIDAC	UKLJUCEN -Naredba	MMIL
07.04.2016	22:38:11	JUG	10	KTS 92	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	MM
07.04.2016	22:38:08	JUG	35	SP	PREKIDAC	UKLJUCEN -Naredba	VSA

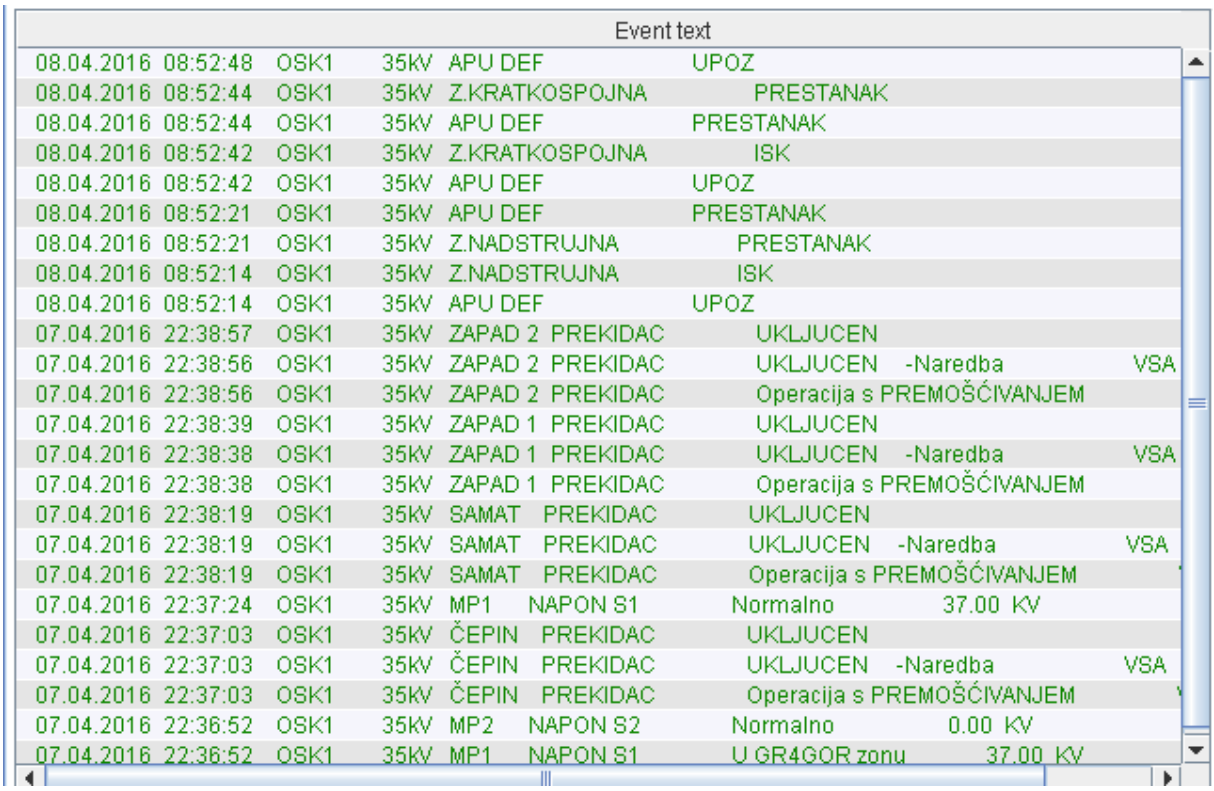
Event text

07.04.2016	22:38:08	JUG	35	SP	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	VSA
07.04.2016	22:38:03	JUG	10	KTS 33	PREKIDAC	UKLJUCEN	
07.04.2016	22:37:58	JUG	10	KTS 33	PREKIDAC	Stanje kvara 11	
07.04.2016	22:37:54	JUG	10	KTS 33	PREKIDAC	UKLJUCEN -Naredba	MMIL
07.04.2016	22:37:54	JUG	10	KTS 33	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	MM
07.04.2016	22:37:44	JUG	10	MP	NAPONS1	Normalno 9.50 KV	
07.04.2016	22:37:42	JUG	35	SP	NAPON S1	Normalno 33.00 KV	
07.04.2016	22:37:36	JUG	IZMJENIČNI NAPON			POVRATAK	
07.04.2016	22:36:22	JUG	10	KTS 33	PREKIDAC	ISKLJUCEN	
07.04.2016	22:36:16	JUG	10	KTS 33	PREKIDAC	ISKLJUCEN -Naredba	MMIL
07.04.2016	22:36:16	JUG	10	KTS 33	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	MM
07.04.2016	22:36:00	JUG	10	KTS 92	PREKIDAC	ISKLJUCEN	
07.04.2016	22:35:53	JUG	10	KTS 92	PREKIDAC	ISKLJUCEN -Naredba	MMIL
07.04.2016	22:35:53	JUG	10	KTS 92	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	MM
07.04.2016	22:35:41	JUG	10	KTS 93	PREKIDAC	ISKLJUCEN	
07.04.2016	22:35:34	JUG	10	KTS 93	PREKIDAC	ISKLJUCEN -Naredba	MMIL
07.04.2016	22:35:34	JUG	10	KTS 93	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	MM
07.04.2016	22:35:13	JUG	35	OSK 1/1	PREKIDAC	ISKLJUCEN	
07.04.2016	22:35:09	JUG	35	OSK 1/1	PREKIDAC	ISKLJUCEN -Naredba	VSA
07.04.2016	22:35:09	JUG	35	OSK 1/1	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	VS
07.04.2016	22:34:44	JUG	35	OSK1/2	PREKIDAC	ISKLJUCEN	
07.04.2016	22:34:40	JUG	35	OSK1/2	PREKIDAC	ISKLJUCEN -Naredba	VSA
07.04.2016	22:34:40	JUG	35	OSK1/2	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	VS
07.04.2016	22:33:28	JUG	10	MP	NAPONS1	Je u nultoj zoni 0.00 KV	

Event text

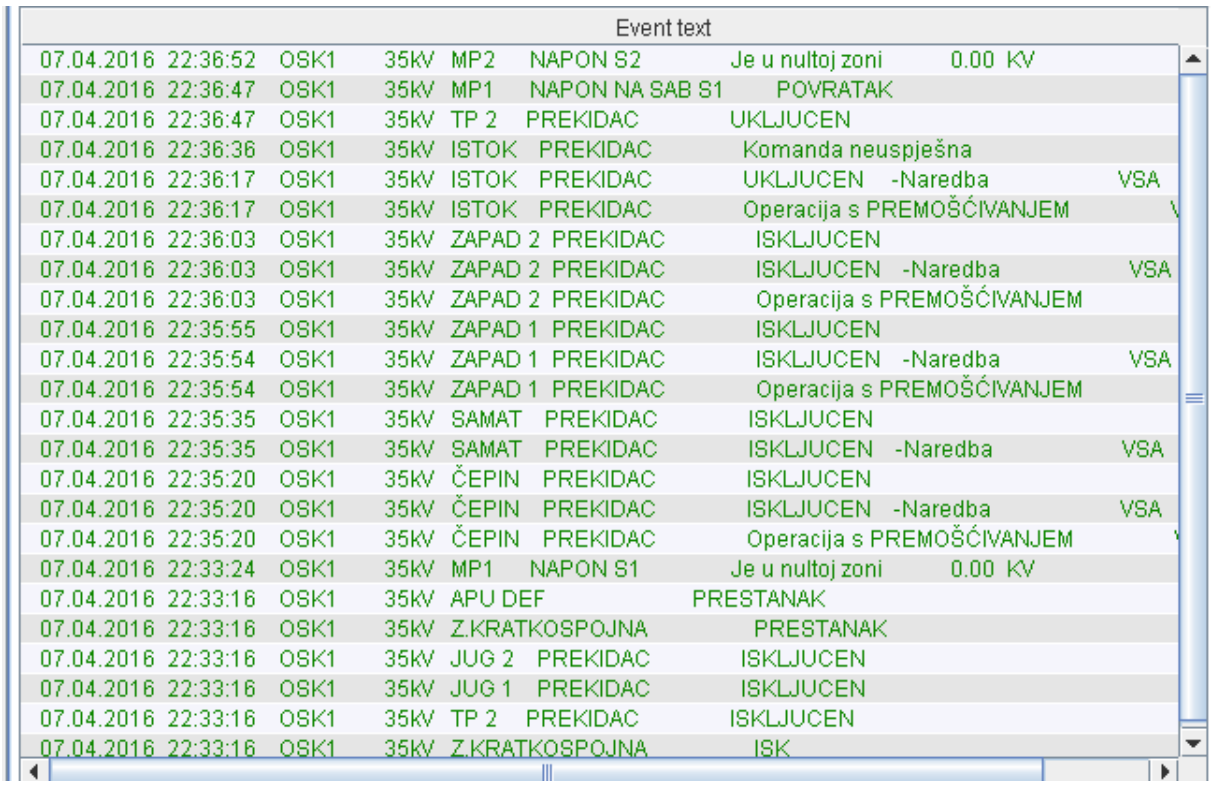
07.04.2016	22:33:25	JUG	35	SP	NAPON S1	Je u nultoj zoni 0.00 KV	
07.04.2016	22:33:25	JUG	35	MP	NAPON S2	Je u nultoj zoni 0.00 KV	
07.04.2016	22:33:21	JUG	IZMJENIČNI NAPON			NESTANAK	
07.04.2016	14:04:09	JUG	35	MP	NAPON S2	Normalno 33.00 KV	
07.04.2016	08:28:44	JUG	35	MP	NAPON S2	Je u nultoj zoni 0.00 KV	
06.04.2016	14:11:20	JUG	35	SP	PREKIDAC	ISKLJUCEN	
06.04.2016	14:11:13	JUG	35	SP	PREKIDAC	ISKLJUCEN -Naredba	VSA
06.04.2016	14:11:13	JUG	35	SP	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	VSA

Prilog 5.5. *alarmi za trafostanicu Jug*



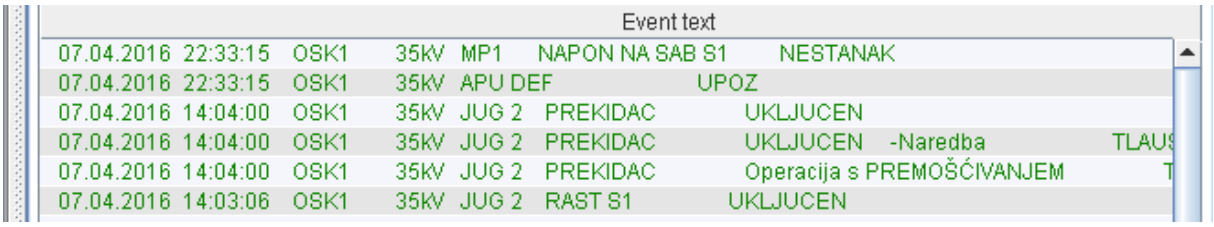
Event text

08.04.2016	08:52:48	OSK1	35kV	APU DEF		UPOZ	
08.04.2016	08:52:44	OSK1	35kV	Z.KRATKOSPOJNA		PRESTANAK	
08.04.2016	08:52:44	OSK1	35kV	APU DEF		PRESTANAK	
08.04.2016	08:52:42	OSK1	35kV	Z.KRATKOSPOJNA		ISK	
08.04.2016	08:52:42	OSK1	35kV	APU DEF		UPOZ	
08.04.2016	08:52:21	OSK1	35kV	APU DEF		PRESTANAK	
08.04.2016	08:52:21	OSK1	35kV	Z.NADSTRUJNA		PRESTANAK	
08.04.2016	08:52:14	OSK1	35kV	Z.NADSTRUJNA		ISK	
08.04.2016	08:52:14	OSK1	35kV	APU DEF		UPOZ	
07.04.2016	22:38:57	OSK1	35kV	ZAPAD 2	PREKIDAC	UKLJUCEN	
07.04.2016	22:38:56	OSK1	35kV	ZAPAD 2	PREKIDAC	UKLJUCEN -Naredba	VSA
07.04.2016	22:38:56	OSK1	35kV	ZAPAD 2	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	
07.04.2016	22:38:39	OSK1	35kV	ZAPAD 1	PREKIDAC	UKLJUCEN	
07.04.2016	22:38:38	OSK1	35kV	ZAPAD 1	PREKIDAC	UKLJUCEN -Naredba	VSA
07.04.2016	22:38:38	OSK1	35kV	ZAPAD 1	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	
07.04.2016	22:38:19	OSK1	35kV	SAMAT	PREKIDAC	UKLJUCEN	
07.04.2016	22:38:19	OSK1	35kV	SAMAT	PREKIDAC	UKLJUCEN -Naredba	VSA
07.04.2016	22:38:19	OSK1	35kV	SAMAT	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	
07.04.2016	22:37:24	OSK1	35kV	MP1	NAPON S1	Normalno 37.00 KV	
07.04.2016	22:37:03	OSK1	35kV	ČEPIN	PREKIDAC	UKLJUCEN	
07.04.2016	22:37:03	OSK1	35kV	ČEPIN	PREKIDAC	UKLJUCEN -Naredba	VSA
07.04.2016	22:37:03	OSK1	35kV	ČEPIN	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	
07.04.2016	22:36:52	OSK1	35kV	MP2	NAPON S2	Normalno 0.00 KV	
07.04.2016	22:36:52	OSK1	35kV	MP1	NAPON S1	U GR4GOR zonu 37.00 KV	



Event text

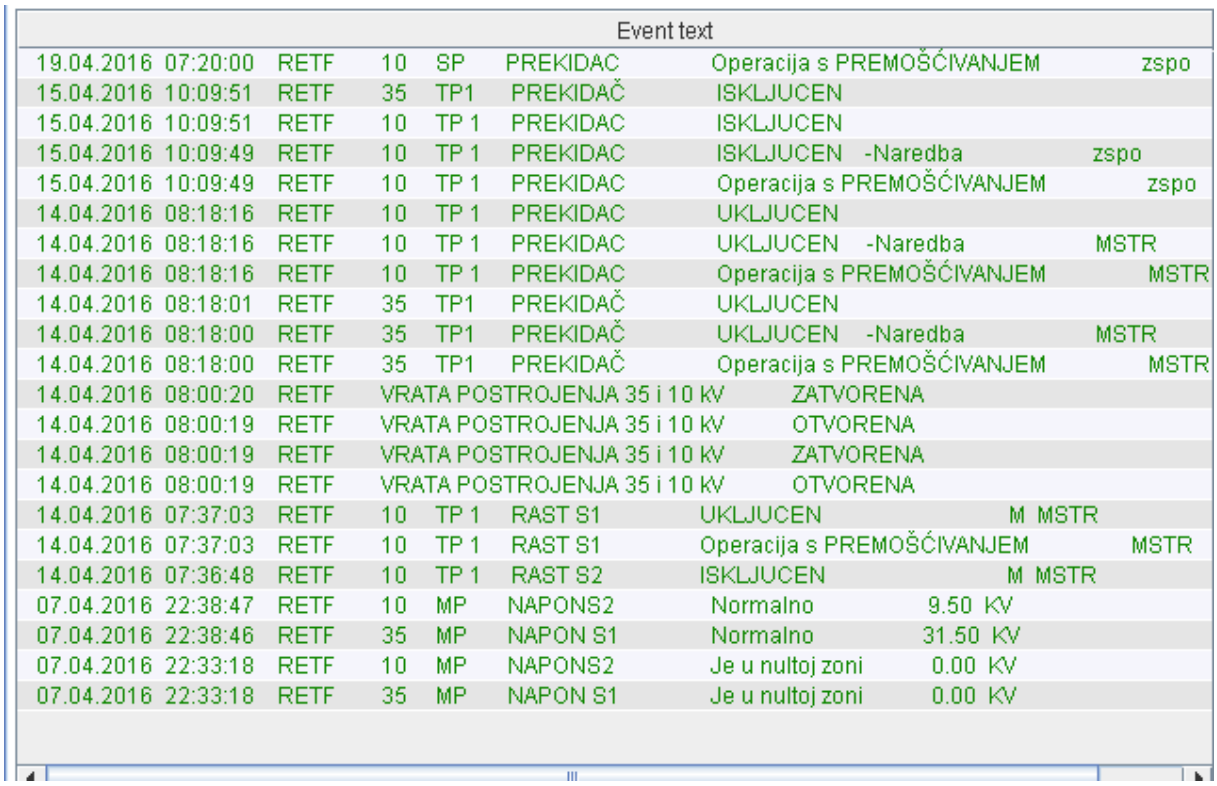
07.04.2016	22:36:52	OSK1	35kV	MP2	NAPON S2	Je u nultoj zoni 0.00 KV	
07.04.2016	22:36:47	OSK1	35kV	MP1	NAPON NA SAB S1	POVRATAK	
07.04.2016	22:36:47	OSK1	35kV	TP 2	PREKIDAC	UKLJUCEN	
07.04.2016	22:36:36	OSK1	35kV	ISTOK	PREKIDAC	Komanda neuspješna	
07.04.2016	22:36:17	OSK1	35kV	ISTOK	PREKIDAC	UKLJUCEN -Naredba	VSA
07.04.2016	22:36:17	OSK1	35kV	ISTOK	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	
07.04.2016	22:36:03	OSK1	35kV	ZAPAD 2	PREKIDAC	ISKLJUCEN	
07.04.2016	22:36:03	OSK1	35kV	ZAPAD 2	PREKIDAC	ISKLJUCEN -Naredba	VSA
07.04.2016	22:36:03	OSK1	35kV	ZAPAD 2	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	
07.04.2016	22:35:55	OSK1	35kV	ZAPAD 1	PREKIDAC	ISKLJUCEN	
07.04.2016	22:35:54	OSK1	35kV	ZAPAD 1	PREKIDAC	ISKLJUCEN -Naredba	VSA
07.04.2016	22:35:54	OSK1	35kV	ZAPAD 1	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	
07.04.2016	22:35:35	OSK1	35kV	SAMAT	PREKIDAC	ISKLJUCEN	
07.04.2016	22:35:35	OSK1	35kV	SAMAT	PREKIDAC	ISKLJUCEN -Naredba	VSA
07.04.2016	22:35:20	OSK1	35kV	ČEPIN	PREKIDAC	ISKLJUCEN	
07.04.2016	22:35:20	OSK1	35kV	ČEPIN	PREKIDAC	ISKLJUCEN -Naredba	VSA
07.04.2016	22:35:20	OSK1	35kV	ČEPIN	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	
07.04.2016	22:33:24	OSK1	35kV	MP1	NAPON S1	Je u nultoj zoni 0.00 KV	
07.04.2016	22:33:16	OSK1	35kV	APU DEF		PRESTANAK	
07.04.2016	22:33:16	OSK1	35kV	Z.KRATKOSPOJNA		PRESTANAK	
07.04.2016	22:33:16	OSK1	35kV	JUG 2	PREKIDAC	ISKLJUCEN	
07.04.2016	22:33:16	OSK1	35kV	JUG 1	PREKIDAC	ISKLJUCEN	
07.04.2016	22:33:16	OSK1	35kV	TP 2	PREKIDAC	ISKLJUCEN	
07.04.2016	22:33:16	OSK1	35kV	Z.KRATKOSPOJNA		ISK	



Event text

07.04.2016	22:33:15	OSK1	35kV	MP1	NAPON NA SAB S1	NESTANAK	
07.04.2016	22:33:15	OSK1	35kV	APU DEF		UPOZ	
07.04.2016	14:04:00	OSK1	35kV	JUG 2	PREKIDAC	UKLJUCEN	
07.04.2016	14:04:00	OSK1	35kV	JUG 2	PREKIDAC	UKLJUCEN -Naredba	TLAU
07.04.2016	14:04:00	OSK1	35kV	JUG 2	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM	T
07.04.2016	14:03:06	OSK1	35kV	JUG 2	RAST S1	UKLJUCEN	

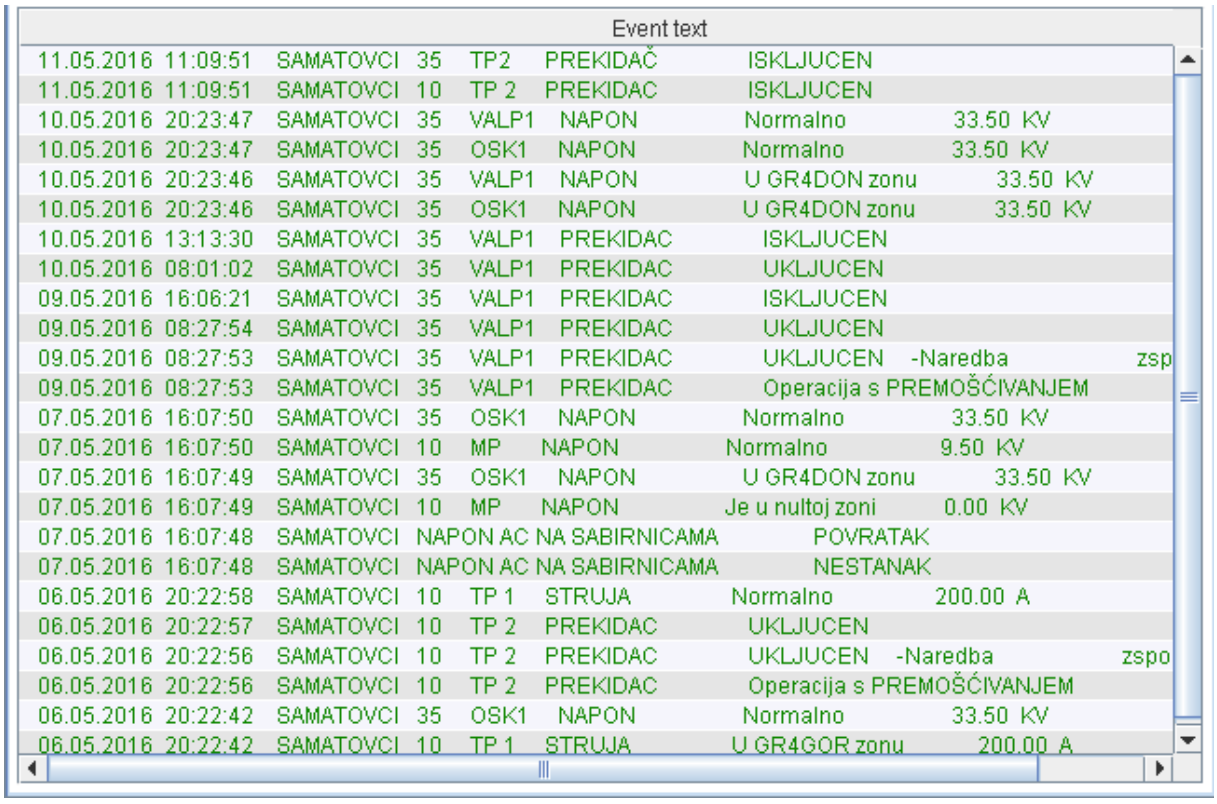
Prilog 5.6. *alarmi za trafostanicu Osijek 1*



Event text

19.04.2016 07:20:00	RETF	10	SP	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM		zspo
15.04.2016 10:09:51	RETF	35	TP1	PREKIDAČ	ISKLJUCEN		
15.04.2016 10:09:51	RETF	10	TP 1	PREKIDAC	ISKLJUCEN		
15.04.2016 10:09:49	RETF	10	TP 1	PREKIDAC	ISKLJUCEN	-Naredba	zspo
15.04.2016 10:09:49	RETF	10	TP 1	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM		zspo
14.04.2016 08:18:16	RETF	10	TP 1	PREKIDAC	UKLJUCEN		
14.04.2016 08:18:16	RETF	10	TP 1	PREKIDAC	UKLJUCEN	-Naredba	MSTR
14.04.2016 08:18:16	RETF	10	TP 1	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM		MSTR
14.04.2016 08:18:01	RETF	35	TP1	PREKIDAČ	UKLJUCEN		
14.04.2016 08:18:00	RETF	35	TP1	PREKIDAČ	UKLJUCEN	-Naredba	MSTR
14.04.2016 08:18:00	RETF	35	TP1	PREKIDAČ	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM		MSTR
14.04.2016 08:00:20	RETF	VRATA POSTROJENJA 35 i 10 kV			ZATVORENA		
14.04.2016 08:00:19	RETF	VRATA POSTROJENJA 35 i 10 kV			OTVORENA		
14.04.2016 08:00:19	RETF	VRATA POSTROJENJA 35 i 10 kV			ZATVORENA		
14.04.2016 08:00:19	RETF	VRATA POSTROJENJA 35 i 10 kV			OTVORENA		
14.04.2016 07:37:03	RETF	10	TP 1	RAST S1	UKLJUCEN	M	MSTR
14.04.2016 07:37:03	RETF	10	TP 1	RAST S1	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM		MSTR
14.04.2016 07:36:48	RETF	10	TP 1	RAST S2	ISKLJUCEN	M	MSTR
07.04.2016 22:38:47	RETF	10	MP	NAPONS2	Normalno	9.50 KV	
07.04.2016 22:38:46	RETF	35	MP	NAPON S1	Normalno	31.50 KV	
07.04.2016 22:33:18	RETF	10	MP	NAPONS2	Je u nultoj zoni	0.00 KV	
07.04.2016 22:33:18	RETF	35	MP	NAPON S1	Je u nultoj zoni	0.00 KV	

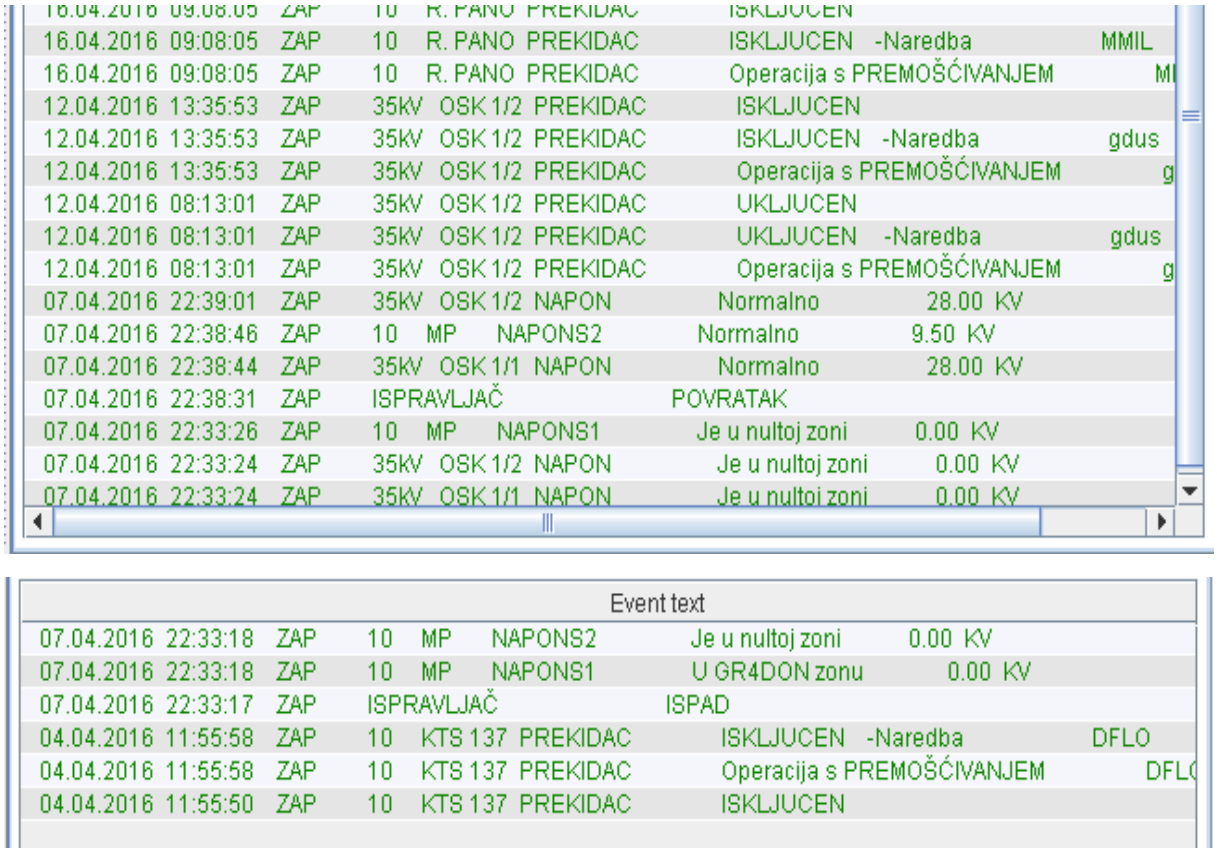
Prilog 5.7. *alarmi za trafostanicu Retfala*



Event text

11.05.2016 11:09:51	SAMATOVCI	35	TP2	PREKIDAČ	ISKLJUCEN		
11.05.2016 11:09:51	SAMATOVCI	10	TP 2	PREKIDAC	ISKLJUCEN		
10.05.2016 20:23:47	SAMATOVCI	35	VALP1	NAPON	Normalno	33.50 KV	
10.05.2016 20:23:47	SAMATOVCI	35	OSK1	NAPON	Normalno	33.50 KV	
10.05.2016 20:23:46	SAMATOVCI	35	VALP1	NAPON	U GR4DON zonu	33.50 KV	
10.05.2016 20:23:46	SAMATOVCI	35	OSK1	NAPON	U GR4DON zonu	33.50 KV	
10.05.2016 13:13:30	SAMATOVCI	35	VALP1	PREKIDAC	ISKLJUCEN		
10.05.2016 08:01:02	SAMATOVCI	35	VALP1	PREKIDAC	UKLJUCEN		
09.05.2016 16:06:21	SAMATOVCI	35	VALP1	PREKIDAC	ISKLJUCEN		
09.05.2016 08:27:54	SAMATOVCI	35	VALP1	PREKIDAC	UKLJUCEN		
09.05.2016 08:27:53	SAMATOVCI	35	VALP1	PREKIDAC	UKLJUCEN	-Naredba	zsp
09.05.2016 08:27:53	SAMATOVCI	35	VALP1	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM		
07.05.2016 16:07:50	SAMATOVCI	35	OSK1	NAPON	Normalno	33.50 KV	
07.05.2016 16:07:50	SAMATOVCI	10	MP	NAPON	Normalno	9.50 KV	
07.05.2016 16:07:49	SAMATOVCI	35	OSK1	NAPON	U GR4DON zonu	33.50 KV	
07.05.2016 16:07:49	SAMATOVCI	10	MP	NAPON	Je u nultoj zoni	0.00 KV	
07.05.2016 16:07:48	SAMATOVCI	NAPON AC NA SABIRNICAMA			POVRATAK		
07.05.2016 16:07:48	SAMATOVCI	NAPON AC NA SABIRNICAMA			NESTANAK		
06.05.2016 20:22:58	SAMATOVCI	10	TP 1	STRUJA	Normalno	200.00 A	
06.05.2016 20:22:57	SAMATOVCI	10	TP 2	PREKIDAC	UKLJUCEN		
06.05.2016 20:22:56	SAMATOVCI	10	TP 2	PREKIDAC	UKLJUCEN	-Naredba	zspo
06.05.2016 20:22:56	SAMATOVCI	10	TP 2	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM		
06.05.2016 20:22:42	SAMATOVCI	35	OSK1	NAPON	Normalno	33.50 KV	
06.05.2016 20:22:42	SAMATOVCI	10	TP 1	STRUJA	U GR4GOR zonu	200.00 A	

Prilog 5.8. *alarmi za trafostanicu Samatovci*



16.04.2016	09:08:05	ZAP	10	R. PANO	PREKIDAC	ISKLJUCEN	-Naredba	MMIL
16.04.2016	09:08:05	ZAP	10	R. PANO	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM		MI
12.04.2016	13:35:53	ZAP	35kV	OSK 1/2	PREKIDAC	ISKLJUCEN		
12.04.2016	13:35:53	ZAP	35kV	OSK 1/2	PREKIDAC	ISKLJUCEN	-Naredba	gdus
12.04.2016	13:35:53	ZAP	35kV	OSK 1/2	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM		g
12.04.2016	08:13:01	ZAP	35kV	OSK 1/2	PREKIDAC	UKLJUCEN		
12.04.2016	08:13:01	ZAP	35kV	OSK 1/2	PREKIDAC	UKLJUCEN	-Naredba	gdus
12.04.2016	08:13:01	ZAP	35kV	OSK 1/2	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM		g
07.04.2016	22:39:01	ZAP	35kV	OSK 1/2	NAPON	Normalno	28.00 KV	
07.04.2016	22:38:46	ZAP	10	MP	NAPONS2	Normalno	9.50 KV	
07.04.2016	22:38:44	ZAP	35kV	OSK 1/1	NAPON	Normalno	28.00 KV	
07.04.2016	22:38:31	ZAP	ISPRAVLJAČ			POVRATAK		
07.04.2016	22:33:26	ZAP	10	MP	NAPONS1	Je u nultoj zoni	0.00 KV	
07.04.2016	22:33:24	ZAP	35kV	OSK 1/2	NAPON	Je u nultoj zoni	0.00 KV	
07.04.2016	22:33:24	ZAP	35kV	OSK 1/1	NAPON	Je u nultoj zoni	0.00 KV	

Event text								
07.04.2016	22:33:18	ZAP	10	MP	NAPONS2	Je u nultoj zoni	0.00 KV	
07.04.2016	22:33:18	ZAP	10	MP	NAPONS1	U GR4DON zonu	0.00 KV	
07.04.2016	22:33:17	ZAP	ISPRAVLJAČ			ISPAD		
04.04.2016	11:55:58	ZAP	10	KTS 137	PREKIDAC	ISKLJUCEN	-Naredba	DFLO
04.04.2016	11:55:58	ZAP	10	KTS 137	PREKIDAC	Operacija s PREMOŠĆIVANJEM		DFL
04.04.2016	11:55:50	ZAP	10	KTS 137	PREKIDAC	ISKLJUCEN		

Prilog 5.9. *alarmi za trafostanicu Zapad*