

# Određivanje optimalnih lokacija daljinski upravljivih rastavljača u elektroenergetskim distribucijskim mrežama

---

Balaško, Dubravko

Scientific master's theses / Magistarski rad

2011

*Degree Grantor / Ustanova koja je dodijelila akademski / stručni stupanj:* **University of Zagreb, Faculty of Electrical Engineering and Computing / Sveučilište u Zagrebu, Fakultet elektrotehnike i računarstva**

*Permanent link / Trajna poveznica:* <https://urn.nsk.hr/urn:nbn:hr:168:334365>

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

*Download date / Datum preuzimanja:* **2024-12-12**



*Repository / Repozitorij:*

[FER Repository - University of Zagreb Faculty of Electrical Engineering and Computing repository](#)



SVEUČILIŠTE U ZAGREBU  
FAKULTET ELEKTROTEHNIKE I RAČUNALSTVA

Dubravko Balaško

**ODREĐIVANJE OPTIMALNIH LOKACIJA  
DALJINSKI UPRAVLJIVIH RASTAVLJAČA  
U ELEKTROENERGETSKIM  
DISTRIBUCIJSKIM MREŽAMA**

MAGISTARSKI RAD

Zagreb, 2011.

Magistarski rad je izrađen u

Fakultet elektrotehnike i računarstva  
Zavod za visoki napon i energetiku

|

HEP Operator distribucijskog sustava  
Elektra Križ

Mentor: prof.dr.sc. Tomislav Tomiša

Magistarski rad ima: 102 stranica

Magistarski rad br.: \_\_\_\_\_

**POVJERENSTVO ZA OCJENU U SASTAVU:**

1. Prof.dr.sc. Igor Kuzle – predsjednik
2. Prof.dr.sc.Tomislav Tomiša – mentor
3. Prof.dr.sc. Krešimir Meštrović –  
Tehničko veleučilište u Zagrebu Zagreb

**POVJERENSTVO ZA OBRANU U SASTAVU:**

1. Prof.dr.sc. Igor Kuzle – predsjednik
2. Prof.dr.sc.Tomislav Tomiša – mentor
3. Prof.dr.sc. Krešimir Meštrović –  
Tehničko veleučilište u Zagrebu Zagreb
4. Prof.dr.sc. Ante Marušić – zamjenik

Datum obrane: 21. prosinca 2011. god.

## SADRŽAJ

<b>1. UVOD.....</b>	<b>5</b>
<b>2. ORGANIZACIJA I NADLEŽNOSTI NAD VOĐENJEM ELEKTROENERGETSKOM DISTRIBUCIJSKOM MREŽOM U HRVATSKOJ .....</b>	<b>7</b>
2.1. HEP OPERATOR DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA.....	7
2.2. ELEKTRA KRIŽ .....	8
<b>3. ZNAČAJKE ELEKTROENERGETSKE DISTRIBUCIJSKE MREŽE.....</b>	<b>9</b>
3.1. DISTRIBUCIJSKA MREŽA HRVATSKE.....	9
3.2. DISTRIBUCIJSKA MREŽA ELEKTRE KRIŽ .....	12
3.2.1. 35 kV mreža .....	12
3.2.2. 10 kV mreža .....	13
<b>4. RASTAVNI UREĐAJI .....</b>	<b>17</b>
4.1. RASTAVNI UREĐAJI U TRAFOSTANICAMA .....	17
4.2. RASTAVNI UREĐAJI NA VODOVIMA.....	21
<b>5. DALJINSKI NADZOR I VOĐENJE ELEKTROENERGETSKE DISTRIBUTIVNE MREŽE.....</b>	<b>26</b>
5.1. SUSTAV DALJINSKOG NADZORA .....	26
5.2. AUTOMATIZACIJA SREDNJENAPONSKE MREŽE PO DUBINI .....	29
5.3. MJERENJA U SN MREŽI.....	30
5.3.1. Vrste mjerenja.....	31
5.3.2. Pogonska mjerenja.....	32
5.4. ELEKTRANE U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI.....	36
5.5. EVIDENCIJA I OBRADA ZASTOJA .....	37
5.5.1. Dispečerska dokumentacija .....	37
5.5.2. Aplikacija za praćenje stabilnosti opskrbe - DISPO.....	38
<b>6. RASPOLOŽIVOST ELEKTROENERGETSKE DISTRIBUCIJSKE MREŽE .....</b>	<b>39</b>
6.1. POUZDANOST .....	39
6.1.1. Pokazatelji pouzdanosti .....	41
6.2. KVAR.....	42
6.2.1. Vrijeme trajanja kvara.....	43
<b>7. METODE ZA ODREĐIVANJE OPTIMALNOG RASPOREDA RASTAVLJAČA .....</b>	<b>45</b>
7.1. DEFINIRANJE PROBLEMA .....	46
7.2. ODREĐIVANJE CIJENE PREKIDA.....	47
7.3. RAZVOJ ALGORITMA.....	49
7.3.1. Tehnika prebrojavanja.....	49
7.3.2. Tehnike direktnog pretraživanja i pretraživanje prepolavljanjem.....	50
7.4. STUDIJSKI SISTEM.....	52
7.4.1. Primjer na jednostavnoj mreži.....	53
7.4.2. Primjer na stvarnom sistemu .....	56
<b>8. PARAMETRI I UTJECAJ KARAKTERISTIČNIH VELIČINA NA IZBOR LOKACIJA DALJINSKI UPRAVLJIVIH RASTAVLJAČA .....</b>	<b>59</b>
8.1. OSNOVNE KARAKTERISTIKE DALEKOVODA .....	61
8.2. UTVRĐIVANJE RASPODJELE TERETA PO DALEKOVODU .....	63
8.3. ANALIZA KVAROVA.....	67
8.4. TROŠKOVI NEISPORUČENE ELEKTRIČNE ENERGIJE .....	70
<b>9. ODABIR LOKACIJA DALJINSKI UPRAVLJIVIH RASTAVLJAČA U ELEKTROENERGETSKOJ DISTRIBUTIVNOJ MREŽI ELEKTRE KRIŽ.....</b>	<b>74</b>
9.1. ANALIZA DV 10 kV KRIŽ .....	76

9.2.	ANALIZA DV 10 kV STRUŽEC.....	78
9.2.1.	Varijanta 1.....	79
9.2.2.	Varijanta 2.....	80
<b>10.</b>	<b>ZAKLJUČAK.....</b>	<b>84</b>
<b>11.</b>	<b>DODACI.....</b>	<b>85</b>
11.1.	OBRAZAC KRATKOTRAJNIH POGONSKIH MJERENJA .....	85
11.2.	DV 10 kV KRIŽ – RASPODJELA OPTEREĆENJA PO TS 10/0,4 kV NA OSNOVU KRATKOTRAJNIH POGONSKIH MJERENJA ( PODACI 2009. - 2011. GODINA.....	86
11.3.	DV 10 kV STRUŽEC – RASPODJELA OPTEREĆENJA PO TS 10/0,4 kV NA OSNOVU KRATKOTRAJNIH POGONSKIH MJERENJA ( PODACI 2009. - 2011. GODINA.....	87
11.4.	DV 10 kV KRIŽ – PREKIDI U NAPAJANJU PO TS 10/0,4 kV IZ PROGRAMA DISPO ( PODACI ZA PERIOD 2006. – 2010. GODINA .....	88
11.5.	DV 10 kV STRUŽEC – PREKIDI U NAPAJANJU PO TS 10/0,4 kV IZ PROGRAMA DISPO ( PODACI ZA PERIOD 2006. – 2010. GODINA .....	89
<b>12.</b>	<b>POPIS LITERATURE.....</b>	<b>90</b>
<b>13.</b>	<b>POPIS INTERNETSKIH ADRESA .....</b>	<b>92</b>
<b>14.</b>	<b>POPIS OZNAKA.....</b>	<b>93</b>
<b>15.</b>	<b>KAZALO POJMOVA.....</b>	<b>94</b>
<b>16.</b>	<b>PRILOZI.....</b>	<b>96</b>
16.1.	PREGLEDNA KARTA MREŽE HEP ODS ELEKTRE KRIŽ .....	96
<b>17.</b>	<b>SAŽETAK.....</b>	<b>97</b>
<b>18.</b>	<b>SUMMARY.....</b>	<b>98</b>
<b>19.</b>	<b>ŽIVOTOPIS.....</b>	<b>99</b>
<b>20.</b>	<b>CURRICULUM VITEA .....</b>	<b>101</b>

## 1. UVOD

Usvajanjem paketa zakona (Zakon o energiji, Zakon o tržištu električne energije, Zakon o reguliranju energetske djelatnosti) stvaraju se uvjeti da hrvatsko energetsko tržište, a time i elektroenergetski sektor krene u proces liberalizacije, restrukturiranja i privatizacije (deregulacije). Promatrajući samo elektroenergetski sektor u Hrvatskoj, tržište električne energije nalazi se pod monopolom Hrvatske elektroprivrede d.d. Zagreb (HEP).

Pravila ponašanja na europskom energetskom tržištu propisana su Direktivom 96/92/EC Europskog parlamenta i Vijeća europske i ostalim normama Europske unije. HEP-u predstoje velike promjene u organizaciji kako bi se prihvatila pravila ponašanja na europskom tržištu električne energije. Pored restrukturiranja tvrtke, HEP se treba pripremiti za ulazak na tržište električne energije na kojem se cijena električne energije određuje na temelju ponude i potražnje u ozračju konkurencije. Da se energetski sektor učini što djelotvornijim neophodno je pored organizacijskih promjena odgovorniji i stručniji pristup vođenju elektroenergetskog sustava (EES-a), kvalitetnijem gospodarenju, pouzdanijoj isporuci kvalitetne električne energije i profesionalnijem odnosu prema kupcima što je uz napredak računarstva danas realno ostvarivo.

Usklađivanje hrvatskoga energetskog zakonodavstva i energetskog sektora s Trećim paketom energetskih propisa Europske unije je obveza preuzeta u procesu pristupnih pregovora s Europskom unijom. Europska unija je tijekom pregovora u poglavlju 15 Energetika definirala četiri mjerila za zatvaranje poglavlja 15, među kojima je bilo i pitanje "jačanja tržišta električne energije i prirodnog plina", čije je funkcioniranje percipirano kao netransparentno, dobrim dijelom netržišno i iznimno zatvoreno, bez prave konkurencije među energetskim subjektima. Poglavlje 15 je "privremeno" zatvoreno krajem studenog 2009. godine uz utvrđivanje obveze prilagodbe hrvatskoga energetskog sektora i energetskog zakonodavstva zahtjevima Trećeg paketa energetskih propisa. Treći paket energetskih propisa odnosi se na tržišta električne energije i prirodnog plina. Usvojen je u Europskom parlamentu i Vijeću Europske unije 13. srpnja 2009. Primjena zahtjeva iz Trećeg paketa energetskih propisa obvezujuća je za sve zemlje članice Europske unije, uključujući i Republiku Hrvatsku koja je u obvezi provoditi sve zahtjeve Vijeća Europske unije kao da je već punopravna članica. Rok za usklađivanje energetskog zakonodavstva bio je 3. ožujka 2011., a za operatora prijenosnog/transportnog sustava 3. ožujka 2012. godine.

Proces usklađivanja hrvatskoga energetskog zakonodavstva i energetskog sektora donosi neminovno određene promjene u odnosu na aktualnu organizacijsku strukturu i način poslovanja u sektoru.

U distribucijskim poduzećima rezultat svih ovih aktivnosti trebala bi biti opskrba kupaca kvalitetnom električnom energijom uz ekonomski prihvatljivu

cijenu. Jedan od pokazatelja kvalitete električne energije pored kvalitete napona koji je opisan električnim veličinama i granicama u kojima se smije kretati su i prekidi u isporuci električne energije kupcima.

Prekide zbog planiranih radova (broj i duljina trajanja) ovise o samom operateru distribucijske mreže na koje može više ili manje utjecati sljedećim postupcima:

- dobrim preventivnim održavanjem,
- dobrim planiranjem razvoja distribucijske mreže,
- kvalitetnom pripremom uklopnog stanja za izvođenje radova,
- kvalitetnim planiranjem izvođenja radova,
- opremljenošću i obučenošću radnika koji izvode radove (rad pod naponom).

Preostali prekidi su prekidi zbog kvarova na komponentama distribucijske mreže, a nastaju zbog dotrajalosti ili oštećenje elemenata mreže, odnosno vanjskih utjecaja (viša sila, treća osoba,.. ). Na broj i duljinu trajanja prekida zbog kvarova operater mreže ne može utjecati. Zahvatima i ulaganjima u mrežu povećava se raspoloživost mreže i smanjuje broj i duljina trajanja prekida zbog osiguravanja alternativnog (rezervnog) napajanja. Standardna tehnika povećanja raspoloživosti su izgradnja novih dijelova mreže s ciljem prstenaste strukture ili rezervnog napajanja, odnosno interpolacija novih transformatorskih stanica, pravovremenom zamjenom dotrajalih elemenata distribucijske mreže, i dr. Alternativa metoda optimiranja rada i vođenja mreže pored nadzora u realnom vremenu pomoću SCADA sustava distribucijskih stanicama TS 110/x i TS 35(30)/x su i rastavni uređaji koji se uključuju u daljinsko vođenje u cilju automatizacija srednjenaponske mreže. Zbog velikog broja rastavnih naprava u mreži potrebno je odrediti optimalni broj i lokacije u koje će se investirati kako bi se rastavni uređaji uključili u daljinsko vođenje. Smanjenje troškova ostvaruje se primarno uštedom na neisporučenoj električnoj energiji i troškovima rada radnika. Povećanje raspoloživosti mreže smanjuje vrijeme trajanja prekida u napajanju kupaca.

U radu će se analizirati parametri koji primarno utječu na optimalni izbor lokacija daljinski upravljanih rastavljača.



## **2. ORGANIZACIJA I NADLEŽNOSTI NAD VOĐENJEM ELEKTROENERGETSKOM DISTRIBUCIJSKOM MREŽOM U HRVATSKOJ**

### **2.1. HEP Operator distribucijskog sustava**

Temeljne djelatnosti Društva HEP Operatora distribucijskog sustava su distribucija električne energije i opskrba električnom energijom tarifnog kupca i kupca bez opskrbljivača. Društvo u obavljanju svojih djelatnosti mora omogućiti siguran, pouzdan i učinkovit pogon distribucijske mreže, osigurati nepristranost prema korisnicima distribucijske mreže i osobito prema povezanim društvima unutar HEP grupe. Društvo daje informacije korisnicima mreže koje su im potrebne za učinkovit pristup i korištenje mreže, osigurava pristup mreži razvidnim i nepristranim načelima i osigurava energiju za pokriće gubitka u distribucijskoj mreži sukladno razvidnim, nepristranim i tržišnim načelima, vodi brigu o gubicima u mreži i vrši godišnju analizu gubitaka.

U obavljanju poslova, Društvo gospodari distribucijskom mrežom te obavlja poslove vođenja pogona, održavanja, razvoja i izgradnje distribucijske mreže, priključenja novih korisnika mreže, poslove projektiranja, građenja te poslove opskrbe tarifnih kupaca i kupaca bez opskrbljivača [14].

Na području Republike Hrvatske distribucija električne energije organizirana je u dvadeset jednu organizacijsku jedinicu (Elektru).

Sektor za gospodarenje mrežom i informatičku potporu organizira i obavlja poslove kojima se osigurava racionalno i učinkovito vođenje distribucijskog sustava, pokriće gubitaka, utvrđuju se parametri vezani uz korištenje mreže, parametri kvalitete električne energije, metode i strategija održavanja te pruža informatička potpora [14].

Sektor je funkcionalno nadređen službama za vođenje pogona, službama za održavanje i odjelima za poslovnu informatiku u distribucijskim područjima. Poslovi Sektora obavljaju se djelom izravno, a dijelom organiziranjem, planiranjem, koordinacijom i nadzorom poslova u distribucijskim područjima. Sektor surađuje i koordinira rad s HEP-om d.d. i ostalim društvima HEP grupe u području svoje nadležnosti.

Služba za vođenje sustava u sektoru izrađuje preglede, analize, izvješća, organizira i prati evidencije pogonskih događaja, utvrđuje unapređenja projektnih i izvedbenih rješenja konfiguracije mreže.

## 2.2. Elektra Križ

U distribucijskim područjima Služba za vođenje pogona obavlja poslove vođenja pogona distribucijske mreže, poslove razvoja i održavanja sustava daljinskog vođenja, sustava MTU i sustava komunikacija, poslove razvoja i održavanja relejne zaštite i lokalne automatike, poslova praćenja kvalitete električne energije te poslove pogonskih i specijalističkih mjerenja. Nadležnost vođenja je nad cijelom distribucijskom mrežom područja, a putem dežurnih ekipa (SPS) locira i otklanja manje kvarove [14].

### **3. ZNAČAJKE ELEKTROENERGETSKE DISTRIBUCIJSKE MREŽE**

#### **3.1. Distribucijska mreža Hrvatske**

Distribucijska mreža Hrvatske obuhvaća nekoliko naponskih razina (110 kV, 35 (30) kV, 10 (20) kV, 0,4 kV). Mreža 110 kV u pravilu je u nadležnosti HEP OPS-a tako da je njen udio u HEP ODS-u vrlo mali. Spuštanjem prema nižim naponskim razinama povećava se duljina mreže: 35 kV – 4.500 km, 20 kV – 5.000 km, 10 kV – 30.300 km, 0,4 kV – 62.500 km i oko 30.000 km nisko naponskih priključaka. Ovako velika mreža rasprostire se po cijelom području Hrvatske u različitim klimatskim uvjetima (kontinentalna, planinska, mediteranska) i u različitim uvjetima okoline (urbano područje, šume, planinsko, primorsko) sve u cilju da električna energija bude dostupna svim građanima Republike Hrvatske.

Tijekom 2009. godine značajno je porastao interes za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije, odnosno za investiranje u izgradnju elektrana koje se priključuju na distribucijsku mrežu, tako da problem prilagodbe mreže distribuiranoj proizvodnji zauzima sve značajnije mjesto u distribucijskoj djelatnosti. U tijeku je izrada tehničkih uvjeta za priključenje elektrana na distribucijsku mrežu te ustrojavanje sustava praćenja njihovog priključenja na mrežu. U suradnji s ostalim subjektima (HEP OPS, Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva, HERA, HROTE) kontinuirano se radi na usklađenju i pojednostavljenju propisnih postupaka.

Nastavljen je ciklus revitalizacije srednjih centara vođenja s ciljem uspostave jedinstvene arhitekture sustava daljinskog nadzora i vođenja elektroenergetske mreže HEP ODS-a. U punoj je primjeni program DISPO u koji se upisuju pogonski događaji za cijelu distribucijsku mrežu, po svim naponskim razinama. Podatci o planiranim i prisilnim zastojevima u mreži, odnosno pokazatelji kvalitete pouzdanosti napajanja (po distribucijskim područjima i ukupno za cijelu mrežu) statistički se obrađuju i dostavljaju HERA-i u sklopu Godišnjeg izvješća o kvaliteti opskrbe električnom energijom.

Da bi se distribucijska mreža vodila optimalno u tijeku je realizacija projekta EDM SAP s ciljem upravljanja podacima i njihove razmjene s ostalim sudionicima na tržištu električne energije. Odvajanjem mjernih podataka od obračuna i naplate električne energije omogućit će se nepristran odnos prema svim korisnicima mjernih podataka na tržištu električne energije. U tu svrhu se prilagođava postojeći program HEP Billing (usklađenje s aplikacijom EDM SAP).

Nastavlja se ugradnja intervalnih brojila s daljinskom komunikacijom, a predmetna obračunska mjerna mjesta uključuju se u sustav daljinskog očitavanja (AMR) koji obuhvaća približno 15.000 obračunskih mjernih mjesta. Time se ispunjavaju propisane obveze te omogućuje prikupljanje mjernih

podataka potrebnih za funkcioniranje tržišta električnom energijom. Također, realizirana su istraživanja s ciljem utvrđivanja nadomjesnih dijagrama opterećenja za pojedine kategorije kupaca kod kojih nisu ugrađena intervalna brojila s daljinskom komunikacijom.

Distribucijska mreža sadrži vrlo veliki broj različitih vrsta kabela. Najviše su zastupljeni kabeli s izolacijom od umreženog polietilena (XHP 48, XHE 49, ...), čiji udio iznosi oko 38 %. Međutim, gledano po distribucijskim područjima, njihov udio varira u širokim granicama: između 8 % i 55 %. Slična je situacija i kod kabela s papirnom izolacijom (IPO 1 3 i sl.): na razini HEP-a njihova zastupljenost je 24 %, a po distribucijskim područjima zastupljenost je između 0 % i 64 % [15].

U zračnoj mreži presjeci faznih vodiča pretežno su maleni; kod 72 % vodova manji su od 50 Al/Č, dok je samo 13 % vodova izgrađeno s vodičima većih od 50 Al/Č. Dakako, i ovdje je prisutna znatna raznolikost između distribucijskih područja. Primjerice, udio vodova s velikim presjecima vodiča (95 ili 120 Al/Č) varira između 0 % i 49 % [15].

Većina nadzemnih vodova 10(20) kV izgrađena je na drvenim stupovima (oko 77 % svih vodova). No, zastupljenost pojedinih tehnologija po distribucijskim područjima znatno varira:

- udio vodova na drvenim stupovima kreće se u granicama između 50 % i 98 %,
- udio vodova na betonskim stupovima varira između 0 % i 63 %,
- udio vodova na čelično – rešetkastim stupovima, ovisno o području varira između 0% i 4 %.

U **Tablici 1.** odnosno **Tablici 2.** prikazani su temeljni podaci HEP ODS-a za 2009. godinu, iz čega se vidi struktura mreže i trafostanica po pojedinim Elektrama.

Tablica 1. Struktura i broj trafostanica (2009.)

Red br.	Distribucijsko područje	Trafostanice 110/35(30) kV		Trafostanice 110/35(30)/10(20) kV		Trafostanice 110/10(20) kV		Trafostanice 35(30)/10(20) kV		Trafostanice 20/0,4 kV		Trafostanice 10/0,4 kV	
		Vlastite	Zajedničke	Vlastite	Zajedničke	Vlastite	Zajedničke	Vlastite	Zajedničke	Vlastite	Zajedničke	Vlastite	Zajedničke
		kom	kom	kom	kom	kom	kom	kom	kom	kom	kom	kom	kom
1.	Zagreb		3		2	5	9	20	2	745	87	2620	599
2.	Zabok		1		2		1	11	1	56	28	769	48
3.	Varaždin		1		1		1	9		19	10	742	60
4.	Čakovec				2			10				494	105
5.	Koprivnica		2		1			11	2			685	117
6.	Bjelovar		1		1		1	13				751	24
7.	Križ		3				1	18				1287	6
8.	Osijek		2		5		2	24				1456	13
9.	Vinkovci							19		37		767	
10.	Slavonski Brod		1		1		1	14				680	
11.	Pula		1		8	1	1	19	2	689	16	1185	52
12.	Rijeka		6				7	25	15	1140	138	718	152
13.	Split		3		2	1	2	39				2456	183
14.	Zadar		2		1		4	9	1			1074	77
15.	Šibenik						1	15				999	92
16.	Dubrovnik							14				606	
17.	Karlovac		1		1		2	14	1	151	14	1415	61
18.	Sisak		1			1	2	6		501		466	2
19.	Gospić		1		2		2	21		83	6	920	64
20.	Virovitica							8				440	11
21.	Požega							6				386	10
UKUPNO		0	29	0	29	8	37	325	24	3421	299	20916	1676

Tablica 2. Struktura i dužina mreže (2009)

Red br.	Distribucijsko područje	Vodovi 110 kV			Vodovi 35,30 kV			Vodovi 20 kV			Vodovi 10 kV			Mreža 0,4 kV			Kućni priključci		
		DV	KB	mor	DV	KB	mor	DV	KB	mor	DV	KB	mor	ZM	ZM	KB	ZP	ZP	KB
		km	km	km	km	km	km	km	km	km	km	km	km	km	gola	izol	km	gola	izol
1.	Zagreb	22,6	6,2		106,6	194,3		326,4	518,5		1068,7	2443,9		1974,7	2752,7	2186,9	768,1	3211,4	1463,5
2.	Zabok				108,0	7,0		15,7	102,8		722,8	183,4		1429,2	1100,9	156,7	40,5	1221,5	279,8
3.	Varaždin	16,0			60,0	11,0		15,0	26,0		744,0	343,0		1330,0	778,0	541,0	304,0	850,0	441,0
4.	Čakovec				104,0	14,6					290,5	331,9		218,3	561,4	176,6		999,1	167,8
5.	Koprivnica				118,6	15,4					720,6	336,7		1662,0	549,9	357,5	25,8	640,9	205,0
6.	Bjelovar				73,0	49,3					937,7	154,1		819,3	579,5	205,2	185,4	780,9	76,5
7.	Križ				244,0	23,8					1486,4	253,9		1320,0	822,9	229,6	460,0	730,6	53,6
8.	Osijek				256,0	75,8					1579,5	564,3		1981,8	799,3	560,5	101,7	707,5	504,7
9.	Vinkovci				170,0	87,4		35,3	19,1		588,3	466,5		1132,9	610,4	456,0		504,2	
10.	Slavonski Brod				124,7	19,4					753,4	211,4		788,6	349,2	410,5	118,3	363,5	68,8
11.	Pula				262,8	92,7	1,2	739,8	223,1	2,4	913,8	515,9	10,9	1083,3	1441,9	1853,2	6,1	65,6	266,5
12.	Rijeka				246,3	177,5	34,7	601,7	1101,0	0,2	199,6	653,5	23,0	139,7	2731,7	1625,4	11,3	1056,5	1061,0
13.	Split		4,8		295,1	230,5	66,2				1897,1	1428,1	26,2	2514,5	3920,1	2278,8	730,9	986,7	1670,5
14.	Zadar	17,0		5,8	78,7	73,1	31,0		14,8		1374,4	946,4	65,0	470,3	1223,7	1960,0	158,9	58,3	1310,7
15.	Šibenik				131,0	11,0					1160,5	412,4	39,2	1197,4	868,0	795,9	489,9	634,1	1091,0
16.	Dubrovnik				173,0	19,0	2,0				576,0	466,0	50,0	690,0	318,0	973,0	278,0	192,0	631,0
17.	Karlovac				261,2	125,4		160,0	160,0		1277,3	157,8		1850,3	609,4	47,0	248,4	759,1	50,7
18.	Sisak	5,5			38,5	30,7		725,0	106,2		772,6	220,0		1211,5	1182,6	249,7	705,0	590,8	93,8
19.	Gospić				304,3	9,9		128,7	9,1		1476,4	222,1		1004,1	1336,7	197,5	187,4	567,8	195,2
20.	Virovitica				62,0	5,0					588,0	103,0		306,0	429,0	246,0	41,0	316,0	264,0
21.	Požega				90,8	8,8					486,7	98,7		397,6	369,3	195,6	7,3	179,4	24,9
UKUPNO		61,1	11,0	5,8	3308,6	1281,6	135,1	2747,6	2280,6	2,6	19614,3	10513,0	214,3	23521,5	23334,6	15702,6	4868,0	15415,9	9920,0

### 3.2. Distribucijska mreža Elektre Križ

Distribucijsko područje Elektra Križ brine se o elektrodistribucijskim postrojenjima i kupcima koji se prostiru na površini od 3992 km<sup>2</sup>, a nalaze se dijelom u 5 županija (Bjelovarsko-bilogorska, Sisačko-moslavačka, Požeško-slavonska, Zagrebačka, Virovitičko-podravska) i 26 jedinica lokalne samouprave (gradova i općina).

Nabava električne energije za kupce Elektra Križ ostvaruje se preko tri trafostanice u nadležnosti HEP OPS-a i jedne u izgradnji:

- TS 110/35kV                    IVANIĆ (GRABERJE)
- TS 220/110/35kV            MEĐURIĆ
- TS 110/35kV                 DARUVAR
- RS 10(20) kV                PETROKEMIJA.

#### Elektroenergetski sustav "Elektre" Križ obuhvaća:

- |                               |                                |             |
|-------------------------------|--------------------------------|-------------|
| - dalekovodi 35 kV            | - goli vodiči                  | 244 km      |
|                               | - kabeli                       | 16 km       |
| - dalekovodi 10Kv             | - goli vodiči                  | 1.488 km    |
|                               | - kabeli                       | 254 km      |
| - mreže 0,4kV                 | - goli vodiči                  | 1.239 km    |
|                               | - S K S                        | 904 km      |
|                               | - kabeli                       | 257 km      |
| - TS 35/10kV                  |                                | 18 kom      |
| - TS 10/0,4kV                 |                                | 1.293 kom   |
| - potrošači                   | - kućanstvo                    | 67.472      |
| - potrošače                   | - ostali ( VN, OPN, javna r. ) | 6.394       |
| - nabava električne energije  |                                | 415 695 MWh |
| - prodaja električne energije |                                | 378 439 MWh |
| - gubici                      |                                | 8,96 %      |
| - vršno opterećenje           |                                | 89,8 MW     |

Osnovni podaci o elektroenergetskom sustavu odnose se na 2010. godinu [16].

U svim trafostanicama 35/10 kV instalirana su po dva energetska transformatora koji rade u paraleli. Nazivne snage transformatora su 2,5, 4 i 8 MVA, što ovisi o vršnom opterećenju konzuma kojeg napajaju.

#### 3.2.1. 35 kV mreža

Izvori 35 kV mreže su TS (220)/110/35 kV IVANIĆ, MEĐURIĆ, DARUVAR i PETROKEMIJE koji preko 13 izvoda napajaju 18 TS 35/10 kV u vlasništvu DP ELEKTRE Križ i jedna TS u vlasništvu INE d.d.. Sve trafostanice 35/10 kV preko 35 kV mreže imaju mogućnost dvostranog napajanja osim:

- TS 35/10 kV ŠUMEĆANI,
- TS 35/10 kV ČAZMA,
- TS 35/10 kV ŽUTICA.

U normalnom pogonskom stanju 35 kV mreža rastavljena je na tri dijela uz pripadajuću TS (220)/110/35 kV.

U izvanrednom pogonskom stanju osim preko navedene tri TS (220)/110/35 kV, konzum Elektre Križ može se napajati i preko 35 kV dalekovoda koji povezuju susjedno distribucijsko područje. To su dalekovodi Novska – Okučani (veza s Elektra - Slavonski Brod) i Mali Zdenci – Grđevac (veza s Elektra - Bjelovar).

Neutralna točka 35 kV mreže je uzemljena preko malog otpora.  
Duljina dalekovoda se kreće u granicama:

< 5 km	- 8 dalekovoda
5 - 10 km	- 6 dalekovoda
10 - 20 km	- 12 dalekovoda
20 - 30 km	- 1 dalekovod
30 - 40 km	- 1 dalekovod

Za 35 kV mrežu proveden je proračun struja kratkog spoja za sva tri segmenta mreže i dobivene veličine struja na 35 kV sabirnicama kreću se u granicama kako je navedeno u **Tablici 3**.

**Tablica 3.** Struje kratkog spoja na 35 kV

TRAFOSTANICA	$I_{k3p}[A]$	$I_{k1p}[A]$
TS 110/35 kV Ivanić	2 927 – 1 324	315 – 274
TS 220/110/35 kV Međurić	3 068 – 1 054	315 – 150
TS 110/35 kV Daruvar	3 123 – 1 245	315 - 149

### 3.2.2. 10 kV mreža

Mreža 10 kV Elektre Križ napaja se iz trafostanica 35/10 kV, preko 10 kV izvoda od kojih je 111 izvoda 10 kV koji napajaju postrojenja Elektre Križ i 14 izvoda 10 kV koji su vlasništvo kupaca i napajaju isključivo postrojenja u vlasništvu kupaca.

Sve trafostanice 35/10 kV na području Elektre Križ uključene su u sustav daljinskog upravljanja, što znači da se svi izvodi 10 kV mreže vode i nadziru iz Dispečerskog centra u Križu, te postoji kontinuirano praćenje signalizacije položaja elemenata postrojenja, uređaja zaštite i mjerenja. Pored ovoga krenulo se u automatizaciju 10 kV mreže po dubini i do 2010. godine uključeno je 14 objekata što rasklopišta (kabelskih/zračnih) što rastavljača na dalekovodima.

Neutralna točka mreže je izolirana (neuzemljena).

Mreža je u najvećem dijelu ruralna s radijalnim razgranatim dalekovodima čije se dužine izvoda kreću u granicama:

< 5 km	- 39 izvoda
5 - 10 km	- 21 izvod
10 - 20 km	- 22 izvoda
20 - 30 km	- 14 izvoda
30 - 40 km	- 7 izvoda
40 - 50 km	- 5 izvoda
> 50 km	- 3 izvoda

Ukupna dužina magistralnih vodova je 780 km ili 48 %, a dužina odvojaka 960 km ili 52%. Mreža 10 kV izgrađena je najvećim dijelom na zračnim dalekovodima čiji udio u ukupnoj dužini mreže je 86 %.

Od svih izvoda 25 ih je potpuno radijalnih u cijeloj trasi dalekovoda. Najveći dio izvoda ima mogućnost da se jedan manji dio dalekovoda zatvori u petlju, dok dio dalekovoda ima mogućnost dvostranog napajanja. Još uvijek je veliki broj odvojaka bilo manjih ili većih radijalno spojenih bez mogućnosti bili kakvog rezervnog napajanja. Manji dio mreže ima karakteristike zamkaste mreže, a one se nalaze u većim gradovima na području ELEKTRE Križ kao što su: Ivanić Grad, Kutina, Garešnica, Daruvar, Grubišno Polje, Lipik, Pakrac i Novska.

U normalnom pogonskom stanju 10 kV mreža je rastavljena i radi radijalno, gdje su pojedine trafostanice 35/10 kV izvor za pripadajući dio 10 kV mreže koji međusobno rade otočno. Mjesta razdvajanja dvostrano napajanih vodova i vodova u petlji definirana su na osnovu:

- minimalnih padova napona,
- konfiguracije mreže,
- razgraničenja organizacijskih jedinica,
- mogućnosti pristupa mjestu razdvajanja.

U cijeloj mreži izvršeno je faziranje, stoga dijelovi mreže koji imaju rezervno napajanje mogu se prebacivati sa izvora na izvor bez prekida, odnosno spajati u paralelu pojedine trafostanice 35/10 kV preko 10 kV mreže.

Struje kratkog spoja u TS 35/10 kV na sabirnicama 10 kV koje se napajaju iz pojedine TS (220)/110/35 kV kreću se u granicama kako ja navedeno u **Tablici 4**. Zbog izolirane neutralne točke i velikog udjela zračnih dalekovoda u 10 kV mreži dozemne struje su male i kreću se maksimalno do 20 A, a u gradovima i nešto preko 20 A.



**Tablica 4.** Struja troleznog kratkog spoja na 10 kV sabirnicama

TRAFOSTANICA	$I_{k3p}[A]$
TS 110/35 kV Ivanić	2 068 – 692
TS 220/110/35 kV Međurić	1 684 – 740
TS 110/35 kV Daruvar	1 784 – 964

U mreži 10(20) kV udio kabela je oko 22%. U novije se vrijeme polažu aluminijski kabele presjeka 150(185) mm<sup>2</sup>; stariji su uglavnom bili aluminijski presjeka 150 mm<sup>2</sup> i bakreni 95( 20) mm<sup>2</sup>. Dakako, prisutan je određeni broj dionica manjeg presjeka. Kabele sa izolacijskim nivoom 24 kV ima približno 32 %.

Distribucijska mreža sadrži vrlo veliki broj različitih vrsta kabela. Najviše su zatupljeni kabele s izolacijom od umreženog polietilena (XHP 48, XHE 49, ...), čiji udio iznosi oko 35 %.

U zračnoj mreži presjeci faznih vodiča pretežno su maleni; kod 65 % vodova manji su od 50 Al/Č , dok je samo 35 % vodova izgrađeno s vodičima većih od 50 Al/Č.

Većina nadzemnih vodova 10(20) kV izgrađena je na drvenim stupovima (oko 69 % svih vodova).

U **Tablici 5.** sistematizirana je struktura i duljina distribucijske mreže kao i trafostanica s pripadnim transformatorima [16].

**Tablica 5.** Struktura i broj trafostanica; struktura i duljina mreže Elektra Križ (2010. )

	TS 35/10 kV			TS 10/0,4 kV		
	TS (kom)	Transfo (kom)	Si (MVA)	TS (kom)	Transfo (kom)	Si (MVA)
DARUVAR	4	9	48	299	303	60,56
KRIŽ	6	12	84	434	437	81,60
KUTINA	5	10	51,5	277	281	70,03
LIPIK	3	6	36	297	299	59,60
<b>UKUPNO</b>	<b>18</b>	<b>37</b>	<b>219,5</b>	<b>1307</b>	<b>1320</b>	<b>271,79</b>

	ZRAČNI VODOVI					KABELSKI VODIČI		
	35kV (km)	10kV (km)	10kV (km) izolirani	0,4kV (km)	0,4kV-SKS (km)	35kV (km)	10kV (km)	0,4kV (km)
DARUVAR	62,387	319,422	10,368	182,041	157,303	5,237	68,59	96,599
KRIŽ	72,941	448,463	7,766	559,642	329,091	8,648	80,33	66,061
KUTINA	52,235	311,871	12,251	265,782	151,223	1,655	59,216	49,851
LIPIK	56,464	355,381	22,766	251,113	267,280	0	48,488	19,511
<b>UKUPNO</b>	<b>244,027</b>	<b>1435,137</b>	<b>53,151</b>	<b>1238,578</b>	<b>904,892</b>	<b>15,540</b>	<b>256,624</b>	<b>232,022</b>

## 4. RASTAVNI UREĐAJI

Razmještaj i broj rastavnih uređaja u srednjenaponskim razdjelnim mrežama imaju, uz pokazivače kvara, indikatore kvara i njihov stupanj automatiziranosti, odlučujući utjecaj na vremena trajanja prekida napajanja odnosno troškove neisporučene električne energije čime se izravno utječe na kvalitetu isporuke električne energije kupcima.

Općim uvjetima za opskrbu električnom energijom [11] kao ni u Mrežnim pravilima elektroenergetskog sustava [12] distributer za sada nije sankcioniran za prekide u isporuci električne energije kupcima ukoliko je trajanje prekida bilo duže od propisane vrijednosti.

Rastavni odnosno zaštitni uređaji koji se mogu instalirati u razdjelnoj mreži su *prekidači s mogućnošću automatskog ponovnog uklopa (APU)* u vodnim poljima napojnih transformatorskih stanica (*circuit breakers*) te linijski prekidači s mogućnošću automatskog ponovnog uklopa (*line reclosers*), linijski prekidači (*interrupters*), linijske rastavne sklopke (*sectionalizers*), linijski rastavljači (*disconnectors*) i osigurači (*fuses*) uzduž magistralnih vodova (*main feeders*) i odvojaka (*laterals*). Ponekad navedeni nazivi nisu konzekventni ili se razlikuju ovisno o vrsti mreže, mjestu ugradnje ili naponskoj razini, npr. *rastavna sklopka* na engleskom se zove i *switch-disconnector*.

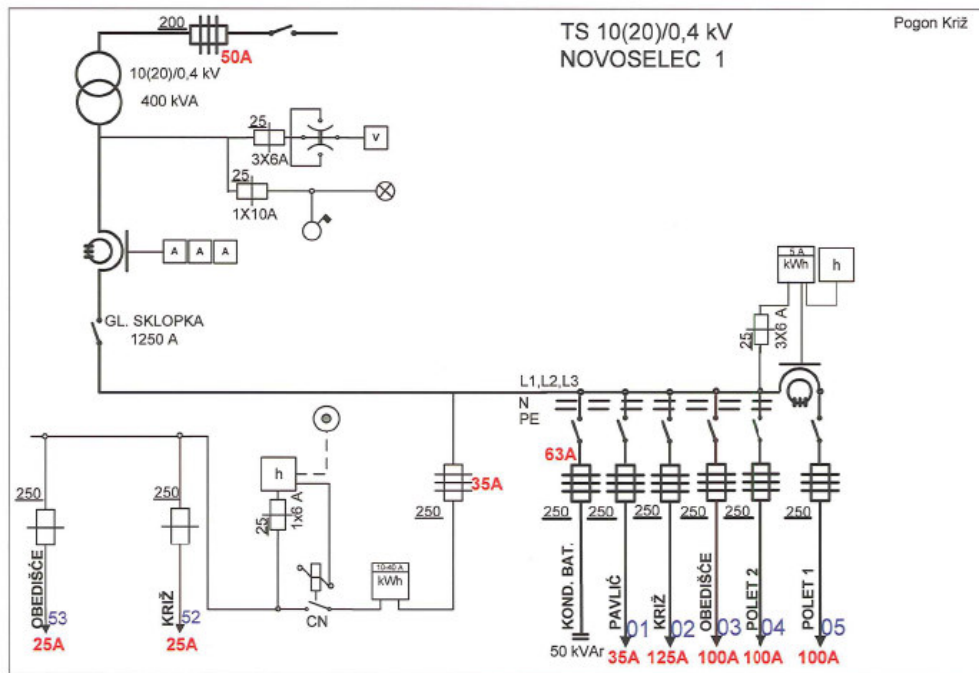
### 4.1. Rastavni uređaji u trafostanicama

Većina TS 35/10 kV ima klasične ćelije otvorenog tipa (munjerke) koje su opremljene s malouljnim prekidačima, sabirničkim rastavljačem, linijskim rastavljačima i rastavljačem za uzemljenje. Ugrađeni prekidači su stari 30 i više godina i u novije vrijeme se zamjenjuju vakumskim prekidačima. Postoji i mali broj trafostanica opremljenih s KSMA blokovima i izvlačivim vakumskim prekidačima. Kako su sve TS 35/10 kV na području Elektre Križ uključene u Sustav daljinskog vođenja ovdje ih nećemo razmatrati.

Međutim ovdje treba usmjeriti pažnju na TS 10(20)/0,4 kV i kabela rasklopišta kao potencijalne točke u mreži koje mogu doći u obzir za opremanje i uključenje u sustav daljinskog vođenja.

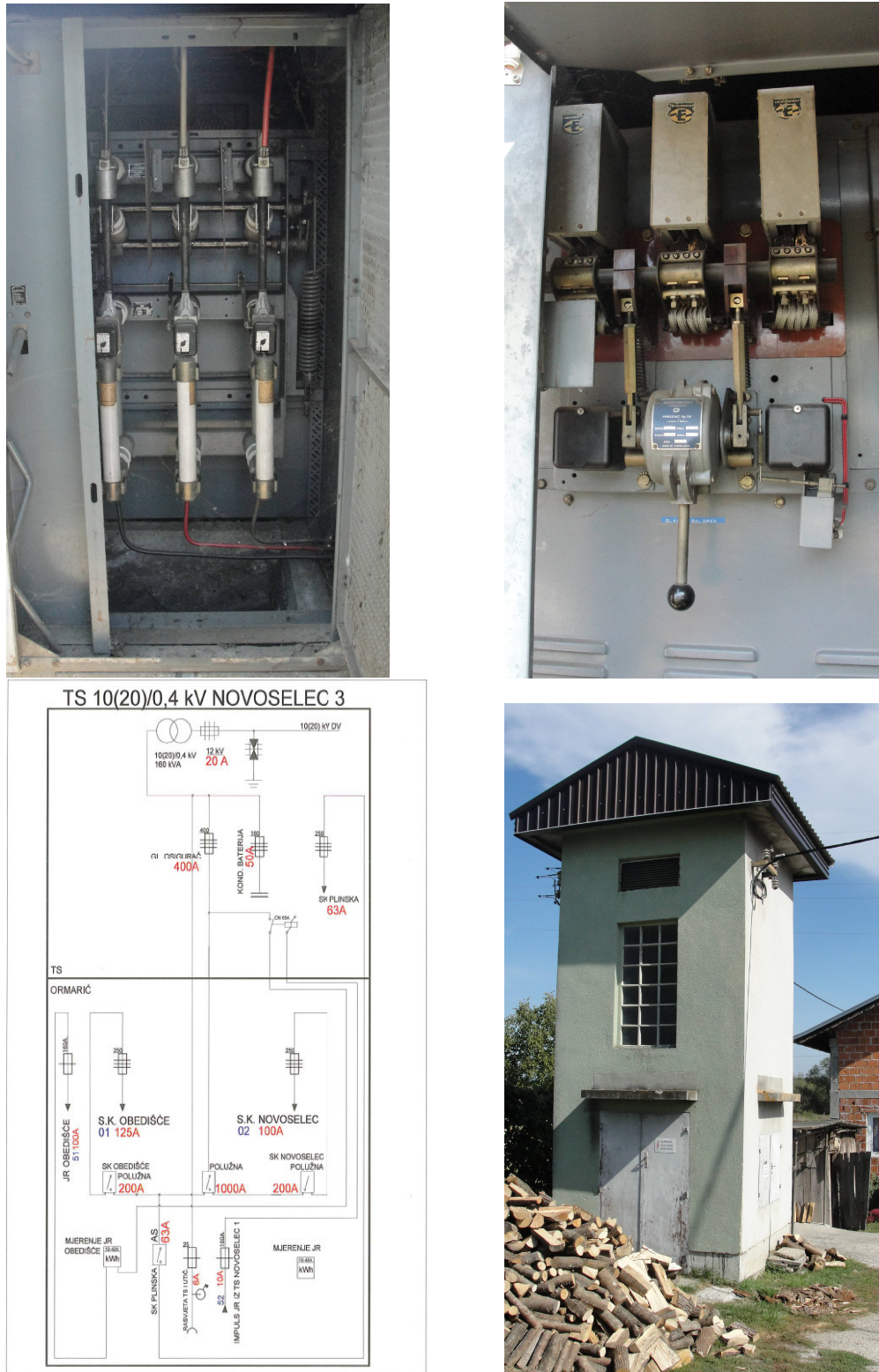
Sagledavajući stanje pojedinih TS 10(20)/0,4 kV i koja su sve tehnička rješenja primijenjena vidi se da u najvećoj mjeri potrebno mijenjati kompletne SN razvode zbog toga što su opremljeni običnim rastavljačima.

U pravilu stupne trafostanice TS 10(20)/0,4 kV (**Slika 1.**) nisu pogodne za opremanje rastavnim uređajima koji bi se mogli uključiti u SDV. Takve TS su krajnje s maksimalnom nazivnom snagom transformatora do 250 kVA.



**Slika 1.** TS 10/0,4 kV NOVOSELEC 5

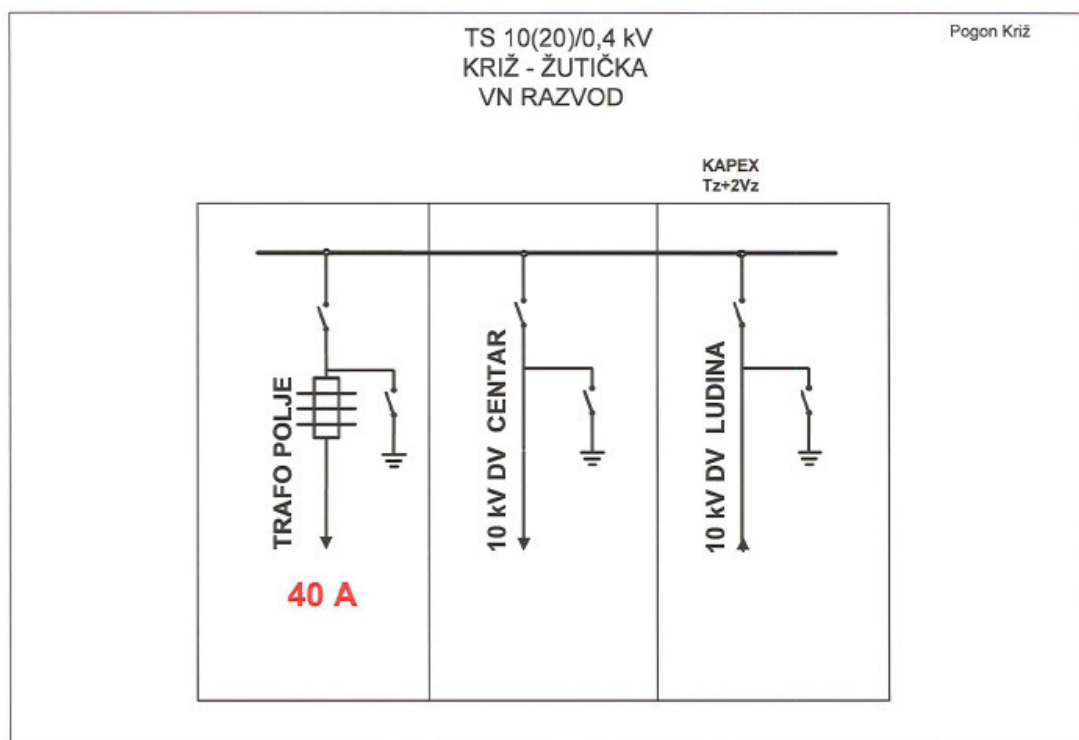
U srednjenaponskim mrežama još postoje zidane trafostanice tipa „Tornjić“ Slika 2 koje imaju dva nivoa. Na nekima su se u međuvremenu mijenjali rastavni uređaju na SN-u, ali većina ih je ostala sa starim rastavljačima. Ovakav tip trafostanica u pravilu su krajnje i nisu pogodne za daljinsko vođenje. Postoje dvije veličine takovih stanica u koje se mogu ugraditi transformatori nazivne snage do 400 kVA.



**Slika 2. TS 10/0,4 kV NOVOSELEC 3**

Najpogodnije TS 10(20)/0,4 kV za uključivanje u SDV su kablске trafostanice, naravno ukoliko je to opravdano bilo zbog njene lokacije za rekonfiguriranje mreže ili važnosti konzuma kojeg napaja.

Novije kabelske trafostanice 10(20) kV opremaju se blokovima s rastavnim sklopkama za prekidanje nazivnog napona različitih proizvođača (SIEMENS, ABB, KONČAR). Jedna od takvih novijih kabelskih trafostanica s sklopnim blokom prikazana je na **Slici 3.**, ali i ovdje nemamo blok opremljen mehanizmom za daljinsko uključivanje i isključivanje vodnih polja.



**Slika 3.** TS 10/0,4 kV ŽUTIČKA

Za razliku od trafostanice na **Slika 3**, trafostanica na **Slika 4** prikazuje kompaktni blok kojim se može upravljati, tako da je trafostanica već je sada uključena u SDV Elektre Križ.



**Slika 4.** RS 10(20) kV Ivanić; VDA-P Blok

#### 4.2. Rastavni uređaji na vodovima

Linjski prekidač s mogućnošću automatskog ponovnog uklopa slično kao i prekidač u vodnom polju napojne transformatorske stanice može iskapčati struju kvara i vršiti ponovno automatsko uklapanje. Važno je da je sposoban „vidjeti“ kvar izvoda na dijelu električki iza sebe. Automatika se može podesiti na vrlo brzo ponovno uklapanje i testiranje uklopom dijela dalekovoda jedanput ili dvaput kao i još nekoliko dodatnih testova pri nižoj brzini. Vrlo brzi testovi su osmišljeni da omoguće linijskom prekidaču provjeru

prolaznih kvarova bez pregaranja osigurača na strani tereta čime se izbjegavaju nepotrebni trajni ispadi potrošača iza osigurača. Ovakav način koordinacije zaštite se naziva *štedna shema osigurača (fuse saving scheme)*.

Linijski prekidač je isti kao i linijski prekidač s mogućnošću automatskog ponovnog uklopa, ali bez dodatne automatike (**Slika 5, Slika 6**)

Rastavna sklopka je uređaj namijenjen da automatski izolira dionicu voda u kvaru nakon registriranja kvara i čekanja da se izvrši unaprijed određeni broj radnji prekidača u napojnoj transformatorskoj stanici ili linijskog prekidača s mogućnošću ponovnog automatskog uklopa koji se nalaze električki ispred nje. Rastavna sklopka ne može prekidati struje kvara niti vršiti automatsko ponovno uklapanje, ali može sklapati struje tereta koje su manje od njene nazivne struje (**Slika 7**)

Linijski rastavljač vidljivo razdvaja ili spaja dijelove strujnog kruga u neopterećenom stanju, a mogu biti različitih izvedbi što ovisi o proizvođaču (**Slika 8, Slika 9**)



**Slika 5.** DV 10 kV Voloder; linijski prekidač





**Slika 6.** DV 10 kV Obrjež; linijski prekidač



**Slika 7.** ZR 10(20) kV Krapje



**Slika 8.** DV 10 kV Voloder; linijski rastavljač



**Slika 9.** DV 10 kV Dubrava; linijski rastavljač

Osigurač je najjeftiniji rastavni uređaj. Reagira na struju kvara i može je prekinuti, ali očito nema mogućnost ponovnog automatskog uklapanja pa se prolazni kvarovi tretiraju kao trajni. Problemi s prolaznim kvarovima mogu se rješavati upotrebom štedne sheme osigurača, što onda omogućuje da osigurači prorade samo u slučaju trajnih kvarova.

Određivanje tipa i lokacija distribucijskih zaštitnih uređaja je u velikoj mjeri prepušteno inženjerskom prosuđivanju uz ograničene smjernice. Navest ćemo jedan opći pristup ugradnji navedenih uređaja. Prekidač sa zemljospojnim relejom te relejom za jednopolne i trole polne struje kvara se instalira u napojnoj transformatorskoj stanici. Linijski prekidač s mogućnosti automatskog ponovnog uklopa ugrađuje se na magistralni zračni vod te na jako opterećene ili vrlo duge odvojke. Radi troškova, instalira se samo ograničen broj ovih uređaja. Tipičan izvod ima od 3 do 6 potencijalnih lokacija ovih naprava. Linijski prekidači se ugrađuju slično kao linijski prekidači s mogućnošću automatskog ponovnog uklopa, ali s tom razlikom što se pretežno instaliraju u kabelske mreže. Linijske rastavne sklopke se instaliraju u nadzemne vodove i moraju se upotrijebiti zajedno s prekidačima u napojnoj trafostanici i linijskim prekidačima s mogućnošću automatskog ponovnog uklopa. Ako postoji lokacija na koju bi se trebao ugraditi linijski prekidač s automatskim ponovnim uklopom, ali koordinacija zaštite ne može biti postignuta (sa zaštitnim uređajima na strani izvora i tereta), onda se kao zamjena ostavlja rastavna sklopka. Osigurači se ugrađuju u zračnim i kabelskim mrežama. Jeftini su, ali imaju veliki nedostatak koji se odnosi na dugo vrijeme uspostavljanja ponovnog napajanja zbog zamjene uložaka i činjenicu da prolazni kvar tretiraju isto kao i trajni. Praksa je da se osigurači postavljaju na svaki odvojak koji ima više od 3 raspona stupova te da moraju biti koordinirani s ostalom zaštitom.

Što se tiče naših srednjenaponskih razdjelnih mreža, situacija je drugačija, posebno u pogledu automatizacije. U vodnim poljima napojnih transformatorskih stanica ugrađuju se prekidači, zajedno s odgovarajućim relejima zaštite, koji mogu reagirati na struje kvara, a u zračnim mrežama imaju još i mogućnost automatskog ponovnog uklopa. U zračnim vodovima instaliraju se linijski rastavljači, dok su u kabelskoj mreži vodna polja srednjeg napona transformatorskih stanica  $x/0.4$  kV opremljena rastavnim sklopkama. Transformatori  $x/0.4$  kV se štite visokonaponskim osiguračima, a kod kabelskih trafostanica je transformatorsko polje opremljeno i s rastavnom sklopkom. Automatizacija, u smislu lociranja i izoliranja kvara te uspostave ponovnog napajanja odnosno korištenja daljinski upravljanih rastavnih uređaja, počela se uvoditi ali se sporo implementira.

## 5. DALJINSKI NADZOR I VOĐENJE ELEKTROENERGETSKE DISTRIBUTIVNE MREŽE

### 5.1. Sustav daljinskog nadzora

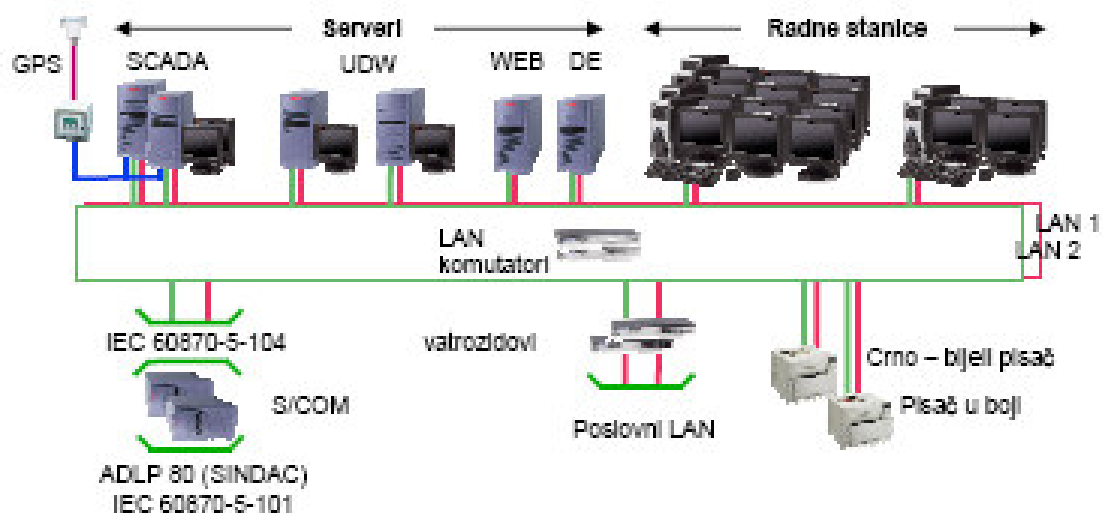
Sustav daljinskog vođenja (engl. SCADA – *Supervision, Control And Data Acquisition*) informacijski je sustav koji omogućava daljinski nadzor, upravljanje i prikupljanje podataka iz udaljenih objekata. Objekti tj. predmeti upravljanja i prikupljanja podataka mogu biti dijelovi nekog sustava ili samostalne procesne jedinice. Sustav ili samostalna jedinica se može daljinski nadgledati i upravljati pomoću SCADA sustava koji je instaliran u Dispečerskom centru Križ. To su npr. objekti u industrijskoj proizvodnji (motori, transporter, ...) ili objekti u energetici (crpna postrojenja, transformatorske stanice, rasklopišta i dr.). Koncept daljinskog upravljanja bio je poznat i prije pojave sustava daljinskog vođenja (SDV-a), a bazirao se na prijenosu električnih impulsa iz komandne sobe (ili centra daljinskog upravljanja) do objekta upravljanja. Upravljanje se vršilo pomoću niza komandno - potvrdnih sklopki i releja. Informacija o promjeni stanja objekata detektirala se signalnim žaruljicama također preko niza releja. Osnovna primjena SDV-a u elektroenergetici je mogućnost brzog dobivanja informacije o prekidu napajanja u nekom dijelu mreže (isključenje zbog zaštite) i mogućnost upravljanja sklopnim uređajima, kako bi se što brže obnovilo napajanje prebacivanjem na alternativan izvor napajanja i izoliralo mjesto kvara i to bez potrebe za fizičkim prisutnosti ljudi u transformatorskoj stanici. Pomoću ovog sustava moguće je daljinski preneti i informaciju o mjerenju električnih veličina u transformatorskoj stanici (napon, struja, snaga, frekvencija, ...) i informaciju o stanju pomoćne opreme (pomoćnog istosmjernog i izmjeničnog napajanja, protupožarne zaštite, ulaza, raspoloživost komunikacijskog puta). Posebnosti sustava daljinskog vođenja su: mogućnost udaljenog prikaza stanja objekata vođenja na zaslonu, korištenje telekomunikacijske opreme za prijenos signala komandi, evidentiranje u liste događaja, mogućnost ugradnje lokalnih procesnih jedinica (daljinskih stanica) pomoću kojih je moguće upravljati postrojenjem lokalno i daljinski. Sustav SDV-a se sastoji od tri osnovna dijela:

- **opreme u transformatorskoj stanici:** daljinska stanica ili stanično računalo (prema konceptu automatizacije transformatorskih stanica),
- **opreme za komunikaciju:** telekomunikacijski uređaji koji primaju signale iz daljinske stanice (ili staničnog računala) i šalju ih preko komunikacijskih putova do istih takvih uređaja u centru vođenja koji ih predaju SCADA serveru na daljnju obradu,
- **opreme u centru vođenja:** računalna oprema (*hardware*) i programski alati (*software*) koji dobivene signale pretvaraju u vizualnu i zvučnu informaciju na zaslonu računala, a izdane komande pretvaraju u signal koji se šalje u daljinske stanice ili stanična računala.

Prve ideje o daljinskom upravljanju elektroenergetskim postrojenjima u Elektri Križ datiraju iz 1973. godine, prikupljanjem podataka o elektroenergetskoj mreži Elektra Križ za izradu projektnog zadatka. Ova ideja realizirala se 18.12.1987. godine tehničkim pregledom i puštanjem u rad I etape izgradnje SDV-a Elektre Križ (Dispečerski centar i 8 daljinskih stanica). U narednom razdoblju uz prekid za vrijeme rata u sustav se uspjelo uključiti svih 18 trafostanica 35/10 kV u vlasništvu Elektre Križ i dvije TS 110/35 kV (35 kV dio). Izvršeno je i proširenje funkcija u centru programskim paketom za nadzor i upravljanje srednjenaponskom mrežom (EDINA) i distribuiranje funkcija upravljanja i nadzora, instaliranjem udaljenih upravljačkih mjesta u Pogone. Implementacijom programskog paketa PROZA OPEN omogućio se pristup procesnim podacima putem lokalne računarske mreže (LAN) širem krugu korisnika izvan samog dispečerskog centra.

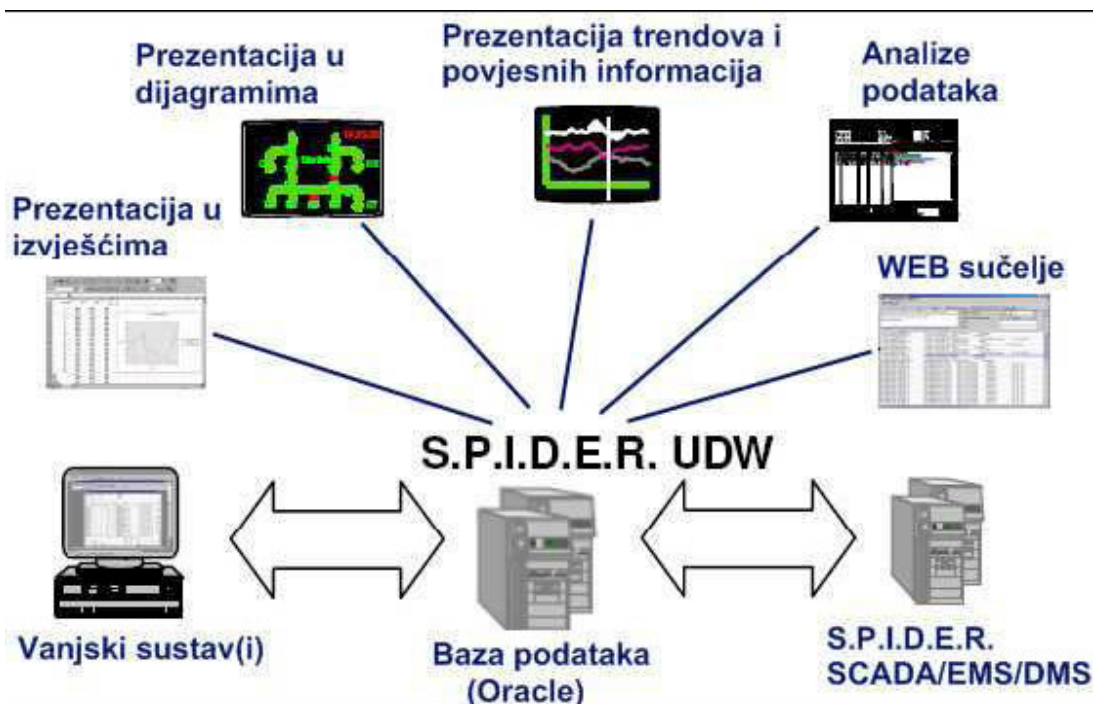
Ovakvim tijekom razvoja SDV-a u DP Elektri Križ pokušalo se na postojećoj tehnološkoj platformi računarskog sustava stvoriti uvijete da SCADA sustav osim funkcija upravljanja i nadzora proširimo funkcijom vođenja elektrodistributivne mreže, a procesne podatke prikupljene iz postrojenja stavimo na raspolaganje za analizu događaja i prekida i drugim službama. Možemo reći da je ovo početak stvaranja LM (*Load Managementa*).

Kako postojeći SCADA sustav više nije mogao zadovoljiti nove zahtjeve kompletno je zamijenjen s novim SCADA sustavom Network Manager 2008. godine u konfiguraciji kao što prikazuje Slika 10. [5].



**Slika 10.** Konfiguracija SCADA sustava Ntetwork Manager u DC Križ

UDW serveri (*Utility Data Warehouse*) su serveri u redundantnoj konfiguraciji (online i hot standby) s Linux operacijskim sustavom i ORACLE bazom podataka. Svaki od UDW servera ima pridružen po jedan RAID skup diskova (maksimalno 10). Podaci i kalkulacije informacija iz aplikacije Network Manager uzimaju se iz real-time baze podataka Avanti sa SCADA servera i pohranjuju u UDW bazu podataka kao povijesni SCADA podaci što prikazuje **Slika 11**.



**Slika 11.** Blok dijagram UDW servera

Programska podrška na UDW serverima omogućava vrlo brzu komunikaciju i prijenos podataka sa SCADA sustava te zapis istih u povijesnu bazu. Podaci se pohranjuju periodičkim prikupljanjem ili na promjenu procesnih podataka. Jednom pohranjeni, podaci se mogu prezentirati i obrađivati u brojnim aplikacijama. Ovi serveri i programska podrška na njima nisu neophodni za funkcioniranje SCADA sustava, ali ga znatno nadopunjuju i omogućavaju analize prikupljenih podataka [20].

Novi SCADA sustav omogućava i primjenu DMS (*Distribution Management System*) funkcija kao što su:

- model SN mreže,
- bojanje prema opterećenju,
- konvencija pridjeljivanja predznaka,
- kalkulacije u realnom vremenu i SCADA kalkulacije snage.

## 5.2. Automatizacija srednjenaponske mreže po dubini

Automatizacija srednjenaponske mreže namjerno je izdvojena kao bitan čimbenik u proširenju postojećeg SCADA sustava, jer je to dio elektrodistributivne mreže u kojoj uz određene zahvate u mreži možemo znatno povećati pouzdanost isporuke električne energije kupcima Elektre Križ [1].

U samom idejnom projektu SDV-a značajan dio posvećen je automatizaciji srednjenaponske (SN) mreže 10 kV. SN mreža rasprostranjena je i ima veliki broj elemenata – čvorova/grana (dalekovoda, dionica, odcjepa, odvojaka, rasklopišta, TS 10(20)/0,4 kV, linijskih rastavljača). Od velikog značenja je kvalitetna analiza SN mreže, kako bi se uz tehno-ekonomsku analizu dobio optimalni broj lokacija u mreži koji je opravdano automatizirati. Pri tome potrebno je definirati stupanj automatizacije jer je to važan faktor za financijska sredstva koja je potrebno uložiti pri realizaciji pojedinog tehničkog rješenja. Tehno-ekonomsku analizu nemoguće bi bilo kvalitetno izvesti da nisu bili na raspolaganju podaci o prekidima koji su dobiveni iz dispečerske dokumentacije [4]. U postojeći SCADA sustav do sada je uključeno 14 objekata po dubini SN mreže.

Automatizacija distribucije iznimno je širok pojam koji se odnosi na opremu, komunikacijske medije i programsku podršku u službi automatizacije distributivne mreže: PLC uređaji, daljinske stanice (DAS), stanična računala, modemi, optičke i žičane veze, radio veze, SCADA softver, aplikacije i proračune mreže.

Dugi niz godina (negdje od 1990-ih) automatizacija distribucije podrazumijevala je isključivo daljinsko upravljanje u transformatorskim stanicama i objektima po dubini mreže (linijski rastavljači, transformatorske stanice 10(20)/0,4 kV), a naglasak je bio na rješavanju problema komunikacije i brzine obrade signala.

Razvojem komunikacijskih tehnologija, računala i softverskih mogućnosti, ali i smanjenjem njihovih cijena, danas nije problem prikupljati i obrađivati signale, već njihovo najbolje iskorištavanje za povećanje efikasnosti u vođenju distributivne mreže.

Uvođenjem tržišta električnom energijom i pojavljivanjem povlaštenih proizvođača energije iz distribuiranih izvora, svakom operateru mreže postaje nužnost prikupiti potrebne podatke o potrošnji i stanju mreže. Situacija se dodatno „zakomplicirala“ razvojem koncepta naprednih mreža „*Smart Grid*“, koji je povećao zahtjeve u odnosu na dosadašnje stanje na: količinu podataka, proširenje automatizacije sve do kupaca i potrebnog softvera koji će na osnovu prikupljenih podataka optimirati vođenje distribucijske mreže.

U Europskoj uniji sve je to dodatno potaknuto vrlo ambicioznom direktivom 20-20-20, koja traži promjene u dosadašnjem pristupu kupaca i

proizvođača distribucijskim mrežama i samim tim predstavlja veliki potencijal za mogući daljnji razvoj.

Povećani broj daljinski upravljivih objekata nužan je kako bi se osigurala zahtijevana razina kvalitete isporuke električne energije osim kvalitete napona i u trajanju prekida. Ovo opet ne bi bilo moguće da nema brzih i dostupnih komunikacijskih veza i računala koji mogu obrađivati velike količine podataka. Proširenje daljinskog nadzora i upravljanja na mrežu niskog napona i do samih kupaca, potrebno je kako bi se distributivna mreža mogla optimirati i voditi u realnom vremenu, u cilju smanjenja gubitaka, a da se istovremeno omogući novi način poslovanja na tržištu električne energije.

Nadalje, sustav daljinskog vođenja više nije dovoljan da bi se na njemu baziralo vođenje mreže, već je nužno sve podatke integrirati i povezati međusobno, ne samo na razini jedne tvrtke, već i među više ovisnih subjekata, i tako dobiti kvalitetne informacije za nova i efikasnija ulaganja. Da bi dobili što bolji uvid kako na navedene izazove odgovaraju tvrtke u Hrvatskoj i susjednim zemljama, najbolje je napraviti pregled projekata i planova koji se realiziraju.

### **5.3. Mjerenja u SN mreži**

Vođenje pogona, održavanje, razvoj i planiranje distribucijske mreže nemoguće je bez poznavanja parametara distribucijske mreže i vrijednost električnih veličina u pojedinim karakterističnim točkama distribucijske mreže (napon, struja, snaga...).

Sukladno Zakonu o energiji, Zakonu o tržištu električnom energijom, Pravilniku o normiranim naponima za distribucijske niskonaponske električne mreže i električnu opremu, Mrežnim pravilima i Općim uvjetima za opskrbu el. energijom, kvaliteta opskrbe električnom energijom na mjestu isporuke postaje važan čimbenik i tehničko-poslovni pokazatelj kvalitete distribucijske djelatnosti u smislu javne usluge.

Pravilnicima i granskim normama propisane su granice i način kontrole pojedinih električnih veličina s ciljem kontrola ispravnosti i kvalitete ugrađene opreme, sprečavanja kvarova na opremi i stvaranje pretpostavki za sigurnost ljudi koji dolaze u dodir s električnim postrojenjima te osiguranje nivoa propisane kvalitete električne energije na mjestu preuzimanja i isporuke kupcima.

Kvalitete električne energije opisana je električnim parametrima čije vrijednosti moraju biti u granicama koje su propisane:

- Mrežnim pravilima elektroenergetskog sustava,
- Općim uvjetima za opskrbu električnom energijom.



Pogonska mjerenja dijelimo na kratkotrajna mjerenja i snimanja naponskih i strujnih prilika. Izvode se u cilju dobivanja energetske slike stanja postrojenja i opterećenosti pojedinih elemenata distribucijske mreže po dubini. Analizom kratkotrajnih mjerenja dobiju se smjernice koje upućuju na mjesta u distribucijskoj mreži o njenim elementima ili dijelovima koja se nalaze izvan definiranih granica, te je za njih potrebno izvršiti dodatna snimanja ili specijalistička mjerenja, kako bi se utvrdio uzrok i potrebni zahvati za sanaciju trenutnog stanja.

Mjerenjem opterećenja pojedinih ili izabranih TS 10(20)/0,4 kV dobijemo osnovne podatke za što točniju sliku o raspodjeli opterećenja u distribucijskoj mreži potrebnih za izračun neisporučene električne energije kupcima.

### **5.3.1. Vrste mjerenja**

Mjerenja koja se provode u distribucijskoj mreži Elektre Križ možemo podijeliti na:

- a) Pogonska mjerenja,
- b) Mjerenja kontrole kvalitete napona,
- c) Snimanja kvalitete električne energije,
- d) Specijalistička mjerenja,
- e) Praćenje opterećenja trafostanica u SCADA sustavu,
- f) Ispitivanja.

Prema vremenskom trajanju i karakteru mjerenja mogu biti:

- kratkotrajna mjerenja,
- 24 satna snimanja električnih veličina,
- tjedna snimanja električnih veličina,
- kontinuirano praćenje električnih veličina,
- snimanja prijelaznih pojava,
- ispitivanja.

Pogonska mjerenja izvode se kontinuirano na cijelom području Elektre Križ sukladno kriterijima i dinamici propisanoj Programom pogonskih i specijalističkih mjerenja [9].

Mjerenje kontrole kvalitete napona izvode se na osnovu pokazatelja vođenja pogona u Dispečerskom centru i/ili Centrima upravljanja u pogonima u dijelu distribucijske mreže gdje se ukazala potreba.

Snimanje kvalitete električne energije izvodi se na dijelu distribucijske mreže na osnovu ukazane potrebe poslije analize pogonskih mjerenja, mjerenja kontrole kvalitete napona i pokazatelja vođenja pogona u

Dispečerskom centru i/ili Centrima upravljanja u pogonima, kao i na osnovu zahtjeva kupca.

Specijalistička mjerenja izvode se na osnovu stanja distribucijske mreže i pokazatelja u cilju optimalnog vođenja i razvoja mreže.

### **5.3.2. Pogonska mjerenja**

#### **a) Kratkotrajna pogonska mjerenja**

Kratkotrajna pogonska mjerenja izvode se zimi i ljeti zbog kontrole karakterističnih vrijednosti električnih veličina i opterećenja pojedinih elemenata distribucijske mreže. Mjerenja se izvode univerzalnim pogonskim instrumentom i strujnim klještima, a bilježe se trenutno izmjerene vrijednosti napona i struja.

U pojedinim TS 10(20)/0,4 kV mjere se fazne vrijednosti napona i struje te linijski naponi na niskonaponskoj strani transformatora i upisuju dodatni podaci u pripremljene obrasce ( pored električnih veličina, kontrola položaja regulacijske preklopke, snaga kondenzatorske baterije, tip trafa ).

Zimska mjerenja izvode se na svim TS 10(20)/0,4 kV zbog dobivanja slike o raspodjeli opterećenja.

Ljetna mjerenja izvode se u manjem obimu, a obavezno za TS 10(20)/0,4 kV u kojima je opterećenje veće od 100 kVA.

Na TS 10(20)/0,4 kV gdje je opterećenje veće od 80 %  $S_n$  i nesimetrija napona veća od 1,3 %  $U_n$ , potrebno je izmjeriti i struje po strujnim krugovima (SK).

Trenutno izmjerene vrijednosti napona i struja uspoređuju se s trenutnim teretom dalekovoda te preračunavaju na srednju i maksimalnu vrijednost ovisno o udjelu trafostanice u ukupnom teretu dalekovoda.

Kratkotrajna pogonska mjerenja izvode se na svim TS 10(20) kV koje nemaju ugrađene registrirajuće mjerne terminale i nisu uključene u SCADA sustav gdje se opterećenje prati u realnom vremenu.

Nakon što se izvrše kratkotrajna mjerenja na terenu i podaci upišu u obrazac naknadno se u uredu vrši daljnja obrada podataka unosom u pripremljenu Excel tablicu čiji je izgled prikazan u dodacima (točka 11.1.). Kada detaljnije pogledamo strukturu podataka koji se upisuju na osnovu izvršenih mjerenja na terenu i zapisa na osnovu pregleda i iz SCADA sustava ili dobivenih proračunom u Excel tablici, dobijemo kvalitetniju sliku o raspodjeli tereta po dubini mreže. Činjenica je da kratkotrajnim mjerenjima zabilježimo trenutno stanje u pojedinoj TS 10(20)/0,4 kV.

Izgled tablica u koje se unose podaci kratkotrajnih mjerenja prikazuju **Slika 12**, **Slika 13** i **Slika 14** na kojima se vide kolone i podaci koji se unose (kolone koje su bijele) i koji se iz upisanih podataka izračunavaju (kolone zasjenjene sivom bojom).

TS 35/10kV	10kV DV	TS 10/0,4kV	instalira na snaga (kVA)	datum	vrijeme	I L1 (A)	I L2 (A)	I L3 (A)	Isr (A)	U L1 (V)	U L2 (V)	U L3 (V)	Uf_sr (V)	U L1-L2 (V)	U L2-L3 (V)	U L3-L1 (V)	Uf_sr (V)	Sts (kVA)	polo: prskl ke	
50	Popovača	Ribnjača	Mikulnica-2-Vinogradska Mikulnica	100	11.4.2011	11:10	85	65	65	71,66666667	243	242	243	242,66666667	420	420	423	421	52,17	3/5
51	Popovača	Ribnjača	Ribnjača-1-Tornjic	100	11.4.2011	11:30	10	45	23	26	238	237	237	237,33333333	410	410	414	411	18,51	4/5
52	Popovača	Ribnjača	Ribnjača-2-Ninic	100	11.4.2011	11:20	17	22	33	24	235	234	233	234	405	405	407	406	16,85	3/5
53	Popovača	Ribnjača	Račevac-1-Tornjic	100	11.4.2011	11:40	77	136	83	99,33333333	230	231	236	232,33333333	411	411	411	411	69,24	4/5
54	Popovača	Stružec	Sisačka-Popovača	100	18.3.2011	8:00	53	36	26	38,33333333	241	241	241	241	421	421	421	421	27,72	1/3
55	Popovača	Stružec	Medi-Navik-1-Tornjic	250	18.3.2011	8:45	13	22	13	16	230	231	232	231	405	405	404	405	11,08	3/5
56	Popovača	Stružec	Stružec-4-Vajda	160	18.3.2011	11:10	4	1	10	5	225	225	224	224,66666667	394	392	394	393	3,27	2/5
57	Popovača	Stružec	Potok-6-Moslavača	50	18.3.2011	9:50	11	22	15	16	232	232	232	232	404	403	405	404	11,14	2/5
58	Popovača	Stružec	Potok-7-Tov-Junadi	160	18.3.2011	10:00	27	40	20	29	232	232	232	232	405	404	405	405	20,18	2/5
59	Popovača	Stružec	Potok-1-Opostona	250	18.3.2011	10:30	68	48	40	52	229	230	233	230,66666667	403	405	405	404	35,88	3/5
60	Popovača	Stružec	Potok-5-Dorn	100	18.3.2011	9:00	30	26	87	47,66666667	237	238	235	236	414	412	415	414	33,75	2/5
61	Popovača	Stružec	Potok-2-Kutanja	100	18.3.2011	9:15	41	39	51	43,66666667	222	223	223	226,66666667	389	389	389	389	29,89	2/5
62	Popovača	Stružec	Osekovo-7-Vagan	100	18.3.2011	12:10	18	24	8	16,66666667	236	237	238	232	415	415	413	414	11,80	2/5
63	Popovača	Stružec	Osekovo-2-G.Selo	100	18.3.2011	12:20	10	28	23	20,33333333	235	233	233	235,33333333	406	405	408	407	14,36	1/3
64	Popovača	Stružec	Osekovo-3-Centar	100	18.3.2011	12:50	72	116	81	89,66666667	239	237	238	236,33333333	417	416	415	416	63,57	3/3
65	Popovača	Stružec	Osekovo-4-D.Selo	50	18.3.2011	12:40	14	14	13	13,66666667	230	230	231	232,66666667	403	403	402	403	9,54	3/5
66	Popovača	Stružec	Osekovo-5-Gračenica	100	18.3.2011	12:35	17	12	12	13,66666667	245	244	245	240	427	428	426	427	9,84	3/5
67	Popovača	Stružec	Osekovo-1-Ovisna-Selo	50	18.3.2011	9:20	43	44	33	40	223	225	224	224	393	397	394	395	26,88	2/3
68	Popovača	Stružec	Osekovo-6-Potok	100	18.3.2011	9:45	55	36	30	40,33333333	230	230	231	230,33333333	403	403	404	403	27,87	1/5
69	Popovača	Stružec	Potok-3-Cavarja	50	18.3.2011	9:50	9	17	6	10,66666667	231	230	231	230,66666667	403	402	404	403	7,36	2/3
70	Popovača	Stružec	Stružec-2-Pintari	50	18.3.2011	11:45	34	44	40	38,33333333	243	248	246	245,66666667	430	429	429	429	28,89	3/5
71	Popovača	Stružec	Radisa-Centar	30	18.3.2011	11:55	11	17	9	12,33333333	233	233	233	233	407	407	408	407	8,62	5/5
72	Popovača	Stružec	Stružec-3-Vugic	50	18.3.2011	11:20	23	23	38	28	225	227	226	226	397	394	397	396	18,88	2/3

**Slika 12.** Kratkotrajna pogonska mjerenja – podaci o struji i naponima

Iz izmjerenih faznih struja i linijskih i faznih napona izračunavaju se njihove srednje vrijednosti, da bi uz podatke koji se unose iz SCADA sustava za taj dalekovod mogli proračunati i dobiti podaci za pojedinu trafostanicu, koliki je udio pojedine trafostanice u opterećenju cijelog dalekovoda kao i njena maksimalna/prosječana snaga na osnovu dijagrama opterećenja dalekovoda (**Slika 13**).

Pored dobivenih podataka o opterećenju pojedine stanice i udjela te stanice u opterećenju dalekovoda možemo na osnovu izmjerenih faznih i linijskih napona dobiti podatak o nesimetriji između faza.

	TS 35/10kV	10kV DV	TS 10/0,4kV	instalira na snaga (kVA)	polozaj preklop ke	kond. bat. uk/fsk	I dv (A)	U dv (kV)	I dv_max (A)	I dv_sr (A)	S dv (kVA)	S dv_max (kVA)	S dv_sr (kVA)	udio Sts u opterecenju DV(%)	Sts / Sn_ts (%)	Sts_max izracunato prema S dv_max (kVA)	Sts_max / Sn_ts (%)
50	Popovača	Ribnjača	Mikulanića-2 Vinogradska Mikulanića	100	3/5	UK	18	9,81	24	17	306	436	300	17,08	52,17	74,46	74,46
51	Popovača	Ribnjača	Ribnjača-1-Tornjic	100	4/5	Nema	18	9,81	24	17	306	436	300	6,05	18,51	26,42	26,42
52	Popovača	Ribnjača	Ribnjača-2-Ninac	100	3/5	UK	18	9,81	24	17	306	436	300	5,51	18,85	24,04	24,04
53	Popovača	Ribnjača	Raičevac-1-Tornjic	100	4/5	Nema	18	9,81	24	17	306	436	300	22,84	69,24	98,81	98,81
54	Popovača	Stružec	Sisačka-Popovača	100	1/3	Nema	38	9,84	59	39	648	1073	709	4,28	27,72	45,92	45,92
55	Popovača	Stružec	Moteš-Ramnik-1-Tornjic	250	3/5	Nema	38	9,84	59	39	648	1073	709	1,71	4,44	18,37	7,35
56	Popovača	Stružec	Stružec-4-Vajda	160	2/5	Nema	41	9,89	59	39	702	1073	709	0,48	2,11	5,15	3,22
57	Popovača	Stružec	Potok-6-Moslavka	50	2/5	Nema	39	9,88	59	39	667	1073	709	1,67	22,27	17,90	35,81
58	Popovača	Stružec	Potok-7-Tov. Junadi	160	2/5	Nema	40	9,81	59	39	680	1073	709	2,97	12,62	31,67	19,92
59	Popovača	Stružec	Potok-1-Ostiona	250	3/5	Nema	40	9,81	59	39	680	1073	709	5,29	14,39	58,81	22,72
60	Popovača	Stružec	Potok-5-Dom	100	2/5	UK	39	9,88	59	39	667	1073	709	5,06	33,75	54,26	54,26
61	Popovača	Stružec	Potok-2-Kutanjija	100	2/3	Nema	39	9,88	59	39	667	1073	709	4,45	29,89	47,74	47,74
62	Popovača	Stružec	Osekovo-7-Vagan	100	2/5	Nema	38	9,84	59	39	648	1073	709	1,79	11,80	19,22	19,22
63	Popovača	Stružec	Osekovo-2-G.Selo	100	1/3	Nema	38	9,84	59	39	648	1073	709	2,22	14,36	23,78	23,78
64	Popovača	Stružec	Osekovo-3-Centar	100	3/3	Nema	38	9,84	59	39	648	1073	709	9,82	63,57	105,33	105,33
65	Popovača	Stružec	Osekovo-4-D.Selo	50	3/5	UK	38	9,84	59	39	648	1073	709	1,47	19,08	15,80	31,61
66	Popovača	Stružec	Osekovo-5-Gračnica	100	3/5	UK	38	9,84	59	39	648	1073	709	1,52	9,84	16,30	16,30
67	Popovača	Stružec	Osekovo-1-Okrveno-Selo	50	2/3	Nema	36	9,71	57	37	605	1037	673	4,44	53,76	46,02	92,05
68	Popovača	Stružec	Osekovo-6-Potok	100	1/5	UK	36	9,71	57	37	605	1037	673	4,60	27,87	47,72	47,72
69	Popovača	Stružec	Potok-3-Čavonja	50	2/3	Nema	36	9,71	57	37	605	1037	673	1,22	14,76	12,64	25,28
70	Popovača	Stružec	Stružec-2-Pintarić	50	3/5	Nema	41	9,89	59	39	702	1073	709	4,13	57,98	44,28	88,58
71	Popovača	Stružec	Radisce-Centa	30	5/5	UK	41	9,89	59	39	702	1073	709	1,23	28,74	13,17	43,90
72	Popovača	Stružec	Stružec-3-Vugič	50	2/3	Nema	41	9,89	59	39	702	1073	709	2,70	37,87	29,00	59,01

Slika 13. Kratkotrajna pogonska mjerenja – podaci dalekovodu i udjelu TS u dalekovodu

	TS 35/10kV	10kV DV	TS 10/0,4kV	instalira na snaga (kVA)	AG Sts_sr izracunato prema S dv_sr (kVA)	AH Sts_sr / Sn_ts (%)	AJ	AJ	AK	AL	AM	AN	AO	AP	AQ	AR	AS	AT	AU	AV
50	Popovača	Ribnjača	Mikulanića-2 Vinogradska Mikulanića	100	51,19	51,19	242,67	0,33	0,14		421,00	2,00	0,49							
51	Popovača	Ribnjača	Ribnjača-1-Tornjic	100	18,16	18,16	237,33	0,67	0,29		411,33	2,67	0,67							
52	Popovača	Ribnjača	Ribnjača-2-Ninac	100	16,53	16,53	234,00	1,00	0,44		405,67	1,33	0,34							
53	Popovača	Ribnjača	Raičevac-1-Tornjic	100	67,93	67,93	232,33	3,67	1,63		411,00									
54	Popovača	Stružec	Sisačka-Popovača	100	30,35	30,35	241,00				421,00									
55	Popovača	Stružec	Moteš-Ramnik-1-Tornjic	250	12,14	4,86	231,00	1,00	0,45		404,67	0,33	0,08							
56	Popovača	Stružec	Stružec-4-Vajda	160	3,40	2,13	224,67	0,33	0,15		393,33	0,67	0,17							
57	Popovača	Stružec	Potok-6-Moslavka	50	11,83	23,67	232,00				404,00	1,00	0,25							
58	Popovača	Stružec	Potok-7-Tov. Junadi	160	21,06	13,16	232,00				404,67	0,33	0,08							
59	Popovača	Stružec	Potok-1-Ostiona	250	37,55	15,02	#REF!	#REF!	#REF!		404,33	0,67	0,17							
60	Popovača	Stružec	Potok-5-Dom	100	35,87	35,87	236,00	2,00	0,67		413,67	1,33	0,33							
61	Popovača	Stružec	Potok-2-Kutanjija	100	31,56	31,56	226,67	8,33	3,79		389,00									
62	Popovača	Stružec	Osekovo-7-Vagan	100	12,70	12,70	232,00	5,00	2,22		414,33	0,67	0,17							
63	Popovača	Stružec	Osekovo-2-G.Selo	100	15,72	15,72	235,33	2,67	1,17		406,67	2,33	0,59							
64	Popovača	Stružec	Osekovo-3-Centar	100	69,62	69,62	236,33	2,67	1,16		416,00	1,00	0,25							
65	Popovača	Stružec	Osekovo-4-D.Selo	50	10,45	20,89	232,67	5,33	2,36		402,67	0,33	0,09							
66	Popovača	Stružec	Osekovo-5-Gračnica	100	10,78	10,78	240,00	5,00	2,15		427,00	1,00	0,24							
67	Popovača	Stružec	Osekovo-1-Okrveno-Selo	50	29,87	59,75	224,00	1,00	0,46		394,67	2,33	0,61							
68	Popovača	Stružec	Osekovo-6-Potok	100	30,98	30,98	230,33	0,67	0,30		403,33	0,67	0,17							
69	Popovača	Stružec	Potok-3-Čavonja	50	8,20	16,41	230,67	0,33	0,15		403,00	1,00	0,26							
70	Popovača	Stružec	Stružec-2-Pintarić	50	29,28	58,55	245,67	2,33	0,98		429,33	0,67	0,16							
71	Popovača	Stružec	Radisce-Centa	30	8,71	29,02	233,00				407,33	0,67	0,17							
72	Popovača	Stružec	Stružec-3-Vugič	50	19,17	38,34	226,00	1,00	0,46		396,00	1,00	0,26							

Slika 14. Kratkotrajna pogonska mjerenja – nesimetrija napona

## b) Snimanja naponskih prilika

Mjerenje se izvodi pomoću pogonskog registrirajućih instrumenata ( Logger ), a snimaju se sva tri napona i struje, na TS 10(20)/0,4 kV prema sljedećem kriteriju:

- a) TS 10(20)/0,4 kV u kojima je nesimetrija veća od 1,3%  $U_n$  (snima se u TS i na SK koji najviše unose nesimetriju zbog nesimetrije strujnog opterećenja),
- b) TS 10(20)/0,4 kV za koje se poslije 24 satnog snimanja napona za kontrolu naponskih prilika utvrdi da su naponi van granica,
- c) TS 10(20)/0,4 kV čije je opterećenje  $> 80\%$   $S_n$  (snima se u trafostanici i najopterećeniji SK na sredini i kraju),
- d) TS 10(20)/0,4 kV ili SK gdje se izdaje elektroenergetska suglasnost za snagu veću od 30 kW (prije izdavanja suglasnosti i poslije priključenja) ukoliko se proračunom dokaže da će biti narušene naponske prilike,
- e) TS 10(20)/0,4 kV čije je opterećenje  $< 20\%$   $S_n$  (snima se u trafostanici ),
- f) snimanja na osnovu zahtjeva pojedinih organizacijskih jedinica. Ukoliko pojedina organizacijska jedinica godišnje zatraži više od 20 objekata mora objektima pridijeliti prioritete i razvrstati ih u 3 kategorije (1. kategorija – 20 objekata; 2. kategorija – 20 objekata; 3. kategorija – svi ostali objekti).

Mjernim terminalima tipa DIOS 2, DIOS 2A i IEL u SN mreži Elektre Križ opremljeno je manje od 12% TS 10(20) kV , a u SCADA sustavu mjere se struje u jednoj fazi na svim 10 kV izvodima u TS 35/10 kV i u nekoliko 10(20) kV rasklopišta. Ukoliko se grade nove TS 10(20) kV u kojima je ugrađen transformator snage 200 kVA i veće opremaju sa mjernim terminalima.

Vrše se i snimanja kvalitete napona u skladu s normom EN 50 160 [13], na osnovu prigovora kupaca ili uočenih problema u mreži zbog trošila kupaca čega ima sve više. Jedan takav primjer obrađen je u literaturi [7].

## c) Praćenje opterećenja u SCADA sustavu

SCADA sustav stalno nadzire i prezentira podatke o opterećenju pojedinih vodova i transformatora, ali isto tako te prikupljene podatke s vrijednostima električnih veličina dugoročno skladišti u povijesnu bazu podataka.

Prikupljanje analognih veličina (mjerenja) u SCADA sustav iz postrojenja značajno utječe na opterećenje sustava i komunikacijskih putova, jer su to veličine koje stalno mijenjaju vrijednost za razliku od ostalih podataka koji se prenose (indikacije). Potrebno je obratiti pozornost na

parametre kojim se definira njihova obrada i prijenos između postrojenja i DC-a [2].

U cilju dohvata, obrade i prezentacije tih podataka napravljeni su generički izvještaji za potrebe preglednog i brzog uvida dispečera/energetičara o stanju distributivne mreže. Mogu se prezentirati povijesni podaci u tabelarnom i grafičkom obliku (dijagrami) na dnevnoj, mjesečnoj i godišnjoj bazi obrađene ili izračunate vrijednosti za struje, napone i snage pojedinačno ili sumarno za pojedine izvore/trafostanice [8].

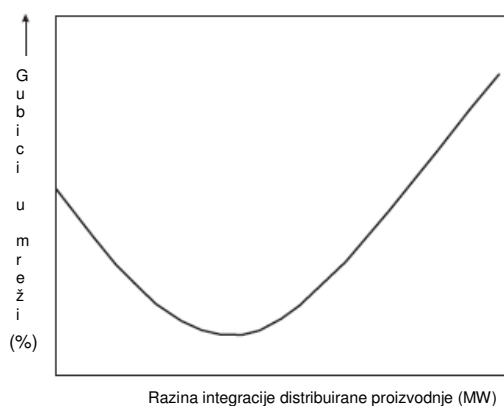
Pored generičkih izvještaja postoje i trendovi za brzi dohvat i trenutno praćenje izabrane pojedine analogne veličine koja je uključena u osnovne funkcije SCADA sustava.

#### 5.4. Elektrane u distribucijskoj mreži

Najznačajniji dio proizvodnih objekata danas u svijetu čine veliki, konvencionalni proizvodni objekti. Pod pojmom distribuirane proizvodnje podrazumijevamo proizvodne jedinice manje snage (najčešće manje od 20 MW), obično priključene na distribucijsku mrežu. Osnovni razlozi zbog kojih se danas umjesto distribuirane proizvodnje dominantno koriste velike, centralizirane proizvodne jedinice su: ekonomija razmjera, efikasnost, raspoloživost goriva i životni vijek. Općenito se može reći kako se povećanjem snage proizvodnih objekata povećava njihova efikasnost, a smanjuje trošak izgradnje po jedinici instalirane snage. Osim toga, veliki proizvodni objekti u pravilu imaju dugi životni vijek (u rasponu od 25 do 50 godina). Pridoda li se tomu mogućnost i trošak dobave goriva, jasno je da će još dugo vremena velike elektrane biti osnovni izvori električne energije.

Međutim, u novije vrijeme prednost velikih objekata s aspekta ekonomije razmjera smanjuje se zbog značajnog tehnološkog razvoja malih proizvodnih jedinica i sve značajnijeg uključivanja i subvencioniranja obnovljivih izvora energije. Unaprjeđenje korištenja kombiniranog procesa proizvodnje toplinske i električne energije značajno povećava efikasnost korištenja goriva. Pored toga, zbog velikih gubitaka u prijenosu, proizvodnja toplinske energije podrazumijeva lokalnu (distribuiranu) proizvodnju u blizini konzumnog područja. Također, dodatne prednosti distribuirane proizvodnje i obnovljivih izvora sastoje se u povećanju sigurnosti opskrbe, smanjenju prekapacitiranosti sustava, smanjenju gubitaka u prijenosnim i distribucijskim mrežama, povećanju raspoloživosti i kvalitete opskrbe, smanjenju negativnog utjecaja na okoliš te smanjenju ovisnosti o cijenama goriva. Za ilustraciju, **Slika 15** prikazuje principijelnu shemu utjecaja stupnja integracije distribuirane proizvodnje na gubitke u elektroenergetskoj mreži.

Ova krivulja, njen nagib i točka minimuma povezana je s tehničkim karakteristikama mreže/dalekovoda na koju se priključuje izvor/izvori, kao i o vrsti i karakteristikama obnovljivog izvora [19].



**Slika 15.** Prikaz utjecaja stupnja integracije distribuirane proizvodnje na gubitke u elektroenergetskoj mreži

Nedostaci korištenja distribuirane proizvodnje podrazumijevaju relativno visoke kapitalne troškove po jedinici instalirane snage, zatim činjenica kako distribucijska mreža nije inicijalno građena za prihvatanje proizvodnih objekata, potrebne posebne uvjete obzirom na lokaciju gradnje OIE, nepredvidljivost proizvodnje i posljedično veće troškove uravnoteženja sustava s OIE te ograničene mogućnosti korištenja na razini sustava odnosno potreba za odgovarajućom rezervom u konvencionalnim izvorima. Međutim, danas se općenito smatra da 10-15% razine penetracije distribuirane proizvodnje u odnosu na vršno opterećenje može biti prihvaćeno u elektroenergetsku mrežu bez značajnijih strukturnih promjena.

Konačno, može se reći da distribuirani izvori imaju prednosti i nedostatke koji se općenito mogu podijeliti na: energetske aspekte, mrežne aspekte i ekološke aspekte, stoga ih je potrebno procjenjivati na individualnom principu (slučaj-po-slučaj).

## 5.5. Evidencija i obrada zastoja

### 5.5.1. Dispečerska dokumentacija

Postojeći SCADA sustav nije omogućavao na prihvatljiv i kvalitetan način praćenje prekida u isporuci električne energije. Sistematizirani su zahtjevi i napisan projektni zadatak za izradu programskog paketa DISPEČERSKA DOKUMENTACIJA. U programskom paketu pokušalo se obuhvatiti kompletna pogonska dokumentacija koju dispečeri operativno vode ( smjenski izvještaji, aktualna lista, dispečerski dnevnik, evidencija kvarova, pogonski dnevnik, prijem i predaja brzjava, obavijesti i dr.). Ovaj programski paket realiziran je vlastitim stručnim kadrom i pušten u rad u siječnju 1998. godine. Kao jedan od modula dispečerske dokumentacije je

pogonski dnevnik u kojem se evidentiraju svi manevri na elektrodistributivnoj mreži Elektre Križ u nadležnosti Dispečerskog centra (DC).

U pojedinom zapisu predviđen je unos svih bitnih podataka iz kojih je moguće kasnijim analizama i obradama dobiti pokazatelje kvalitete isporuke električne energije kupcima. Podaci o prekidima kontinuirano se prate i zapisuju od početka korištenja dispečerske dokumentacije 1998. godine, a za period od 1994. do 1998. naknadno su uneseni podaci o prekidima koji su nepotpuni (nedostaju podaci o teretima i neisporučenoj električnoj energiji). Pored sistematizacije prekida po raznim kriterijima moguće je dobiti i određene standardizirane izvještaje.

U okviru dispečerske dokumentacije ne izračunavaju se indeksi o kvaliteti isporuke električne energije koje standardno vode zapadnoeuropske distribucije, ali postoje podaci iz kojih je to moguće izračunati. Međutim bez obzira na to dispečeri još uvijek koriste program Dispečerska dokumentacija za potrebe vođenja pogonske dokumentacije, dok se za potrebe praćenja prekida i pouzdanosti napajanja 2005. godine uvela jedinstvena aplikacija za cijeli HEP ODS pod nazivom DISPO.

### **5.5.2. Aplikacija za praćenje stabilnosti opskrbe - DISPO**

HEP ODS razvio je i stavio u funkciju aplikaciju DISPO koja se koristi za praćenje stalnosti opskrbe kupaca električne energije jedinstveno za cijelo područje Republike Hrvatske. Program radi kao Web aplikacija u mreži HEP-a preko odgovarajućih servera.

DISPO je specijalistički računalni program namijenjen za analizu kvalitete električne energije prema kriteriju stalnosti opskrbe, odnosno pouzdanosti rada distribucijskog sustava. Aplikacija integralno sagledava pogonske događaje u distribucijskom sustavu od naponske razine 110 kV do 0,4 kV. Pod pogonskim događajima smatraju se prisilni i planirani zastoji te zastoji nastali na temelju naloga Opskrbe, NDC-a ili HEP OPS-a, a koji traju dulje od 3 minute. Pomoću DISPO programa mogu se analizirati sve vrste zastoja i na temelju njih proizaći pokazatelji pouzdanosti u distribucijskoj mreži od 110 kV sve do NN. Drugi kriterij analize pokazatelja pouzdanosti može se provesti prema organizacijskoj razini od PU, preko Pogona i Distribucijskog područja do HEP ODS-a. Treći kriterij su izračunavanje pokazatelja pouzdanosti na koje operator distribucijske mreže može utjecati svojim organizacijskim i stručnim pristupom. Četvrti kriterij je prema karakteru zastoja. Svi rezultati po svakom kriteriju mogu se dobiti za bilo koje vremensko razdoblje.

Cilj aplikacije DISPO je:

- praćenje stabilnosti opskrbe kupaca električnom energijom,
- analiza pogonskih događaja,
- usporedba dobivenih rezultata, dobivanje mjesta i metode pomoću kojih se smanjuje broj i trajanje zastoja.



## 6. RASPOLOŽIVOST ELEKTROENERGETSKE DISTRIBUCIJSKE MREŽE

### 6.1. Pouzdanost

Povećanje pouzdanosti elektroenergetske mreže zahtijeva znatna financijska ulaganja, odnosno izgradnju alternativnih dalekovoda. S jedne strane je težnja za povećanjem pouzdanosti, a s druge strane su troškovi investicije, održavanja i neisporučene električne energije. Rješenje je optimum funkcije ovih veličina.

Pored ovog elektroenergetske mreže u distribuciji sastoje se od velikog broja elemenata te je nemoguće kvalitetno i optimalno odrediti prioritete kod investicija ukoliko se za pojedine vodove ne izračunaju pokazatelji kvalitete električne energije i indeksi koji se standardno koriste u zapadnoeuropskim distribucijama.

Povećanje pouzdanosti moguće je dodatnom ugradnjom uređaja zaštite i upravljanja u cilju smanjenja vremena trajanja prekida u isporuci električne energije. Pojedini prekidi mogu se razlučiti na dijelove te, uz dobru analizu događaja na osnovu podataka iz outage management sustava (OMS) i informacija dobivenih od interventnih ekipa, moguće je utjecati na skraćenje vremena trajanja restauracije mreže.

Najpouzdaniji dio mreže je kabela mreža, međutim u distribucijskoj mreži Elektre Križ njen udio je malen u odnosu na zračni dio mreže (16%). Pouzdanost zračnog dijela mreže varira od izvoda do izvoda, a ovisi o dužini dalekovoda, da li je radijalan, dvostrano napajan ili zamkast, kroz koji okoliš prolazi, koja je starost dalekovoda. Od svih konfiguracija mreže najmanje pouzdan je radijalni dio mreže čije su dužine dalekovoda veće od 30 km po izvodu. U Elektri Križ postoji 15 takvih izvoda. Ovi dalekovodi u velikom dijelu svoje trase prolaze preko teškog terena (šume, planine, daleko od prometnih komunikacija), zbog čega njihova nepouzdanost znatno odskače od prosjeka distributivnog područja (broj i duljine trajanja prekida isporuke električne energije). Ovo se posebno odnosi na dalekovode:

- DV 10 kV LONČARICA,
- DV 10 kV BORKI,
- DV 10 kV TOROVI,
- DV 10 kV VILENJAK,
- DV 10 kV GAJ,
- DV 10 kV POSAVINA,
- DV 10 kV ĐULOVAC,
- DV 10 kV STRUŽEC,
- DV 10 kV KRIŽ.

Rezervno napajanje 10 kV moguće je ostvariti magistralnim dalekovodima koji povezuju dvije susjedne TS 35/10 kV. Ovakve veze s dvije

susjedne TS 35/10 kV preko 10 kV mreže postoje kod većine trafostanica osim:

- TS 35/10 kV IVANIĆ,
- TS 35/10 kV SIRAČ,
- TS 35/10 kV HERCEGOVAC,
- TS 35/10 kV ČAZMA,

koje su preko 10 kV mreže povezane samo s jednom TS 35/10 kV .

Pored ovoga postoje još četiri 10 kV dalekovoda prema susjednim distribucijskim područjima:

- ELEKTRA Zagreb jedna veza prema TS Božjakovini,
- ELEKTRA Slavonski Brod dvije veza prema TS Okučani,
- ELEKTRA Sisak napajamo konzum Sunje.

Najčešći uzroci smetnji i kvarova na vodovima su zbog mehaničkog naprezanja (jak vjetar, vlažan snijeg, ledena kiša, temperaturne promjene), električnog naprezanja i premoštenje izolacije. U manjoj mjeri onečišćenje izolacije, kemijskog utjecaja i oštećenje izolacije stranim predmetom.

Od ukupnog broja kvarova na 35 kV mrežu otpada 5 %, isto toliko na NN mrežu, a svi ostali kvarovi nastaju na 10 kV mreži.

Dugogodišnjim praćenjem kvarova utvrđeno je da evidentirani kvarovi na NN mreži znatno su manji od stvarnih. NN mreža nije pod daljinskim nadzorom i evidencije ovise o dojavama ekipa s terena ili od strane kupaca. Kvarovi na NN mreži pogode znatno manji broj kupaca nego kvarovi na SN dijelu mreže.

Ako se kvarovi podijele na zemljospojne i međufazne onda 70 % kvarova otpada na zemljospojne, a 30 % na međufazne kvarove.

Ovim razmatranjem u obzir su uzeti samo trajni kvarovi, prolazni kvarovi koje autonomno rješavaju uređaji zaštite nisu obuhvaćeni ovom kratkom analizom kvarova.

Iz osnovnih podataka o elektroenergetskom sustavu Elektre Križ vidljivo je da 10 kV mreža za razliku od prijenosne mreže ima veliki broj čvorova i grana, a nadzor osnovnih električnih veličina postoji samo na izvoru 10 kV mreže. Pored toga jedan dio mreže je u vlasništvu potrošača i o tom dijelu postoje djelomični podaci.

Mreža se prostire na velikom geografskom području, stoga je njeno vođenje i održavanje pridruženo pogonima Križ, Daruvar, Kutina i Lipik, kojima je prostorno pridijeljen i dio mreže.

Da bi jednoznačno opisali ovakvu mrežu definiran je način označavanja elemenata mreže i numeracija čvorova.

Pojedini izvod/dalekovod može imati i preko 100 čvorova i grana. Da bi iz označenih čvorova i grana mogli vizualizirati mrežu (nacrtati) korišten je sljedeći princip označavanja. Dalekovodi u pravilu imaju magistralni dio i odcjepe/odvojke koji mogu biti manji ili veći. Ovo je karakteristika svih zračnih dalekovoda. Oznaka čvora dalekovoda predstavlja mjesto grananja, promjene presjeka, rastavnu napravu ili TS 10(20)/0,4 kV. Početni čvor koji se označi je na magistralnom dijelu od izvora prema krajnjoj točki dalekovoda, a zatim slijedi označavanje čvorova prvog odcjeka do izvora istim principom sve do zadnjeg odcjeka koji se odvaja sa magistrale. Tako je svakoj grani dalekovoda pridijeljen broj na početku i na kraju grane. Pojedinoj grani pridijelimo i dodatnu oznaku čvora koji je na kraju niza (magistrale/odcjeka). Kada se poklopi broj krajnjeg čvora s brojem dodatne oznake znači da smo došli do kraja niza i možemo preći na drugi odcjep i tako do kraja.

### 6.1.1. Pokazatelji pouzdanosti

Razdjelne elektrodistributivne mreže gotovo uvijek rade u radijalnom pogonu, iako prostorno mogu biti izvedene kao radijalne ili zamkaste. Radijalne razdjelne mreže sastoje se od niza serijskih komponenata tako da uredno napajanje nekog potrošača priključenog u bilo kojoj točki mreže zahtijeva ispravan rad svih komponenata između razmatranog mjesta priključka i pojne točke.

Tri osnovna pokazatelja pouzdanosti razdjelne mreže su:

- srednja frekvencija kvara (prekida)  $f_s$

$$f_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i$$

- srednje vrijeme trajanja kvara (prekida)  $r_s$

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i}$$

- neraspoloživost ili srednje godišnje vrijeme trajanja kvara (prekida)  $N_s$

$$N_s = r_s f_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i$$

Korištenjem jedinstvenih pokazatelja pouzdanosti isporuke električne energije moguće je usporediti efikasnost pojedinih distribucija i distributivnih područja. Zemlje koje su krenule u deregulaciju koriste slijedeće indekse:

- SAIDI ( *System Avarage Interuption Duration Index* )

SAIDI = ukupno vrijeme prekida napajanja potrošača/ ukupan broj potrošača

- SAIFI ( *System Avarage Interuption Frequenci Index* )

SAIFI = ukupni broj prekida napajanja potrošača / ukupni broj potrošača

- CAIDI ( *Custemer Avarage Interuption Duration Index* )

CAIDI = ukupno trajanje prekida napajanja potrošača / ukupan broj prekida potrošača

- CAIFI ( *Custemer Avarage Interuption Frequenci Index* )

CAIFI = ukupan broj prekida potrošača / ukupan broj pogođenih potrošača

## 6.2. Kvar

**Kvar** označava neraspoloživost komponente da izvršava svoju funkciju, a radi uzroka koji je izravno uz nju vezan. Kvar može, ali i ne mora, ovisno o konfiguraciji sustava, prouzročiti prekid napajanja potrošača.

**Prekid napajanja** je prestanak opskrbe jednog ili više potrošača i rezultat je kvara jedne ili više komponenti.

S obzirom na posljedice kvarovi mogu biti:

- **Djelomični kvar** označava stanje komponente kada je njena funkcija reducirana ali ne i potpuno eliminirana.
- **Potpuni kvar** se odnosi na stanje kada je komponenta u cijelosti izvan funkcije.

Prema trajanju kvarovi se dijele na:

- **Prolazni kvar** komponente je onaj čiji se uzrok sam dokida tako da se pogođena komponenta vraća u funkciju automatski ili odmah nakon zatvaranja prekidača ili zamjene osigurača.
- **Trajni kvar** je onaj koji zahtijeva popravak ili zamjenu pogođene komponente prije nego se vrati u funkciju.

Prekidi napajanja mogu biti **kratki i dugi**. Prema evropskoj normi EN 50160 kratki prekidi traju do uključivo 3 minute, a duži prekidi su iznad 3 minute.

### **6.2.1. Vrijeme trajanja kvara**

Vrijeme potrebno za restauraciju mreže možemo podijeliti na segmente, a za praćenje koristimo razne sustave, procedure i algoritme kako bi smanjili trajanja pojedinog segmenta kvara:

- **vrijeme prijavka (*CSS – Customer Service System*)**

Sustav koji povezuje kupce i transformatore. Ovo povezivanje moguće je ostvariti određenim manualnim procedurama ili korištenjem GIS (*Geographical Information System*) i njegovih linkova što znatno smanjujemo vrijeme povezivanja podataka i povećanje točnosti. Ovakvi sustavi omogućuju obradu velikog broja poziva na sat koji se prosljeđuju u OMS kao jedan od elemenata za analizu.

- **vrijeme za dijagnozu (*TA – Trouble Analysis*)**

Dijagnozu prekida možemo obaviti manuelno usporedbom niza potrebnih informacija ili kao u modernim sustavima korištenjem dostupnih algoritama u okviru GIS-a.

- **Vrijeme za odluku**

Ovo vrijeme je kritično jer može znatno skratiti vrijeme restauracije mreže. U novim sustavima odluka se donosi korištenjem grafikona, GPS-a, AVL (automatska lokacija vozila) i inteligentnog odlučivanja. Na osnovu realnih podataka o: ekipama, okruženju, lokaciji ekipa, listi događaja, mogućem tipu kvara, te njihovim obradama donosi se odluka koja pomaže dispečeru za donošenje odluke i otklanjanja krizne situacije.

- **vrijeme za put**

Smanjenje vremena za put omogućava nam inteligentna baza informacija o putovima. Sustav nudi idealnu rutu prema području kvara, a ukoliko se ne može idealnom rutom predlaže interventnim ekipama alternativne rute.

- **vrijeme lociranja**

Za otklanjanje kvara važna informacija je određivanje točne lokacije i poznavanje konfiguracije terena. Ovo naročito važi za rješavanje problema koji se pojavljuju u kabelskim mrežama (točna trasa, susjedne instalacije, ostale instalacije), ali i u zračnim mrežama koje prolaze nepristupačnim terenom.

- **vrijeme otklanjanja**

Vrijeme dovođenja elektroenergetskog postrojenja u ispravno stanje najvećim dijelom određeno je: dijagnostikom (ekspertizom), radom i raspoloživim materijalom. Kao povratna informacija koristan je podatak o vremenu potrebnom da interventna ekipa bude ponovno raspoloživa za otklanjanje kvara.

Za sada Elektra Križ ne koristi GIS i napredne aplikacije koje se naslanjaju na taj sustav, kao ni pomoćne informacije iz GPS-a prilikom otklanjanja kvarova.

## 7. METODE ZA ODREĐIVANJE OPTIMALNOG RASPOREDA RASTAVLJAČA

Važna razmatranja kod planiranja energetskeg sustava je identifikacija onih uređaja koji se mogu iskoristiti za stvaranje sustava koji može zadovoljiti zahtjeve kupaca za kvalitetnom električnom energijom po povoljnoj cijeni. Broj i lokacija rastavljača koji služe za sekcioniranje elektrodistribucijske mreže važan su element kod planiranja i dizajniranja distribucijskog sustava. Projektant kod projektiranja dalekovoda treba uvažiti činjenicu da zbog održavanja i otklanjanja kvarova moraju predvidjeti mjesta na kojima se trebaju ugraditi rastavljače kako bi se mogao odvojiti dio mreže koji se održava ili je u kvaru. Postoje nekoliko osnovnih pravila:

- u kabelskim mrežama na početku i kraju kabelske dionice trebaju biti rastavni uređaji (u TS 10/0,4 kV),
- na magistrali zračnog dalekovoda u pravilu nakon svakih 5 km, na početku dužih odvojaka, prije svake TS 10/0,4 kV.

Mjesto ugradnje rastavljača potrebno je izabrati da bude pristupačan radnicima kod održavanja i otklanjanja kvarova (blizina prometnica, poljskih putova i sl.).

Uključenjem nekih rastavljača u daljinsko vođenje mogu se dodatno smanjiti vrijeme trajanja prekida zbog kvarova. Promatrajući to s troškovne strane smanjenjem trajanja kvarova stvaramo uštede, ali imamo povećane troškove zbog investicije i održavanja ugrađene opreme.

Dalekovod po svojoj dužini nema istu raspoloživost i ovisi o nizu utjecaja okoline, konstrukcijskim i tehničkim rješenjima, starosti i kvaliteti ugrađene oprem. Isto tako opterećenje pojedinih dionica se mijenja s vremenom i ovisi o kupcima koji se napajaju, a smanjuje se od izvora prema krajevima dalekovoda. Ove činjenice upućuju da dalekovod moramo rasčlaniti na grane i čvorove i na taj način uzeti u razmatranje kod daljnjih analiza. Razmatrajući ovaj problem s troškovne strane razvijeni su razni algoritmi i metode kako bi se trošak sustava sveo na minimum. To možemo prikazati sumirano u slijedećoj jednadžbi:

$$\text{Minimise Cost} = \sum_{i=1}^M S \text{ cost}_i + \sum_{i=1}^M L \text{ Cost}_i \quad (1)$$

gdje je  $M$  ukupni broj elemenata u sustavu,  $S \text{ Cost}_i$  i  $L \text{ cost}_i$  predstavljaju cijenu ulaganja (uključujući cijenu popravaka i eksploatacije) i cijenu gubitaka prijenosa za element  $i$ .

Uobičajne tehnike ne uzimaju u razmatranje trošak zbog prekida isporuke električne energije kupcima prilikom planiranih prekida zbog održavanja i kvarova, odnosno ukupne problematike, što uključuje trošak investicije i ostale troškove. Planiranje koje uzima u razmatranje trošak zbog

prekida isporuke nazvano je *supply/demand-side planing*. Istraživanja efekata *demand - side* vezan je za ekonomsku vrijednost pouzdanosti i dobiva relativno malu pozornost, uglavnom zbog teško mjerljive dobiti od poboljšanja usluga. Anketa koju je proveo Univerziteta Saskatchewan iskorištena je za procjenu gubitaka zbog prekida isporuke na sedam različitih grupa potrošača. Funkcija štete kupaca dobivena ovim anketama daje dragocjene podatke o troškovima koje kupci pretrpe zbog prekida u isporuci električne energije. Pri određivanju optimalnih lokacija daljinski upravljanih rastavljača kod rješavanja problema u razmatranje su uzeti ukupni troškovi koji uključuju investiciju, održavanje i cijenu neraspoloživosti za izabrane rastavne naprave na određenoj lokaciji u distribucijskoj mreži.

Pri rješavanju problema optimalnog rasporeda rastavljača uzeti su u razmatranje i ukupni socijalno tehno/ekonomski pokazatelji. Za rješavanje ovog problema razmatrane su dvije tehnike direktno prebrojavanje i kombinirana tehnika prebrojavanje / pretraživanje prepolavljanjem. Pretraživanje prepolavljanjem je bazirano na prebrojavanju i pojednostavljuje proceduru optimizacije. Obadvije tehnike su ilustrirane i uspoređene koristeći uzorak distributivne mreže. Optimalni broj rastavljača i njihova lokacija u stvarnom distribucijskom sistemu je određena minimumom ukupnih troškova sistema.

### 7.1. Definiranje problema

Uzimamo u obzir mrežu s  $N$  mogućih lokacija u kojima mogu biti instalirani rastavljači. Dobivamo poznat fiksni broj rastavljača i veliki broj mogućih lokacija. Uzmemo par rastavljač/lokacija  $L_k^l$  što predstavlja  $k - tu$  lokaciju za  $l$  rastavljača. Za  $l$  rastavljača broj lokacija je  $NS_N^l$

$$NS_N^l = \frac{N!}{l!(N-l)!} \quad (l = 0, 1, 2, \dots, N) \quad (2)$$

Ukupan broj parova rastavljač/lokacija je  $NT$  :

$$NT = \sum_{l=0}^N NS_N^l = 2^N + 1 \quad (3)$$

Ukupan trošak prekida potrošača  $ICOST_k^l$  za par  $L_k^l$  možemo izračunati koristeći pouzdanom cost/worth tehnikom (17)

$$ICOST_k^l = \left( \sum_{i=1}^{N_p} L_i \sum_{j=1}^{N_p} c_{ij} \lambda_{ij} \right)_k^l \quad (4)$$

gdje je:



- $L_i$  prosječan teret u potrošačkom čvoru  $i$ ,
- $\lambda_{ij}$  i  $c_{ij}$  uvažava učestalost i trajanje kvara u per unit (kW) cijenu prekida u čvor  $i$  ako je kvar na  $j$  elementu,
- $N_p$  je ukupni broj čvorova s potrošačkim teretom u sustavu,
- $N_e$  je ukupan broj elemenata u distributivnom sustavu.

$c_{ij}$  je nelinearna funkcija trajanja prekida napajanja  $r_{ij}$

$$c_{ij} = c_{ij}(r_{ij}) \quad (5)$$

$SCOST_k^l$  predstavlja sumu troškova investicije i troškova gubitaka prijenosa za  $L_k^l$ .

Optimum izabranog problema za broj i lokacije rastavljača je minimum ukupnih troškova investicije, održavanja, gubitaka prijenosa i prekida  $TCOST_k^l$  što možemo prikazati matematički kao:

$$\text{Minimum } TCOST_k^l = SCOST_k^l + ICOST_k^l = SCOST_k^l + \left( \sum_{i=1}^{N_p} L_i \sum_{j=1}^{N_p} c_{ij}(r_{ij}) \lambda_{ij} \right)_k^l \quad (6)$$

Uz ograničenja:

$V_s^{\min} \leq V_s \leq V_s^{\max}$  i  $I_q^{\min} \leq I_q \leq I_q^{\max}$ , gdje je  $V_s$  napon čvora  $s$ , a  $I_q$  struja u dionici  $q$ .

Problem optimizacije je završen kada dobijemo ukupan broj lokacija rastavljača, broj parova rastavljač/lokacija je konačan [3].

## 7.2. Određivanje cijene prekida

Važan utjecaj na rezultate analize u određivanju troškova i izboru optimalnih lokacija rastavljača je procjena cijene prekida isporuke električne energije kupcima. Cijena neisporučene električne energije ovisi o dvije stvari, vrsti kupca i trajanju prekida. Standardno se upotrebljava podjele kupaca na sedam sektora:

- veliki potrošači,
- industrija,
- trgovina,
- poljoprivreda,
- kućanstva,
- uprava,
- usluge.

Prikupljeni podaci o štetama kupaca iz ankete korišteni su u studijskom primjeru. Korištena je osnovna analitička tehnika za procjenu troškova prekida u sistemu.

Analitička metoda procjenjuje troškove prekida napajanja električnom energijom na osnovu ekonomskih pokazatelja kao što su prihodi, bruto domaći proizvod i sl.. Koristi lakše dostupne podatke i jednostavno se primjenjuje. Nedostatak je u brojnim ograničavajućim pretpostavkama. S obzirom da daje globalne rezultate primjena ove metode u planiranju mreže je ograničena.

Metoda anketiranja kupaca utvrđuje troškove/štete izazvane prekidima u napajanju koji mogu biti različite učestalosti i duljine trajanja te nepredvidivog trenutka nastanka u dobi dana, tjedna ili godine. Prednost ove metode proizlazi iz činjenice da kupci mogu najbolje procijeniti svoje troškove izazvane prekidom opskrbe. Iako se neki troškovi neisporučene energije za neke kategorije kupaca, npr. industrija, mogu jednostavno odrediti. Mišljenje kupaca je jako važno kod procjena manje očiglednih troškova kao npr. gubitka komfora kod kućanstva. Druga prednost metode anketiranja kupaca je što se može prilagoditi i zahtjevima distributera za dobivanje njemu specifičnih informacija. Bez obzira za razliku od drugih metoda anketiranja zahtjeva više napora i financijskih izdataka ona se ipak najčešće koristi. Metoda anketiranja kupaca koristi se za potrebe dobivanja podataka o troškovima prekida napajanja i u svrhu planiranja distribucijske mreže.

Vrlo važan moment pri provođenju ankete je odabir pristupa odnosno metodologije vrednovanja troškova prekida napajanja, a što jako ovisi o kategoriji kupaca.

Najjasniji i najizravniji pristup je procjena troškova prekida napajanja za određeni ispad koju vrše sami kupci. Pri tome, da ne bi bilo dvosmislenosti u odgovorima, anketiranim kupcima se daju upute što bi, a što ne bi trebala obuhvaćati procjena. Ovaj pristup daje dobre rezultate u situacijama kada se najveći dio gubitaka može jasno uočiti i kvantificirati. Primjenjiv je za industrijske kupce, trgovine, servise, veće institucije i urede.

Druga metodologija se odnosi na metodu vezanu uz tarifu (*reat – related method (RRM)*), a koja ima dva različita pristupa. Prvim se procjenjuje kupčeva pripravnost da plati (**Willingness to pay (WTP)**) premiju odnosno dodatni iznos kako bi izbjegao prekid napajanja, a drugim se prosuđuje kupčeva pripravnost da prihvati (**Willingness to accept (WTA)**) nižu razinu pouzdanosti napajanja za određeni postotak smanjenja njegovog računa za električnu energiju. Povećanja i smanjenja iznosa potrošačkih računa interpretiraju se kao odgovarajuće procjene troškova neisporučene električne energije. Iako bi teorijski iznosi povećanja i smanjenja računa za plaćanje električne energije odnosno rezultati i jednog i drugog pristupa trebali biti približno slični, u stvarnosti se WTP dobivaju znatno manje vrijednosti nego metodom WTA.

Treća metodologija se zasniva na primjeni posrednih procjena vrijednosti neisporučene električne energije. Izborom ponuđenih alternativa ili odgovorima na pitanja indirektnih metoda koja mogu dovesti u vezu s vlastitim iskustvima anketirani kupci daju informacije na temelju kojih se može procijeniti vrijednost neisporučene električne energije.

Za procjenu vrijednosti neisporučene električne energije u kućanstvima najčešće se koriste drugi i treći pristup.

### 7.3. Razvoj algoritma

Opis problema optimizacije je nelinearan i nediferencijabilan problem s konačnim brojem rješenja. Tehnike opisane u slijedećim poglavljima razvijene su za rješavanje problema traženja minimuma [3].

#### 7.3.1. Tehnika prebrojavanja

Analize pokazuju da su ukupni troškovi sustava za određivanje optimalnih lokacije vezani uz nekoliko lokalnih minimuma. Traženje optimalne lokacije vezane uz minimum ukupnih troškova sistema je problem optimizacije više minimuma što je obično vrlo komplicirano. Nema pojedinačnog općeg algoritma prikladnog za rješavanje problema optimizacije više različitih minimuma. Tehnika simuliranog napuštanja koja je korištena u rješava problem izbora rastavljača ne garantira pronalaženje opće optimalne lokacije. Pronalaženje lokacije vezane uz minimum ukupnih troškova sustava tehnikom prebrojavanja korištena je u proračunu za dobivanje konačnog broja broj rastavljača i uspoređujući sve moguće lokacije postavljenih rastavljača.

Primjena tehnike prebrojavanja za rastavljač na  $i$ -toj lokaciji predstavljen je sa varijablom odluke za rastavljač  $S_i$ .  $S_i = 1$  ukoliko na  $i$ -toj lokaciji imamo rastavljač i  $S_i = 0$  ako nemamo rastavljača na lokaciji  $i$ .

Parovi rastavljač/lokacija su određeni korištenjem tipične varijable odluke za rastavljač u svim lokacijama rastavljača. Svaki par rastavljač/lokacija predstavljan je binarnim brojem koji se pretvara u odgovarajući decimalni broj. Pojednostavljeno rečeno par rastavljač/lokacija predstavlja decimalni broj. Procedura prebrojavanja za određivanje optimalnih lokacija i broja rastavljača ima slijedeće korake:

( I ) Određivanje broja parova rastavljač/lokacija  $NS_N^l$  za određen broj rastavljača  $l$ .

( II ) Odabranu lokaciju određuje decimalni broj, odnosno pretvoreni decimalni broj u kojem korespondira binarni broj koji određuje položaj rastavljača za pojedinu lokaciju rastavljača.

( III ) Odrediti pouzdanosti trošak/vrijednost i izračunati ukupni trošak prekida ( neisporučenu električnu energiju)  $ICOST_k^l$  za određenu topološku lokaciju para  $L_k^l$  i usporediti  $ICOST_k^l$  s trenutnim minimumom  $MICOST$  .

( IV ) Zamijeniti  $MICOST$  sa  $ICOST_k^l$  ako je  $ICOST_k^l$  manji od  $MICOST$  .

( V ) ponoviti korak ( II ) - ( IV) sve dok postoje lokacije za uspoređivanje odabrane lokacije je sa minimumom ukupnih troškova.

### **7.3.2. Tehnike direktnog pretraživanja i pretraživanje prepolavljanjem**

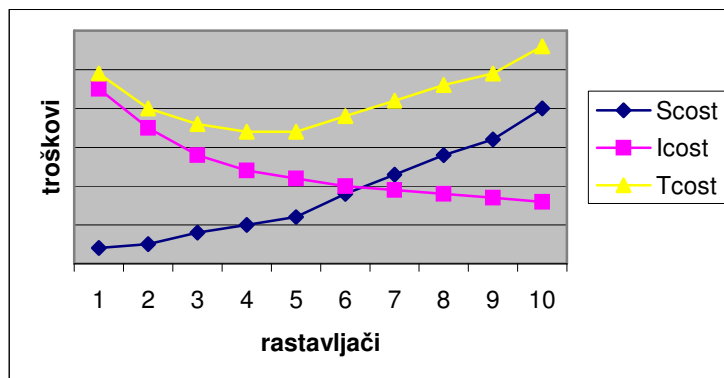
Za određen broj rastavljača, postavljanje optimalne lokacije može biti određeno korištenjem tehnike prebrojavanjem. Tehnika prebrojavanja ukomponirana je u tehniku direktnog pretraživanja, kao i tehnika prebrojavanja kombinirana s prepolavljanjem (nazvana tehnikom pretraživanja prepolavljanjem), razvijene su za određivanje broja rastavljača i njegovih lokacija u distributivnoj mreži.

#### **a) Tehnika direktnog pretraživanja**

Tehnika direktnog pretraživanja starta s jednim rastavljačem. Za određivanje optimalne lokacije prikladno je koristiti tehniku prebrojavanja. Zatim izaberemo dva rastavljača i odredimo njihove lokacije korištenjem iste tehnike. Ukupni troškovi sistema za jedan rastavljač i dva rastavljača uspoređujemo. Proceduru nastavljamo za tri rastavljača, četiri rastavljača sve dok ne dobijemo optimalni broj i ne pronađemo optimalne lokacije. Tehnika direktnog pretraživanja zahtjeva znatan proračun kod traženja od nultog do optimalnog broja rastavljača.

#### **b) Tehnika pretraživanja prepolavljanjem**

Olakšava proceduru pretraživanja i smanjuje vrijeme proračuna i povezana je s ukupnom cijenom sistema, prikladna je za određivanje optimalne lokacije i rastavljača koji se analiziraju. Minimum troškova prekida isporuke potrošačima korespondira s optimalnom lokacijom rastavljača koja nelinearno opada, te troškova investicije i održavanja koji se povećavaju sa povećanjem broja rastavljača. Globalni minimum troškova sistema korespondira u optimalnu lokaciju ako su obje funkcije konkavne ili monotone funkcije od broja rastavljača **Slika 10.** . To znači da postoji samo jedan globalni optimalni broj rastavljača i lokacija uz uvjet minimum ukupnih troškova sistema.



**Slika16.** Troškovi sistema

Tehnika pretraživanja prepolavljanjem efikasan je alat za rješavanje problema optimizacije diskretnih varijabli sa jednim minimumom. **Slika 11.** prikazuje algoritam prepolavljanja. U ovom pristupu, umjesto postupka sekvenciranja kao u tehnici direktnog pretraživanja pristup prepolavljanja koristi pola puta do limitirane veličine  $\epsilon$ . prepolovljenog područja, i formiraju se novi limiti sve dok ne dobijemo rješenje.

Pretpostavimo da je to maksimum od  $M$  mogućih lokacija rastavljača u sistemu. Izabrano područje sa brojem rastavljača ( $Kmin$ ,  $Kmax$ ) određen je donjom granicom  $Kmin$  minimalnim brojem rastavljača i gornjom granicom  $Kmax$  maksimalnim brojem rastavljača.

Tehnika pretraživanja prepolavljanjem za određivanje optimalnih lokacija i broja rastavljača ima slijedeće korake:

( I ) Preračun startamo u točki ( $Kmin=0$ ,  $Kmax=M$ ). Prvo se računaju ukupni troškovi  $RTCOST_l$  za  $Kmin=0$  i ukupni troškovi  $RTCOST_r$  za  $Kmin=M$ .

( II )  $K=(Kmax-Kmin)/2$  rastavljači su određeni tehnikom prebrojavanja koju koristimo za određivanje optimalne lokacije sa minimumom ukupnih troškova  $MTCOST_k$ .

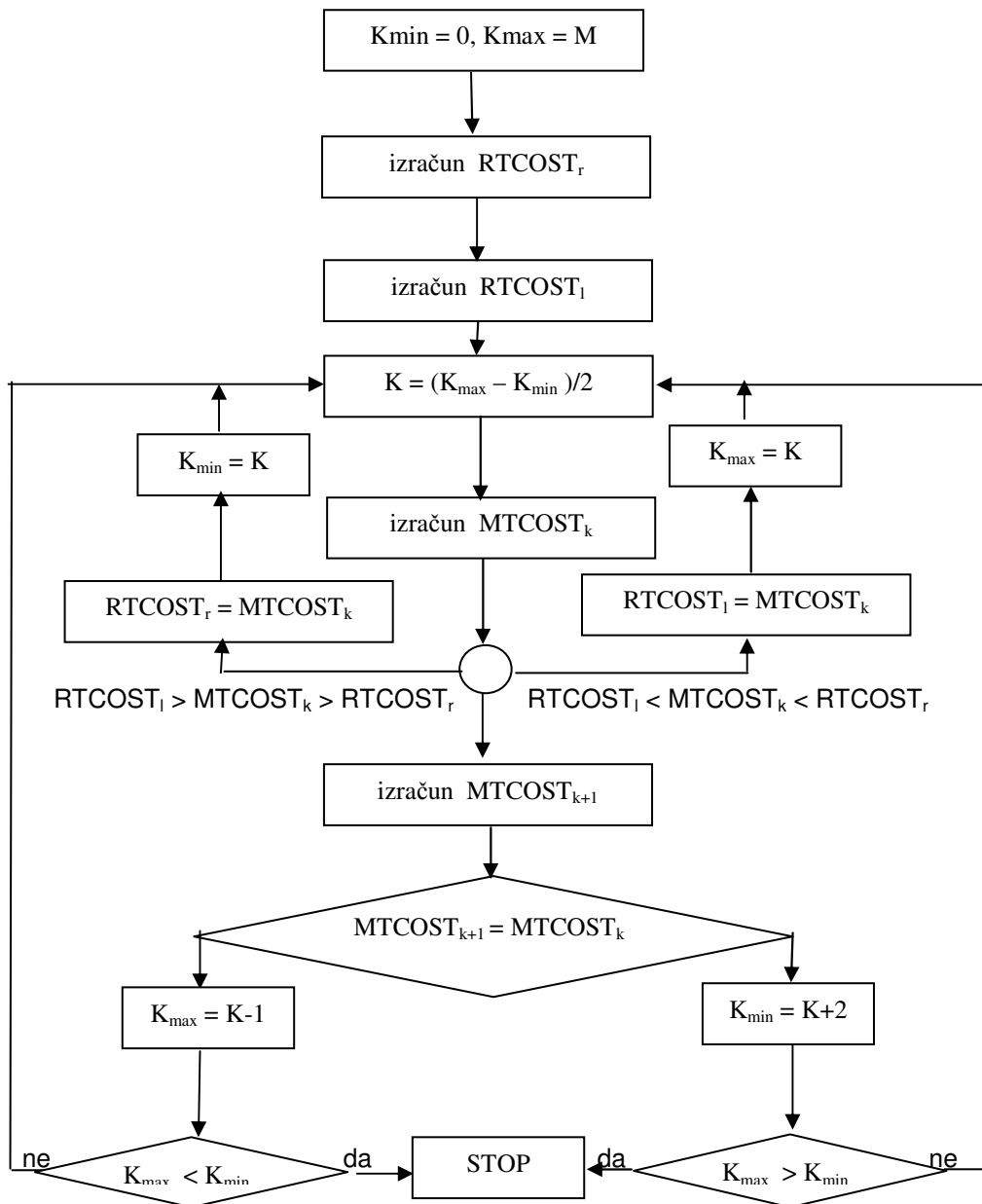
( III ) Ako je  $MTCOST_k$  veći od  $RTCOST_l$  i manji od  $RTCOST_r$ , uzmi  $Kmax=K$  i idi na korak ( II ). Ako nije idi na slijedeći korak.

( IV ) Ako je  $MTCOST_k$  manji od  $RTCOST_l$  i veći od  $RTCOST_r$ , uzmi  $Kmin=K$  i idi na korak ( II ). Ako nije idi na slijedeći korak.

( V ) Ako je  $MTCOST_k$  manji od oba  $RTCOST_l$  i  $RTCOST_r$ ,  $K+1$  rastavljača je odabrano i naknadna analiza pronalazi  $MTCOST_{k+1}$ . Donju granicu zamijenimo sa  $Kmin=K+2$  ako je  $MTCOST_{k+1}$  manji od  $MTCOST_k$ , gornju granicu zamijenimo sa  $Kmax=K-1$  ako nije, idemo na ( II ). Proceduru ponavljamo sve dok ne pronađemo optimalni broj rastavljača povezanih sa lokacijom.

Djelomično broj rastavljača sa pridijeljenim lokacijama (ne svi) prelaze u globalni optimalni minimum para rastavljač/lokacija. Tehnika rezultira

znatnim smanjenjem vremena proračuna kada je broj optimalnih rastavljača velik.

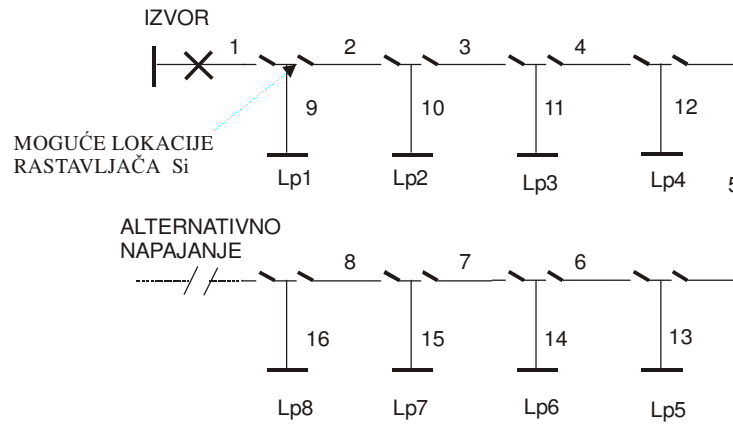


Slika 17. Dijagram toka algoritma prepolavljanjem

#### 7.4. Studijski sistem

Jednostavna radijalna distribucijska mreža i kompleksniji sistem prikazan na **Slici 18. i 22.** analizirani su korištenjem obje tehnike [3]. Svi rastavljači u studijskom sistemu su rastavna sklopka (pad-mounted) i njihova pretpostavljena cijena je 20.337 \$ / rastavljaču. Rastavljači korišteni u složenom distribucijskom sistemu su obični rastavljači s rogovima i koštaju

4.700 \$/ rastavljaču. Godišnje održavanje pretpostavlja se da je 2% od troškova investicije i kamatna stop 8%. Predviđeni životni vijek rastavljača je 20 godina.



**Slika 18.** Studijski sistem

#### 7.4.1. *Primjer na jednostavnoj mreži*

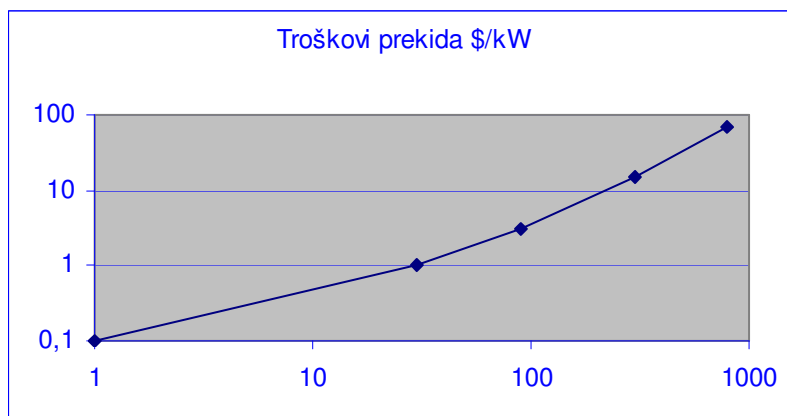
U sistemu imamo 16 dionica dalekovoda, 8 potrošačkih čvorova i 16 mogućih lokacija rastavljača (*S1-S15*). Podaci o pouzdanosti i teretima koji su korišteni u proračunu dati su u **Tablici 6.** i **Tablici 7.** Vrijeme izoliranja kvara pretpostavljano je 30 min. U svakoj potrošačkoj toči pretpostavljeno je da imamo kategorije potrošača 40 % trgovine i 60% kućanstvo. Jedinствена funkcija štete potrošačima (CCDF) za ove potrošače prikazana je na **Slici 19.** Prezentirana su dva slučaja s različitim vremenima kvara za dionicu osnovnog dalekovoda.

**Tablica 6.** Studijski sistem – podaci o granama

Grana		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
učestalost kvara	occ/god	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0
vrijeme popravka	( h )	4	4	4	4	4	4	4	4	2	2	2	2	2	2	2	2

**Tablica 7.** Studijski sistem – podaci o čvorovima

Čvor		1	2	3	4	5	6	7	8
Teret ( kW )		1000	800	700	500	1000	800	700	500

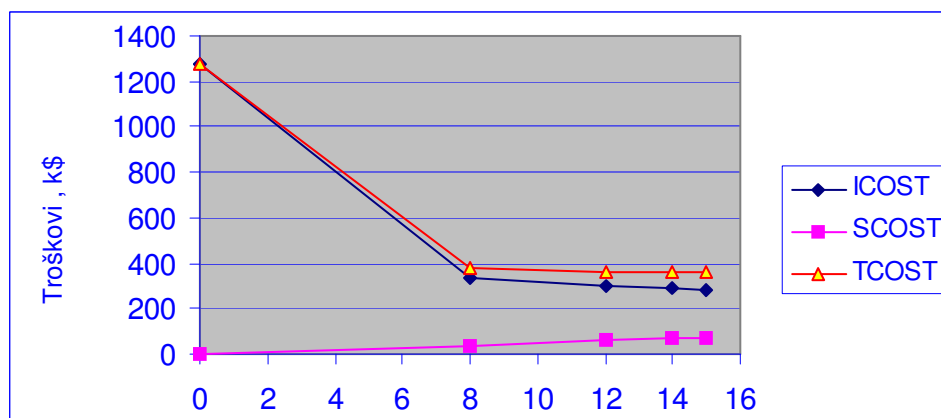


**Slika 19.** Funkcija štete potrošača

### a) Primjer 1

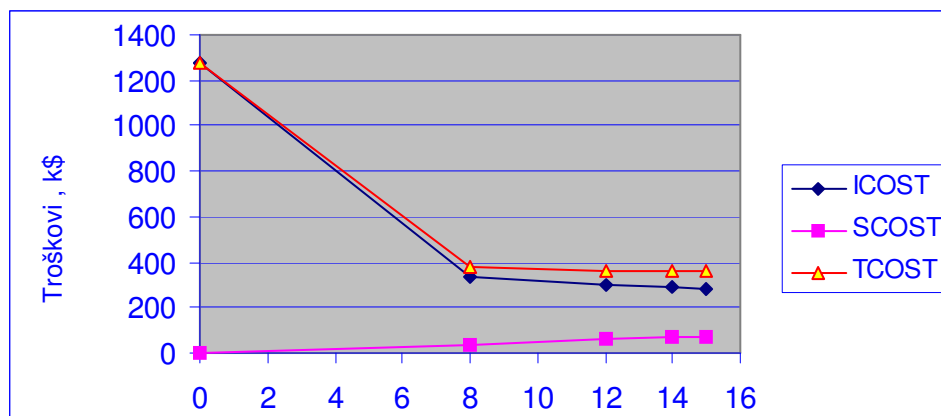
Krivulju optimalnih troškova korištenjem algoritma prepolavljanjem i direktnim pretraživanjem prikazana je na **Slici 20. 21.** Ukupni troškovi sistema povezani s optimalnim lokacijama monotono padaju s brojem rastavljača. Optimalni broj rastavljača u ovom slučaju je 15 što znači da će rastavljači biti ugrađeni u svim mogućim lokacijama rastavljača. Isto tako ako pogledamo na **Tablici 8.** procedura optimizacije startala je sa 8 rastavljača, zatim 12, 14 i na kraju 15 rastavljača. Ako pogledamo rezultate kod pete iteracije pronađen je optimalni broj rastavljača pridružen lokacijama korištenjem pretraživanjem prepolavljanjem, dok analiza direktnim pretraživanjem zahtjeva 16 iteracija.

Troškovi investicije rastavljača, troškovi prekida potrošača, i ukupni troškovi sistema za različiti broj rastavljača korištenjem pretraživanja prepolavljanjem prikazano je u **Tablici 8.** Tablica također prikazuje optimalne lokacije za različiti broj rastavljača.



**Slika 20.** Troškovi za primjer 1 korištenjem algoritma prepolavljanjem





**Slika 21.** Troškovi za primjer 1 metodom direktnog prebrojavanja

**Tablica 8.** Primjer 1- lokacije rastavljača i troškovi sistema

Br. Rastavljača	troškovi prekida k\$	Cijena rastavljača k\$	Ukupni troškovi k\$	Lokacija rastavljača
0	1.281.485	0	1.281.485	nema
8	337.732	38.674	376.406	S1,S2,SS4,S6,S9,S10, S12,S14
12	302.645	58.011	360.656	S1-S3,S4-S7,S9,S10, S12-S14
14	291.855	67.680	359.535	S1 - S14
15	286.458	72.514	358.972	S1 -S15

### b) Primjer 2

Kvarovi na sekcijama dalekovoda L1-L8 smanjeni su za 10 % u odnosu na veličine u primjeru 1. Krivulja ukupnih troškova postaje konkavna. Optimalni broj rastavljača je 7, za što je bilo potrebno 10 iteracija korištenjem metode direktnog pretraživanja i 7 iteracija za pretraživanje prepolavljanjem. Optimalni broj lokacija prikazan je u **Tablici 9.**, gdje su ukupni troškovi sistema za optimalni broj rastavljača (sedam rastavljača) 251.711 \$. Ukupni troškovi sustava za 6 rastavljača su 256.084 \$, a za 8 rastavljača 255.195 \$. Što je više nego za optimalnih 7 rastavljača.

Primjeri 1 i 2 pokazali su da je tehnika pretraživanje prepolavljanjem vrlo efikasna. To ne znači da je tehnika direktnog pretraživanja netočna. Istraživanje u ovom primjeru pokazalo je da tehnika direktnog pretraživanja radi vrlo dobro u situaciji kada imamo mali broj optimalnih rastavljača, ako je optimalni broj rastavljača 1 - 6. Metoda direktnog pretraživanja isto tako je praktična i efikasna.

**Tablica 9.** Primjer 2- lokacije rastavljača i troškovi sistema

Br. Rastavljača	troškovi prekida k\$	Cijena rastavljača k\$	Ukupni troškovi k\$	Lokacija rastavljača
0	662.373	0	662.373	nema
1	408.336	4.834	413.170	S9
2	322.716	9.668	332.384	S5, S10
3	283.726	14.503	298.229	S4, S9, S12
4	258.936	19.337	278.273	S3, S7, S10, S13
5	236.691	24.171	260.862	S2, S4, S7, S10, S13
6	227.078	29.006	256.084	S2, S4, S6, S9, S10, S13
7 *	217.870	33.834	251.711	S1, S2, S4, S6, S9, S12, S14
8	216.521	38.674	255.195	S10, S12, S14
15	211.394	72.514	283.908	S1 - S15

#### 7.4.2. *Primjer na stvarnom sistemu*

Primijenjene su dvije tehnike na rurano/urbanom tipu konfiguracije mreže . Dobiveni rezultati od obje tehnike su identični.

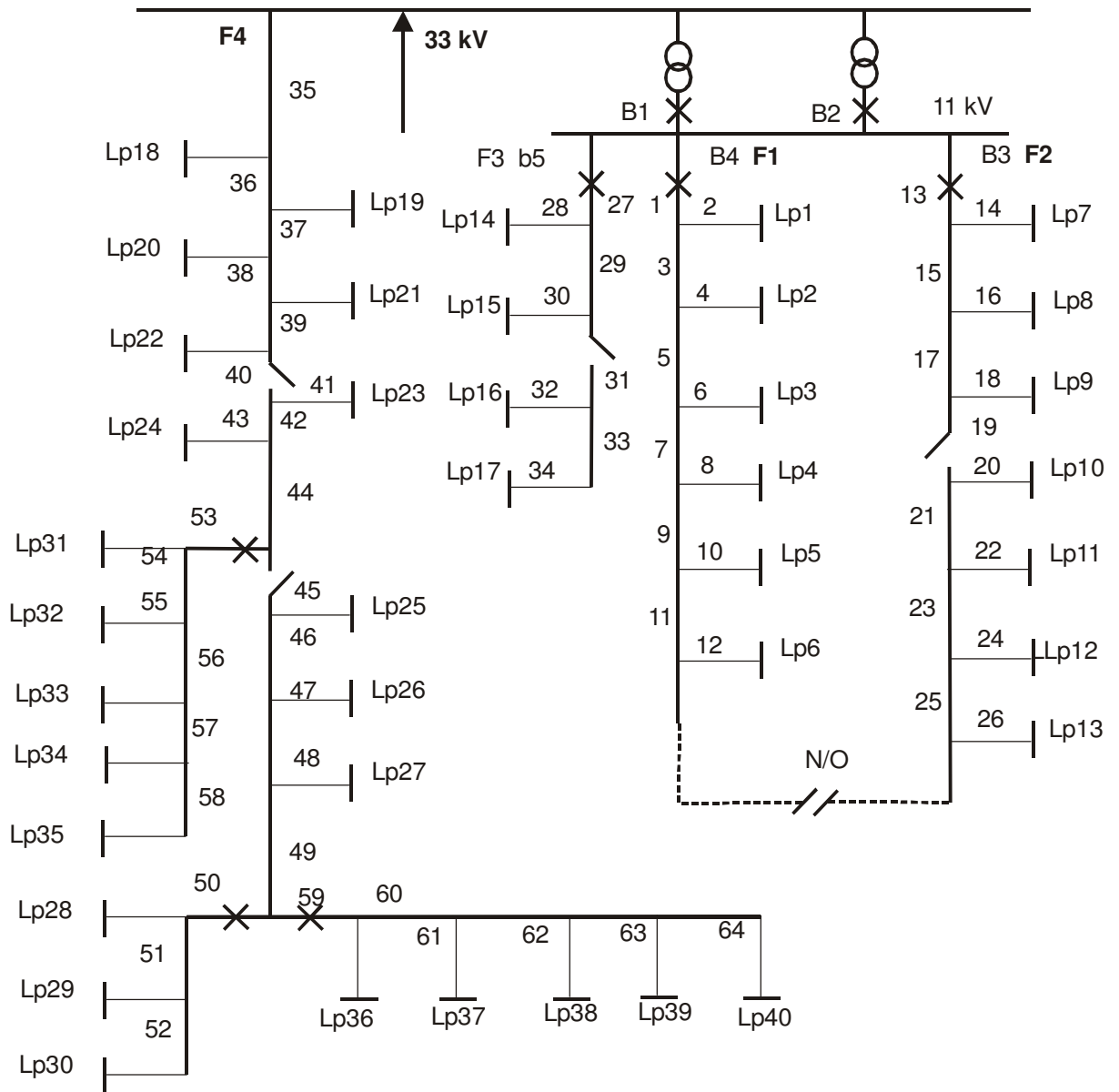
Troškovi ovog sistema prikazane su u **Tablici 10.** sa stvarnim brojem rastavljača u određenim lokacijama. Ukupni troškovi sistema su 81.157 \$, troškovi prekida isporuke 64.389 \$ i troškovi investicije i održavanja 16.758 \$. Broj rastavljača i lokacije određene su upotrebom tehnike optimiziranja. Poslije optimizacije troškovi su prikazani u **Tablici 11.** , a lokacije rastavljača na **Slici 22.** Usporedbom sa stvarnim položajem rastavljača, možemo vidjeti da ukupni troškovi prekida isporuke kupcima poraste 3,845% sa 64.398\$ na 66.874\$. Troškovi investicije za rastavljač padaju 73,33% sa 16.758\$ na 4.469\$ . Ukupni troškovi sistema padaju 12,1% sa 81.157\$ na 71.343\$. Više rastavljača traži vodno polje 4 kako je prikazano u originalnom crtežu, a vodna polja 1,2 i 3 manje. Iz analize je vidljivo da je broj rastavljača i njegove lokacije određen kada u strategiju optimizacije uključimo i trošak zbog prekida u isporuci kupcima. Tehnika optimizacije uključuje pouzdanost potrošačkog čvora kod rješavanja problema određivanja rastavljača. Troškovi prekida isporuke kupcima je nelinearna funkcija koja ovisi o trajanju prekida, i predstavlja novost u procesu optimizacije rastavljača čime se na prikladan način uključuje stvarni potrošač u analize.

**Tablici 10.** Troškovi za primjer stvarnog sistema

Izvod	Br. Rastavljača	troškovi prekida k\$	Cijena rastavljača k\$	Ukupni troškovi k\$
1	5	1.217	5.586	6.803
2	6	1.364	6.703	8.067
3	3	24.080	3.351	27.431
4	1	37.737	1.117	38.854
<b>Ukupno</b>	<b>15</b>	<b>64.398</b>	<b>16.758</b>	<b>81.156</b>

**Tablici 11.** Troškovi za primjer stvarnog sistema poslije optimizacije

Izvod	Br. Rastavljača	troškovi prekida k\$	Cijena rastavljača k\$	Ukupni troškovi k\$
1	0	2.959	0	2.959
2	1	2.257	1.117	3.374
3	1	23.977	1.117	25.094
4	2	37.679	2.234	39.913
<b>Ukupno</b>	<b>4</b>	<b>66.874</b>	<b>4.469</b>	<b>71.343</b>



**Slika 22.** Distribucijski sistem poslije optimizacije

## 8. PARAMETRI I UTJECAJ KARAKTERISTIČNIH VELIČINA NA IZBOR LOKACIJA DALJINSKI UPRAVLJIVIH RASTAVLJAČA

Troškovi daljinski upravljivih rastavljača i opreme dijelom ovise od proizvođača i tipa uređaja koji se ugrađuje, trenutnog stanja na tržištu kao i cijene montaže i uključivanja u SCADA sustav. Iako ovi troškovi nisu fiksni moguće je jednoznačno odrediti cijenu ulaganja za određeni rastavljač. Veća nepoznanica je drugi dio koji utječe na broj i izbor lokacija, a odnosi se na uštede zbog ugradnje daljinski upravljivih rastavljača. Tu je osnovni pokazatelj neisporučena električna energija. Ne možemo je egzaktno dobiti zato što se parametri za izračun neisporučene električne energije dobiju na osnovu modela u kojima se pojedini parametri procjenjuju. Da bi se oni odredili potrebno je uz evidentirane podatke o broju i dužini trajanja prekida dobro poznavati mrežu kao i utvrditi raspodjelu tereta po dubini dalekovoda odnosno terete pojedinih TS 10/0,4 kV. Potrebno je naglasiti da takoreći cijela 10 kV mreža nije pod nadzorom i ovi parametri se određuju na osnovu modela kojima vršimo procjene tereta pojedinih TS 10/0,4 kV, a dojavama ekipa i kupaca s terena o mjestu i vremenu trajanja kvarova. U mreži po dubini dalekovoda ne postoje ili je jako malo mjernih točaka koje bi ukazale na raspodjelu tereta po dalekovodu tako da raspodjelu tereta dobivamo raznim iskustvenim modelima i algoritmima koji što vjernije određuju opterećenje pojedine TS. Za primjer možemo navesti neke od metoda koje se koriste:

- opterećenje se određuje prema nazivnoj snazi transformatora  $S_n$  u TS 10/0,4 kV,
- opterećenje se određuje prema nazivnoj struji osigurača strujnih krugova  $I_n$ ,
- opterećenje se određuje na osnovu 70% nazivne snage TS 10/0,4 kV,
- opterećenje se određuje množenjem koeficijenta dalekovoda ( $k_{dv}$ ) s  $S_n$  TS 10/0,4 kV ( $k_{dv}$  je odnos izmjerene prosječne snage dalekovoda i instalirane snage TS 10/0,4 kV na dalekovodu),
- opterećenje se određuje na osnovu kratkotrajnih pogonskih mjerenja i udjela TS 10/0,4 kV u maksimalnom teretu dalekovoda,
- opterećenje se određuje na osnovu kratkotrajnih pogonskih mjerenja i udjela TS 10/0,4 kV u prosječnom teretu dalekovoda.

Da bi dobili što točniju sliku kako se raspodjeljuje teret po dubini pojedinih dalekovoda na osnovu Programa pogonskih mjerenja Elektre Križ sustavno su organizirana kratkotrajna pogonska mjerenja [9]. Na cijelom području Elektre Križ vrše se kratkotrajna pogonska mjerenja na svim TS 10/0,4 kV kako bi se izmjerila trenutna opterećenja pojedinih trafostanica. Uz taj podatak evidentira se opterećenje cijelog dalekovoda te se na ovaj način, iako opet ne točno, dobije udio pojedine trafostanice u teretu dalekovoda.

Iz ovog je vidljivo da su kod definiranja snage tereta pojedine trafostanice pri primjeni neke od linearnih modela raspodjele tereta po dubini dalekovoda moguća znatna odstupanja u odnosu na stvarno stanje u mreži. Na taj način unose se i greške u procjeni neisporučene električne energije.

Evidencija prekida koji se događaju u mreži kada nije cijeli dalekovod isključen ovisi o ljudskom faktoru i javljanju radnika iz terena i zapisima u koje vrijeme je koje područje bilo bez struje.

Zbog toga je potrebno rezultate dobivene proračunom na osnovu ovakvih podataka uzeti s dozom rezerve i koristiti dodatne korekcijske faktore, a to su poznavanje topologije mreže, i terena kojim mreža prolazi.

Kratkotrajna pogonska mjerenja koja su izvedena tijekom zime 2009. godine obuhvatila su sve TS 10(20)/0,4 kV koje su u vlasništvu HEP-a na području Elektre Križ. U svakoj trafostanici na NN strani izmjerene su struje i naponi po fazama te linijski naponi. Ovim izmjerenim električnim veličinama koje su izmjerene u kratkom vremenskom intervalu, a u različito vrijeme pridružene su vrijednosti iz SCADA sustava o kretanjima napona i struje na dalekovodima u trenutku kada je izvršeno mjerenje opterećenja TS 10(20)/0,4 kV .

Matematičkim algoritmima izračunate su vrijednost električnih veličina u mogućim prosječnim i ekstremnim opterećenjima u trafostanici [9].

Tako su izračunom dobivene slijedeće veličine:

- a) udio TS u opterećenju dalekovoda ( apsolutno i relativno ),
- b) maksimalno opterećenje TS u kVA i % u odnosu na  $S_n$  trafostanice,
- c) srednje opterećenje TS u kVA i % u odnosu na  $S_n$  trafostanice,
- d) nesimetrija faznog i linijskog napona.

Definiranjem graničnih vrijednosti pojedinih električnih veličina dobivene su trafostanice koje su izvan određenih granica kao i njihov udio u ukupnom broju TS:

- |                                 |                             |
|---------------------------------|-----------------------------|
| a) $S_{TS} < 20 \% S_n$         | - 375 trafostanica ili 29 % |
| b) $S_{TS} > 80 \% S_n$         | - 68 trafostanica ili 5 %   |
| c) $S_{TS} > 100 \text{ kVA}$   | - 297 trafostanica ili 23 % |
| d) $-10 \% U_n > U > +6 \% U_n$ | - 35 trafostanica ili 3 %   |
| e) nesimetrija $> 1,3 \%$       | - 44 trafostanice ili 3,4 % |

**Tablica 12.** Elektra Križ - Analiza kratkotrajnih pogonskih mjerenja (zima 2009.)

IZVRŠITELJ	BROJ IZVRŠENIH MJERENJA	ANALIZA				
		Broj TS $S_{TS} < 20\% S_n$	Broj TS $S_{TS} > 80\% S_n$	Broj TS $S_{TS} > 100$ kVA	-10% $U_n >$ U $> +10\% U_n$	nesimetrija a $> 1,3\%$
PU Čazma	151	38	2	9	4	0
PU Ivanić	119	23	0	14	10	0
PU Popovača	105	19	4	10	2	1
Sjedište	67	15	4	7	0	3
Pogon Daruvar	312	121	8	91	3	19
Pogon Kutina	178	28	29	48	6	14
PU Garešnica	91	19	13	22	2	4
Pogon Lipik	174	82	2	45	2	3
PU Novska	96	30	6	51	6	0
<b>UKUPNO:</b>	<b>1293</b>	<b>375</b>	<b>68</b>	<b>297</b>	<b>35</b>	<b>44</b>

Iz aplikacije DISPO u kojoj se evidentiraju pogonski događaji i prekidi u napajanju kupaca na svim naponskim razinama (110, 35, 10, 0,4 kV) mogu se dobiti pokazatelji kvalitete isporuke električne energije. Pokazatelji isporuke kvalitete električne energije mogu se dobiti za pojedinu organizacijsku jedinicu kao i za cijelu Elektru Križ što je prikazano u **Tablici 13.** za nekoliko godina unazad. Ovim pokazateljima moguće je vršiti usporedbu kvalitetu isporuke i između drugih distribucija u okruženju.

**Tablica 13.** Elektra Križ – Pokazatelji kvalitete isporuke električne energije

GODINA	Pokazatelj kvalitete isporuke el. Energije		
	SAIFI	SAIDI ( min )	CAIDI ( min )
<b>2007.</b>	6,49	577,83	89,03
<b>2008.</b>	3,99	501,35	125,65
<b>2009.</b>	5,06	434,78	85,92
<b>2010.</b>	6,46	698,6	108,14

### 8.1. Osnovne karakteristike dalekovoda

Da bi mogli bolje spoznati utjecaje pojedinih parametara na određivanje optimalnog broja i lokacija daljinski upravljanih rastavljača prezentirane su osnovne karakteristike dalekovoda 10 kV KRIŽ i STRUŽEC, na osnovu podatka koji se prikupljaju u Elektri Križ, Služba za vođenje pogona.

Iz shema dalekovoda (**Slika 34. i Slika 35.**) vidljivo je da dalekovodi imaju mogućnost rezervnog napajanja iz susjedne TS 35/10 kV KRIŽ. U normalnom uklopnom stanju dalekovodi su radijalno napojeni iz TS 35/10 kV POPOVAČA. Dužina dalekovoda je iznad prosjeka Elektre Križ i sa svojom ukupnom dužinom od približno 30 i 40 km predstavljaju duže dalekovode. Udio odcjepa u dalekovodima je značajan i dulji je za 1,6 odnosno 2 puta od magistralnog dijela. Dalekovodi su s malim udjelom kableske mreže i preko 95% su zračni, a samim time i više podložni kvarovima izazvanim klimatskim utjecajima (vjetar, grom, led, kiša, snijeg, vrućine). Napajaju ruralno područje pa je mali broj kupaca po kilometru mreže i to pretežno kućanstvo s malim udjelom industrije i usluga. Prosječna snaga po kupcu je mala i iznosi nešto više od 0,5 kVA.

U poglavlju 6.1. navedeno je da je izvršena analiza kvarova i karakteristika svih izvoda i utvrđeno da desetak dalekovoda odskače od ostalih. Kako ulaganja u automatizaciju iziskuje znatna sredstva ovi dalekovodi imaju prioritet pri realizaciji te je potrebno izvršiti određivanje lokacija daljinski upravljanih rastavljača. Među tim dalekovodima s prioritetom su i izabrani DV Križ i DV Stružec.

**Tablica 14.** Karakteristike dalekovoda 10 kV KRIŽ I STRUŽEC

	DV 10 kV KRIŽ	DV 10 kV STRUŽEC
Duljina dalekovoda ( km )	26,865	40,445
Dukhina magistrale ( km )	8,630	15,219
Duljina odvojaka ( km )	18,235	25,226
Udio zračne mreže ( % )	99	94
Broj TS 10/0,4 kV	26	27
Instalirana snaga TS 10/0,4 kV ( kVA )	2730	2720
Prosječna snaga DV ( kVA )	637	710
Maksimalna snaga DV (kVA )	920	1070
Prosječna snaga mjerena po TS 10/0,4 ( kVA )	665	690
Maks. snaga mjerena po TS 10/0,4 ( kVA )	954	1024
Odnos vršne snage i instalirane snage trafostanica	0,337	0,393
Broj kupaca ukupno	1178	1371
Broj kupaca > 30 kVA	4	6
Prosječna snaga po kupcu(VA)	565	503
Broj kupaca po km	43,849	33,898



Isto tako udio vršne snage dalekovoda u odnosu na instaliranu snagu trafostanica 10/0,4 kV je nizak i iznosi oko 34 %.

## 8.2. Utvrđivanje raspodjele tereta po dalekovodu

U uvodnom dijelu ove točke navedeno je nekoliko metoda za određivanje raspodjele tereta po pojedinim TS 10/0,4 kV u dalekovodu.

Sve TS 35/10 kV Elektre Križ, a time i svi dalekovodi 10 kV uključeni su u SCADA sustav i postoji nadzor u realnom vremenu mjerenja struja, napona i opterećenja dalekovoda. Ovo je važan ulazni parametar za bilo kakve daljnje proračune. Kada usporedimo dijagrame opterećenja pojedinih dalekovoda vidljivo je da ima malo zajedničkih pokazatelja koji bi međusobno povezivali i opisivali zakonitosti po kojima se mijenja opterećenje pojedinih dalekovoda.

Možemo zaključiti da linearne metode raspodjele tereta dalekovoda po pojedinim TS 10/0,4 kV unose znatne greške i odstupanja od stvarnih opterećenja što se dalje preslikava u daljnjim proračunima. Međutim ove metode koriste se kada nemamo podataka o dalekovodu, opterećenju i kupcima.

U **Tablici 15.** i **Tablici 16.** obrađeni su rezultati raspodjele tereta po TS 10/0,4 kV na osnovu dobivenih podataka iz kratkotrajnih mjerenja koja su provedena u zadnje tri zime (2009. – 2011.).

Vidi se da je u DV Križ udio pojedinih TS 10/0,4 kV u teretu dalekovoda od 0,18 do 17 %, odnosno prosječni teret po TS 10/0,4 kV kreće se od 0,6 do 83 kVA, a maksimalni od 0,8 do 118 kVA. Istovremeno relativna opterećenja trafostanice kreću se u granicama do 65 %  $S_{nTS}$ .

Uspoređujući prosječna opterećenja TS 10/0,4 kV u odnosu na  $S_{nTS}$  približno su ista u oba dalekovoda s maksimalnim opterećenjem pojedine trafostanice i do 103 %  $S_{nTS}$ .

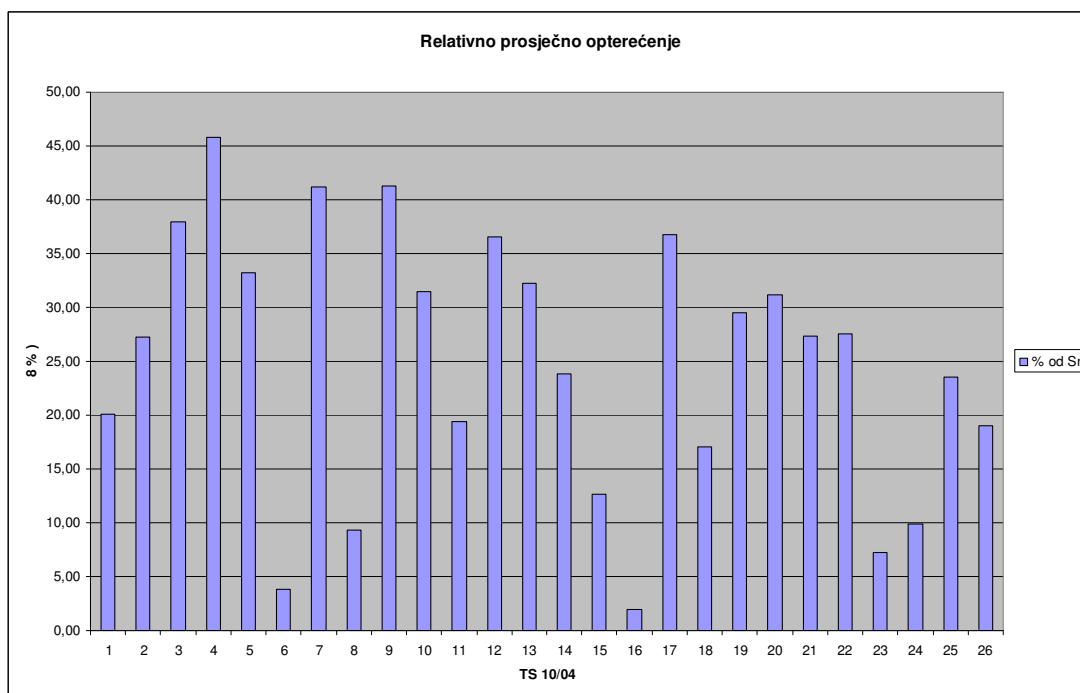
Dalekovodi imaju određene sličnosti, ali i razlike. Slični su po ukupnoj snazi trafostanica, broju trafostanica, broju kupaca, maksimalnim i prosječnim opterećenjima. Kod raspodjele tereta po TS 10/0,4 kV ne može se definirati zakonitost koja bi opisala teret pojedine trafostanice. Imamo trafostanice koje imaju istu  $S_{nTS}$ , približno isti broj kupaca, a teret se razlikuje za 40 %.

**Tablica 15.** DV 10 kV KRIŽ – udio tereta TS 10/0,4 kV u teretu dalekovoda (kratkotrajna pogonska mjerenja 2009. – 2011.)

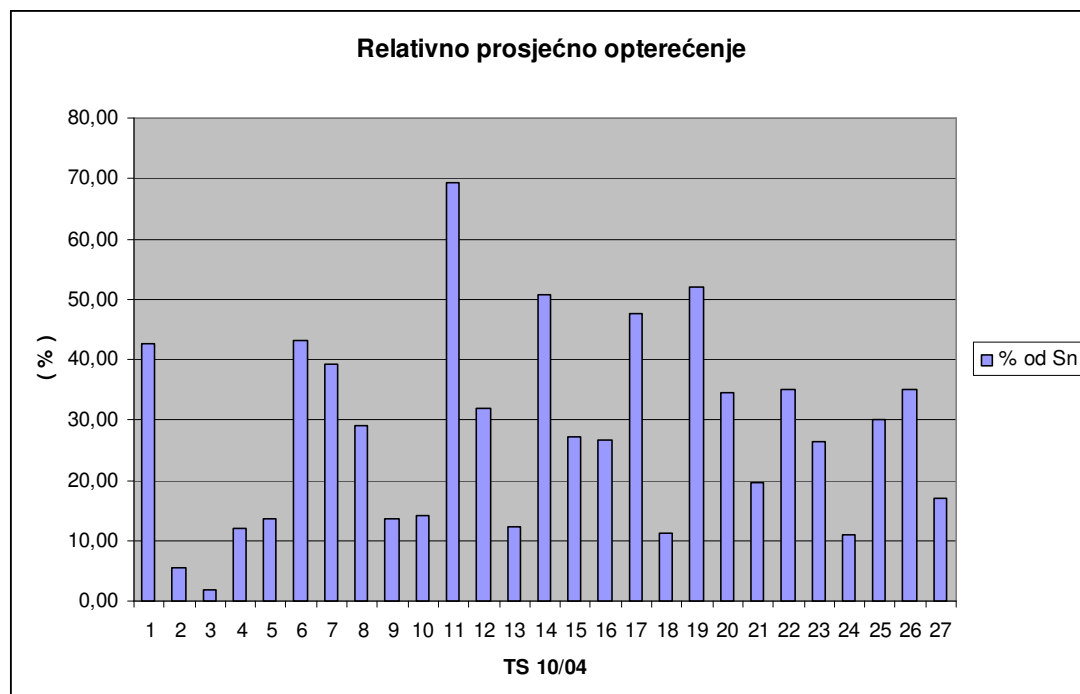
Naziv TS 10/0,4 kV	Sn_TS kVA	Br. Kupaca	Udio TS10/0,4 u DV (%)	Prosječno godišnje			
				Smax_TS		Ssr_TS	
				kVA	od Sn (%)	kVA	od Sn (%)
D.Vlahnička 1	100	72	3,57	28,66	28,66	20,07	20,07
D.Vlahnička 2	50	66	2,68	19,48	38,95	13,65	27,30
Vidrenjak 2	50	59	3,68	27,33	54,65	18,98	37,96
D.Vlahnička 3	50	60	3,28	32,72	65,43	22,91	45,81
Lipovica-1-Kaznionica	250	1	17,48	118,56	47,42	83,19	33,28
Bukovac-1-Selo	30	10	0,34	1,65	5,49	1,16	3,86
Grabrov Potok-1-Mahnet	50	45	3,1	29,40	58,79	20,60	41,20
V.Ludina-4-Mlin	400	24	1,65	53,36	13,34	37,37	9,34
Vidrenjak-1-Dom	160	113	9,34	94,40	59,00	66,01	41,26
V.Ludina-2-Sv.Mihaela	250	95	10,72	112,35	44,94	78,75	31,50
V.Ludina-1-Tornjić	250	67	8,87	69,28	27,71	48,42	19,37
V.Ludina-3-Sipić	100	80	6,11	52,20	52,20	36,60	36,60
M.Ludina-1-Palajić	100	81	6,2	47,27	47,27	32,26	32,26
Ruškovića-1-Selo	50	29	1,09	17,31	34,62	11,93	23,86
Ruškovića-2-Vinogradi	100	2	1,96	18,46	18,46	12,63	12,63
Pešćenica-1-Raskrižje	30	14	0,06	0,84	2,81	0,58	1,93
Katoličko Selište-1-Centar	50	62	2,75	26,90	53,79	18,39	36,77
Katoličko Selište-2-Kožar	50	32	1,27	12,45	24,90	8,52	17,04
Popovača-5-Zagrebačka 2	100	68	3,53	42,21	42,21	29,54	29,54
G.Vlahinička-2-Puževo	50	34	2,22	22,05	44,11	15,58	31,17
G.Vlahinička-1-Centar	50	62	2,21	19,34	38,68	13,67	27,33
G.Vlahinička-3-Kozinščak	50	70	2,42	19,51	39,01	13,79	27,57
Ludinica-1-Raskrižje	50	14	0,18	5,14	10,29	3,64	7,27
Ludinica-2-Bunari	100	15	1,44	14,07	14,07	9,86	9,86
Katoličko Selište-3-Fragaria	160	2	8,97	55,31	34,57	37,71	23,57
M.Ludina-2-Voćnjak	50	1	0,84	13,76	27,52	9,52	19,04
<b>UKUPNO:</b>	<b>2730</b>	<b>1178</b>	<b>105,96</b>	<b>954,00</b>	<b>34,95</b>	<b>665,31</b>	<b>24,37</b>

**Tablica 16.** DV 10 kV STRUŽEC – udio tereta TS 10/0,4 kV u teretu dalekovoda (kratkotrajna pogonska mjerenja 2009. – 2011.)

Naziv TS 10/0,4 kV	Sn_TS kVA	Br. Kupaca	Udio TS10/0,4 u DV (%)	Prosječno godišnje			
				Smax_TS		Ssr_TS	
				kVA	od Sn (%)	kVA	od Sn (%)
Sisačka Popovača	100	122	7,28	63,52	63,52	42,68	42,68
Motel Ravnik-1-Tornjić	250	1	1,71	20,73	8,29	13,93	5,57
Stružec-4-Vajda	160	3	0,48	4,44	2,77	2,98	1,86
Potok-6-Moslavka	100	1	1,67	17,88	17,88	12,15	12,15
Potok-7-Tov junadi	160	1	2,97	32,04	20,02	21,80	13,62
Potok-1-Gostiona	250	87	17	160,1	64,04	108,1	43,23
Potok-5-Dom	100	90	5,08	57,59	57,59	39,19	39,19
Potok-2-Kutanija	100	58	4,45	42,75	42,75	29,10	29,10
Osekovo-7-Vagan	100	40	1,79	20,29	20,29	13,63	13,63
Osekovo-2-G.Selo	100	69	2,22	20,91	20,91	14,05	14,05
Osekovo-3-Centar	100	125	9,82	103,1	103,13	69,28	69,28
Osekovo-4-D.Selo	50	55	1,47	23,68	47,35	15,97	31,93
Osekovo-5-Gračenica	100	24	1,52	18,17	18,17	12,22	12,22
Osekovo-1-Crkveno Selo	50	77	4,44	38,14	76,27	25,42	50,83
Osekovo-6-Potok	100	42	4,6	40,87	40,87	27,25	27,25
Potok-3-Čavorija	50	41	1,22	19,81	39,62	13,29	26,58
Stružec-2-Pintarić	50	56	4,13	35,46	70,91	23,75	47,50
Belavine-1-Radijski Centar	100	19	1,23	16,74	16,74	11,26	11,26
Stružec-3-Vugić	50	46	2,7	38,54	77,09	25,95	51,91
Stružec-1-Valentovoić	100	87	5,07	51,24	51,24	34,41	34,41
Zapolic-1-Kašner	50	37	1,25	14,63	29,27	9,84	19,68
Zapolic-2-Mljekara	50	47	2,15	26,00	52,01	17,48	34,96
D.Jelenska-1-Škola	50	44	3,11	19,81	39,61	13,23	26,46
Potok-4-Gregurek	100	32	1,51	16,26	16,26	11,10	11,10
Okoli-2-Ina	100	38	2,53	44,29	44,29	30,00	30,00
Okoli-1-Crkva	100	119	4,83	51,98	51,98	35,00	35,00
Okoli 3	100	10	2,33	25,17	25,17	16,96	16,96
<b>UKUPNO:</b>	<b>2720</b>	<b>1371</b>	<b>98,56</b>	<b>1024</b>	<b>37,65</b>	<b>690</b>	<b>25,37</b>



**Slika 16.** DV KRIŽ – relativno srednje opterećenje TS 10/0,4



**Slika 17.** DV STRUŽEC – relativno srednje opterećenje TS 10/0,4

### 8.3. Analiza kvarova

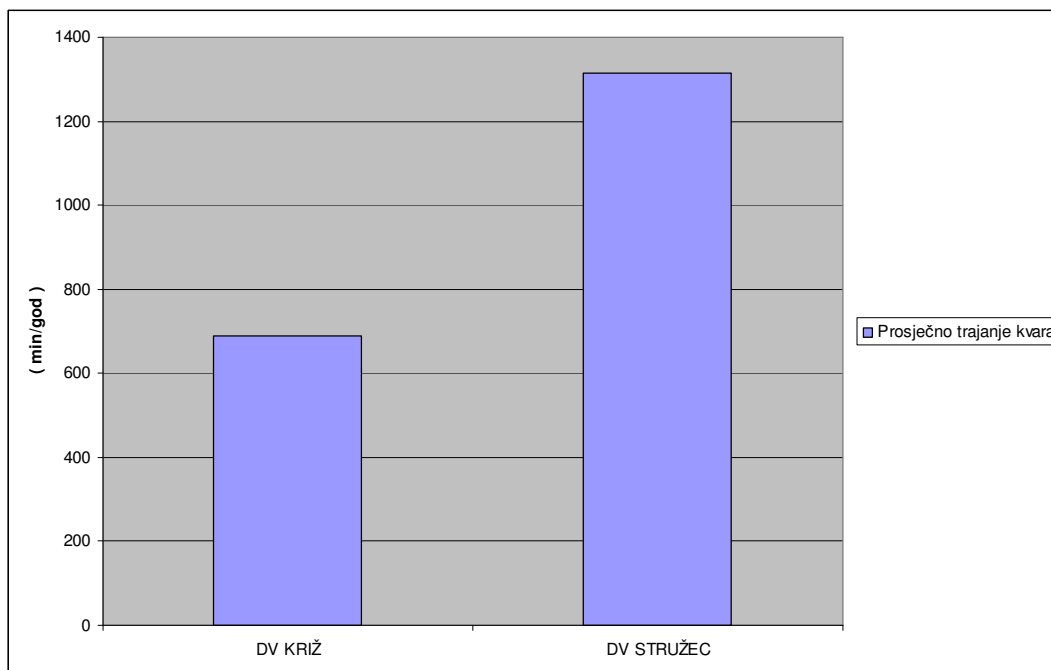
Napravit ćemo analize prekida za promatrane dalekovode na osnovu dva izvora podataka. Jedna analiza napravljena je iz podataka u Dispečerskoj dokumentaciji za period 2006.- 2010. u kojoj su evidentirani kvarovi samo kada je cijeli dalekovod isključen. Druga analiza je iz podataka u aplikaciji DISPO za isti period. Dobiveni prosječni godišnji brojevi kvarova i njihovo trajanje znatno se razlikuju.

**Tablica 17.** Godišnji prosječni broj i trajanje kvarova

	DV 10 kV KRIŽ		DV 10 kV STRUŽEC	
	Broj kvarova	Trajanje ( min )	Broj kvarova	Trajanje ( min )
Dispečerska dokumentacija	3,40	185	5,80	330
DISPO	6,53	688	7,27	1314

S obzirom na način evidentiranja podataka o prekidima, točniji podaci su iz aplikacije DISPO iako i tu može biti odstupanja što se vidi iz izvještaja u DISPO-u o pouzdanosti napajanja po organizacijskim jedinicama.

Prosječni godišnji broj kvarova na DV Križ je 6,5 s ukupnim trajanjem od 688 minuta. Ako to svedemo na broj kvarova na 100 km mreže dobijemo 24 kvara/100km.



**Slika 18.** Prosječno trajanje kvara po TS 10/0,4

**Tablica 18.** DV 10 kV KRIŽ – godišnji prosjek prekida u napajanju po TS 10/0,4 kV ( izvor DISPO 2006. – 2010. )

Naziv  TS 10/0,4 kV	Sn_TS kVA	Br. Kupaca	Prosječno godišnje			
			Ukupno		Kvarovi	
			Broj	Trajanje ( min )	Broj	Trajanje ( min )
D.Vlahnička 1	100	72	11,2	1190,6	5,2	582,4
D.Vlahnička 2	50	66	12,6	1154	5,6	580,2
Vidrenjak 2	50	59	14,2	1754,6	5,8	716,8
D.Vlahnička 3	50	60	10,4	938,2	4,8	495,8
Lipovica-1-Kaznionica	250	1	11	1186,2	5,8	723,6
Bukovac-1-Selo	30	10	12,2	1668,4	7	1144
Grabrov Potok-1-Mahnet	50	45	15	1714,2	7,8	923,8
V.Ludina-4-Mlin	400	24	12,2	1320,2	6,6	751,8
Vidrenjak-1-Dom	160	113	15	1600,8	8,8	995,8
V.Ludina-2-Sv.Mihaela	250	95	10	1061,2	5,6	574,6
V.Ludina-1-Tornjić	250	67	10,6	1024,2	5,8	528,8
V.Ludina-3-Sipić	100	80	11	1003	5,4	504,8
M.Ludina-1-Palajić	100	81	14,2	1585	7	848,6
Ruškovića-1-Selo	50	29	13,6	1517,6	6,4	623,6
Ruškovića-2-Vinogradi	100	2	13,6	1517,6	6,2	618,4
Peščenica-1-Raskrižje	30	14	14,2	1543,2	6,4	630,4
Katoličko Selište-1-Centar	50	62	14	1432,6	7,2	673,8
Katoličko Selište-2-Kožar	50	32	15	1604,4	7	656,6
Popovača-5-Zagrebačka 2	100	68	11,4	877,6	5,4	439,4
G.Vlahnička-2-Puževo	50	34	15,4	1808,6	9	923,4
G.Vlahnička-1-Centar	50	62	13,2	1469,6	7	638,2
G.Vlahnička-3-Kozinščak	50	70	14,2	1524	7,2	691,2
Ludinica-1-Raskrižje	50	14	13,4	1495,6	6,6	623
Ludinica-2-Bunari	100	15	12,8	1428,2	6,4	605,6
Katoličko Selište-3-Fragaria	160	2	13,2	1408,4	6,2	658,6
M.Ludina-2-Vočnjak	50	1	14,6	1716,4	7,8	747
<b>PROSJEK:</b>	<b>2730</b>	<b>1178</b>	<b>13,0077</b>	<b>1405,55</b>	<b>6,53846</b>	<b>688,469</b>

Kada pogledamo rezultate analize kvarova za DV Stružec i znajući da je dužina dalekovoda za 50 % duža od DV Križ očekivalo bi se da se to odrazi na broju kvarova. Međutim prosječan broj kvarova na 100 km mreže je 18.

**Tablica 19.** DV 10 kV STRUŽEC – godišnji prosjek prekida u napajanju po TS 10/0,4 kV ( izvor DISPO 2006. – 2010.)

Naziv  TS 10/0,4 kV	Sn_TS kVA	Br. Kupaca	Prosječno godišnje			
			Ukupno		Kvarovi	
			Broj	Trajanje ( min )	Broj	Trajanje ( min )
Sisačka Popovača	100	122	17,2	2157	8,8	1433,6
Motel Ravnik-1-Tornjić	250	1	12	1742,2	6,6	1224,8
Stružec-4-Vajda	160	3	12,2	1815	7,8	1335,2
Potok-6-Moslavka	100	1	10,4	1490,2	6,8	1241,8
Potok-7-Tov junadi	160	1	10	1437,2	6,6	1224,8
Potok-1-Gostiona	250	87	17,8	2255,8	9,8	1545,6
Potok-5-Dom	100	90	12,4	1594,8	7,4	512,2
Potok-2-Kutanija	100	58	13	2005,2	7,6	1292,8
Osekovo-7-Vagan	100	40	13,8	1875	7	1265,8
Osekovo-2-G.Selo	100	69	19,2	2635,4	7,8	1370
Osekovo-3-Centar	100	125	19,2	2362,2	8	1380
Osekovo-4-D.Selo	50	55	14,6	1956,6	6,4	1243,8
Osekovo-5-Gračnica	100	24	15,8	2221,2	7,2	1290
Osekovo-1-Crkveno Selo	50	77	18,4	2270,6	8,4	1340,6
Osekovo-6-Potok	100	42	13,4	1813,4	6,6	1255,2
Potok-3-Čavorija	50	41	9,8	1505,8	3,8	1018,8
Stružec-2-Pintarić	50	56	15,2	2592,4	8,2	2051,2
Belavine-1-Radijski Centar	100	19	11,8	1728	5,6	1205,8
Stružec-3-Vugić	50	46	16,6	2259,4	8	1382
Stružec-1-Valentovoić	100	87	18,4	2815	8	1445,2
Zapolic-1-Kašner	50	37	16,2	1998,2	8,4	1379,2
Zapolic-2-Mljekara	50	47	14,4	2027,6	7,6	1468,2
D.Jelenska-1-Škola	50	44	12,8	1749,8	7	1313,8
Potok-4-Gregurek	100	32	11,4	1577,8	5,8	1242,4
Okoli-2-Ina	100	38	12,4	1881,6	6,8	1302,4
Okoli-1-Crkva	100	119	13,2	1898,8	7,2	1443,4
Okoli 3	100	10	11,2	1659	7,2	1288
<b>PROSJEK:</b>	<b>2720</b>	<b>1371</b>	<b>14,1778</b>	<b>1975,01</b>	<b>7,27407</b>	<b>1314,69</b>

#### **8.4. Troškovi neisporučene električne energije**

Pri analizi opravdanosti pojedinih ulaganja koja trebaju povećati pouzdanost sustava važno je identificirati troškove kao posljedicu neisporučene električne energije. Navedeni troškovi su u izravnoj vezi s kvarovima u distribucijskoj mreži i ne obuhvaćaju prekide u napajanju zbog planiranih radova.

Korištenjem različitih metoda određivanja raspodjele tereta po pojedinoj TS 10/0,4 dobijemo veliki raspon u izračunu neisporučene električne energije koji se kreće čak i do 1:4 što se direktno odražava na izračun troškova.

U **Tablici 20.** i **Tablici 21.** prikazani su rezultati izračuna prosječne neisporučene električne energije zbog kvarova po TS 10/0,4 kV.

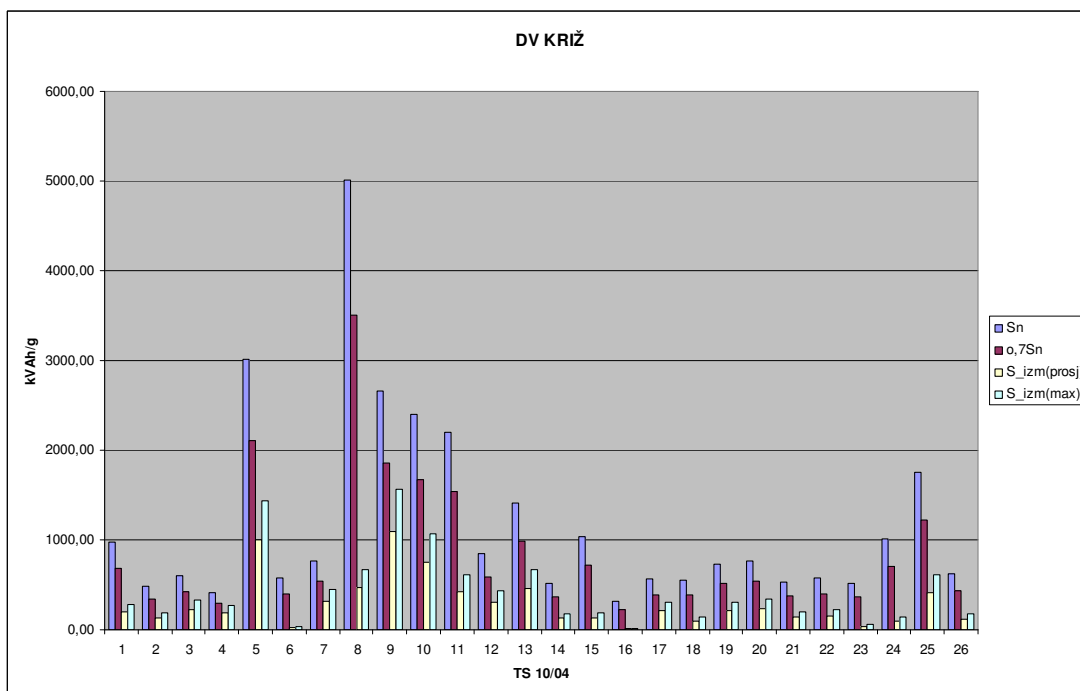


**Tablica 20.** DV 10 kV KRIZ – prosječna godišnja neisporučena električna energije po TS 10/0,4 kV

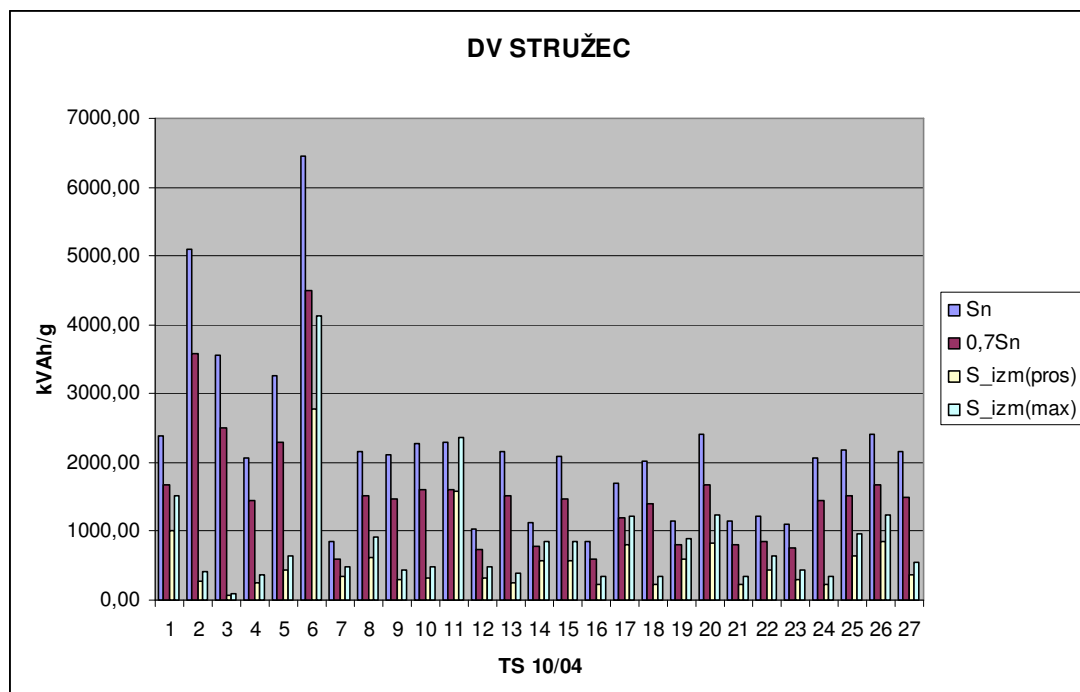
Naziv TS 10/0,4 kV	Udio TS10/0,4 u DV (%)	KVAROVI Trajanje (min)	NEISPORUČENA ELEKTRIČNA ENERGIJA			
			(Sn) En kVAh/g.	(0,7*sSn) 0,7*En kVAh/g.	Prosječna E_izm kVAh/g.	Maksimal E_izm kVAh/g.
D.Vlahnička 1	3,57	582,4	970,67	679,47	194,78	278,23
D.Vlahnička 2	2,68	580,2	483,50	338,45	132,00	188,34
Vidrenjak 2	3,68	716,8	597,33	418,13	226,75	326,46
D.Vlahnička 3	3,28	495,8	413,17	289,22	189,29	270,35
Lipovica-1-Kaznionica	17,48	723,6	3015,00	2110,50	1003,27	1429,83
Bukovac-1-Selo	0,34	1144,0	572,00	400,40	22,05	31,40
Grabrov Potok-1-Mahnet	3,1	923,8	769,83	538,88	317,17	452,61
V.Ludina-4-Mlin	1,65	751,8	5012,00	3508,40	468,20	668,60
Vidrenjak-1-Dom	9,34	995,8	2655,47	1858,83	1095,60	1566,78
V.Ludina-2-Sv.Mihaela	10,72	574,6	2394,17	1675,92	754,19	1075,91
V.Ludina-1-Tornjić	8,87	528,8	2203,33	1542,33	426,74	610,62
V.Ludina-3-Sipić	6,11	504,8	841,33	588,93	307,93	439,20
M.Ludina-1-Palajić	6,2	848,6	1414,33	990,03	456,22	668,51
Ruškovica-1-Selo	1,09	623,6	519,67	363,77	123,99	179,91
Ruškovica-2-Vinogradi	1,96	618,4	1030,67	721,47	130,21	190,26
Pešćenica-1-Raskrižje	0,06	630,4	315,20	220,64	6,09	8,86
Katoličko Selište-1-Centar	2,75	673,8	561,50	393,05	206,48	302,05
Katoličko Selište-2-Kožar	1,27	656,6	547,17	383,02	93,24	136,24
Popovača-5-Zagrebačka 2	3,53	439,4	732,33	512,63	216,33	309,09
G.Vlahinička-2-Puževo	2,22	923,4	769,50	538,65	239,83	339,40
G.Vlahinička-1-Centar	2,21	638,2	531,83	372,28	145,37	205,71
G.Vlahinička-3-Kozinščak	2,42	691,2	576,00	403,20	158,82	224,72
Ludinica-1-Raskrižje	0,18	623,0	519,17	363,42	37,76	53,40
Ludinica-2-Bunari	1,44	605,6	1009,33	706,53	99,49	142,05
Katoličko Selište-3-Fragaria	8,97	658,6	1756,27	1229,39	413,93	607,08
M.Ludina-2-Vočnjak	0,84	747,0	622,50	435,75	118,52	171,31
<b>UKUPNO:</b>	<b>105,96</b>	<b>688,5</b>	<b>30833,27</b>	<b>21583,29</b>	<b>7584,26</b>	<b>10876,93</b>

**TABELA 21. DV 10 kV STRUŽEC – prosječna godišnja neisporučena električna energija po TS 10/0,4 kV**

Naziv TS 10/0,4 kV	Udio TS10/0,4 u DV (%)	KVAROVI	NEISPORUČENA ELEKTRIČNA ENERGIJA			
		Trajanje (min)	(Sn) En kVAh/g.	(0,7*sSn) 0,7*En kVAh/g.	Prosječna E_izm kVAh/g.	Maksimal E_izm kVAh/g.
Sisačka Popovača	7,28	1433,6	2389,33	1672,53	1019,69	1517,70
Motel Ravnik-1-Tornjić	1,71	1224,8	5103,33	3572,33	284,29	423,24
Stružec-4-Vajda	0,48	1335,2	3560,53	2492,37	66,39	98,73
Potok-6-Moslavka	1,67	1241,8	2069,67	1448,77	251,53	370,13
Potok-7-Tov junadi	2,97	1224,8	3266,13	2286,29	444,94	653,98
Potok-1-Gostiona	17	1545,6	6440,00	4508,00	2784,23	4124,26
Potok-5-Dom	5,08	512,2	853,67	597,57	334,52	491,60
Potok-2-Kutanija	4,45	1292,8	2154,67	1508,27	626,94	921,12
Osekovo-7-Vagan	1,79	1265,8	2109,67	1476,77	287,62	427,98
Osekovo-2-G.Selo	2,22	1370,0	2283,33	1598,33	320,81	477,52
Osekovo-3-Centar	9,82	1380,0	2300,00	1610,00	1593,44	2372,07
Osekovo-4-D.Selo	1,47	1243,8	1036,50	725,55	330,99	490,82
Osekovo-5-Gračenica	1,52	1290,0	2150,00	1505,00	262,80	390,66
Osekovo-1-Crkveno Selo	4,44	1340,6	1117,17	782,02	567,89	852,10
Osekovo-6-Potok	4,6	1255,2	2092,00	1464,40	570,07	855,00
Potok-3-Čavorija	1,22	1018,8	849,00	594,30	225,66	336,37
Stružec-2-Pintarić	4,13	2051,2	1709,33	1196,53	811,93	1212,15
Belavine-1-Radijski Centar	1,23	1205,8	2009,67	1406,77	226,22	336,49
Stružec-3-Vugić	2,7	1382,0	1151,67	806,17	597,79	887,78
Stružec-1-Valentovoić	5,07	1445,2	2408,67	1686,07	828,90	1234,28
Zapolic-1-Kašner	1,25	1379,2	1149,33	804,53	226,19	336,37
Zapolic-2-Mljekara	2,15	1468,2	1223,50	856,45	427,74	636,30
D.Jelenska-1-Škola	3,11	1313,8	1094,83	766,38	289,69	433,70
Potok-4-Gregurek	1,51	1242,4	2070,67	1449,47	229,77	336,62
Okoli-2-Ina	2,53	1302,4	2170,67	1519,47	651,27	961,39
Okoli-1-Crkva	4,83	1443,4	2405,67	1683,97	842,06	1250,55
Okoli 3	2,33	1288,0	2146,67	1502,67	364,15	540,24
<b>UKUPNO:</b>	<b>98,56</b>	<b>1365,3</b>	<b>59315,67</b>	<b>41520,97</b>	<b>15467,54</b>	<b>22969,13</b>



**Slika 19.** DV KRIŽ – neisporučena energija po TS 10/0,4



**Slika 20.** DV STRUŽEC – neisporučena energija po TS 10/0,4

## 9. ODABIR LOKACIJA DALJINSKI UPRAVLJIVIH RASTAVLJAČA U ELEKTROENERGETSKOJ DISTRIBUTIVNOJ MREŽI ELEKTRE KRIŽ

Osnovni cilj pri optimizaciji broja i izbora lokacija daljinski upravljanih rastavljača je dobiti maksimalnu raspoloživost promatranog dijela mreže uz minimum ukupnih troškova. Minimum ukupnih troškova dobije se iz troškova ulaganja u daljinski upravljanje rastavljače i dobiti ostvarene na osnovu uštede u prekidima pri isporuci električne energije uzrokovane kvarovima.

Troškove koji nastaju prilikom ugradnje daljinski upravljanih rastavljača i njegovog korištenja možemo podijeliti u nekoliko segmenata:

- troškovi nabave opreme,
- troškovi montaže na terenu i uključivanja u SCADA sustav,
- troškovi održavanja pri eksploataciji.

Analizirajući 10 kV mrežu dolazimo do zaključka da ne treba sve lokacije opremiti s istim funkcijama rastavljača, a isto tako da pojedini dalekovodi zbog učestalih kvarova i dužine mreže ili broja kvarova trebaju ući u razmatranje dok drugi ne. Grubom raspodjelom možemo razlikovati 3 tipa rastavljača:

- A) Linijska rastavljači,
- B) Linijska sklopka s mogućnošću mjerenja,
- C) Linijski prekidač s mogućnost prekida struje kratkog spoja , vrši automatski ponovni uklop i ima funkciju mjerenja.

Oni se ujedno razlikuju po cijeni.

**Tablica 22.** Cijene daljinski upravljanih rastavljača

	DALJINSKI UPRAVLJANI RASTAVLJAČ	CIJENA ( EUR )
Tip A	Linijski rastavljač	15.000,00
Tip B	Rastavna sklopka s mjerenjem	22.000,00
Tip C	Rastavna sklopka s zaštitom i APU	27.000,00

Kao što imamo troškove pri uvođenju i instalaciji daljinski upravljanih rastavljača isto tako oni donose i određene uštede u daljnjoj eksploataciji distribucijske mreže. Ugradnja daljinski upravljanih rastavljača utječe na slijedeće uštede ( *benefits* ):

- smanjenje troškova vođenja,
- smanjenje trajanja kvarova i neisporučene električne energije,
- veću efikasnost mjernog sistema po dubini mreže,
- smanjenje gubitaka u mreži,
- efikasnije otklanjanje kvarova (lociranje, izoliranje) i rekonfiguraciju mreže,
- nadzor parametara trafostanica,
- smanjenje ulaganja u mrežu,

- regulaciju napona i tokova reaktivne energije,
- optimiranje vođenja mreže,
- poboljšanje kvalitete električne energije.

Osnovni pokazatelj uštede zbog uvođenja daljinski upravljivih rastavljača je smanjenje troškova neisporučene električne energije kupcima zbog kvarova. Neisporučene električna energija ovisi o dužini trajanja prekida zbog kvarova i snage tereta koji bi imala pojedina TS 10/0,4 kV za vrijeme trajanja prekida.

$$E_{NI} = t_{kv} * S_{DVprosj} \text{ ( kVAh/god )}$$

- $E_{NI}$  - neisporučene električne energije  
 $t_{kv}$  - prosječno godišnje trajanje kvarova u satima  
 $S_{DVprosj}$  - prosječna snaga dalekovoda

Cijena neisporučene električne energije ovisi o tipu kupca i dužini trajanja prekida. Podjela kupaca u karakteristične grupe navedeno je u Točki 7.2.. U promatranim dalekovodima Križ i Stružec, veliki udio ima kućanstvo i nešto malo industrija i usluge s prosječnim trajanjem pojedinog kvara za DV Križ 688 minuta, a DV Stružec 1365 minuta.

Daljnji izračun troškova neisporučene električne energije bazira se na cijeni od

$$C_{nelen} = 3 \text{ EUR}$$

**Tablica 23.** Godišnji troškovi neisporučene električne energije

Naziv	TROŠKOVI NEISPORUČENE EL. EN.			
	( Sn )	(0,7*sSn)	Prosječna	Maksimal
DALEKOVODA	Bn EUR/g.	0,7*Bn EUR/g.	B_izm EUR/g.	B_izm EUR/g.
KRIŽ	92.500	64.750	22.753	32.631
STRUŽEC	177.947	124.563	46.403	68.907

U **Tablica 23.** prikazani su troškovi neisporučene električne energije dobiveni na osnovu nekoliko modela izračuna raspodjele tereta. Ovi troškovi ne predstavljaju penale koje distributer treba platiti nego procjenu opće društvene štete nastale zbog prekida u isporuci električne energije.

Kako bi opravdali ulaganja u ugradnju daljinski upravljivih rastavljača koja trebaju povećati pouzdanost, potrebno je odrediti troškove neisporučene električne energije.

Maksimalna opravdana ulaganja za smanjenje troškova neisporučene električne energije mogu ići do 40 % izračunatih troškova. Da bi izračunali maksimalna dozvoljena sredstva koja je opravdano uložiti za ugradnju daljinski upravljivih rastavljača korišten je sljedeći uvjet:

$$B/a > I$$

- $B$  - ušteda zbog smanjenja neisporučene električne energije  
 $I$  - investicija za ugradnju daljinski upravljivih rastavljača  
 $a$  - stopa aktualizacije ( u Hrvatskoj 8 – 10 % )

**Tablica 24.** Maksimalni opravdani iznos ulaganja

Naziv	VRIJEDNOST INVESTICIJE ( EUR )
DALEKOVODA	
KRIŽ	91.000
STRUŽEC	185.000

### 9.1. Analiza DV 10 kV KRIŽ

Analizirajući stvarnu distribucijsku mrežu Elektre Križ koja je opisana u poglavlju 3.2.2. na osnovu značajka i karakteristika pojedinih dalekovoda izdvojeni su dijelovi mreže koji imaju prioritet pri određivanju optimalnog broja i lokacija daljinski upravljivih rastavljača. Jedan od bitnih parametara je i pouzdanost napajanja koji je pomogao kod određivanja dalekovoda koji zbog svoje dužine i ostalih karakteristika iskaču od prosjeka. U grupi tih dalekovoda je i DV 10 kV KRIŽ.

U poglavlju 8. opisani su parametri dalekovoda na osnovu dostupnih podataka koji se prikupljaju i evidentiraju u ELEKTRI Križ. Dio tih podataka moramo prilagoditi, a neke izvesti iz dostupnih kako bi ih mogli koristiti u algoritmu za određivanje optimalnog broja i lokacija daljinski upravljivih rastavljača.

Nakon izvršenog proračuna dobivene su optimalne lokacije za određeni broj rastavljača i prikazane na Slici 34., kao i ostali bitni podaci koji se nalaze u Tablici 25.

**Tablica 25.** DV KRIŽ - Tip i broj upravljivih rastavljača

Broj Rastavlja.	Lokacije	Ene/god ( kVA )	Ušteda ( kVA )	Cijena ( EUR )	Bne/god ( EUR )	Ušteda ( EUR )
1	4	7515	8565	3	22545	25695
2	2-4	6333	9747	3	18999	29241
3	3-4-6	5383	10697	3	16149	32091
4	3-4-5-6	4638	11442	3	13914	34326
5	1-3-4-5-6	4364	11716	3	13092	35148
6	1-2-3-4-5-6	3790	12290	3	11370	36870

U tablici pored broja rastavljača i njihovih optimalnih lokacija izračunato je i neisporučena energija kao i ušteda koje nastaju ugradnjom

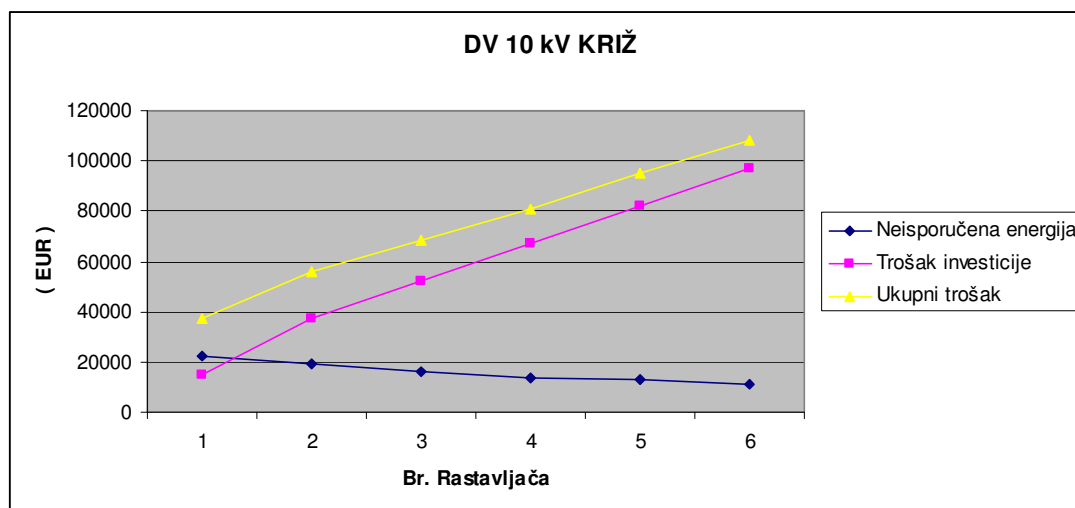
daljinskih rastavljača. Množenjem neisporučene električne energije s cijenom od 3 EUR dobijemo trošak zbog ne isporuke.

Sada možemo izračunati i troškove zbog ugradnje daljinski upravljanih rastavljača. Zbrajanjem ovih troškova za pojedini optimalni broj rastavljača dobijemo ukupne troškove koji linearno rastu s brojem rastavljača Slika 28.

**Tablica 26.** DV KRIŽ – Troškovi, uštede i max. Investicijska sredstva

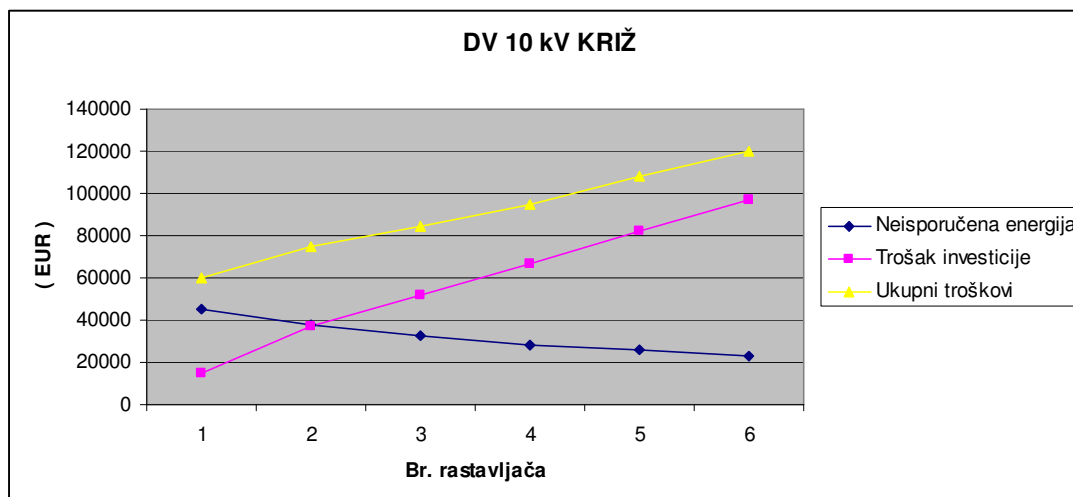
Broj Rastavlja.	Lokacije	Bne/god ( EUR )	Trošak rastavlja. ( EUR )	Ukupni troškovi ( EUR )	Ušteda Ene ( EUR )	Investicijska sredstva ( EUR )
1	4	22545	15000	37545	25695	102780
2	2-4	18999	37000	55999	29241	116964
3	3-4-6	16149	52000	68149	32091	128364
4	3-4-5-6	13914	67000	80914	34326	137304
5	1-3-4-5-6	13092	82000	95092	35148	140592
6	1-2-3-4-5-6	11370	97000	108370	36870	147480

Koristeći izraz za određivanje maksimalno dozvoljenog ulaganja za daljinski upravljane rastavljače navedenog u Poglavlju 9. dobivena su sredstva za pojedini broj rastavljača. Za lokaciju 3 predviđen je rastavljač tip. B dok za sve ostale lokacije tip A.



**Slika 28.** DV 10 kV KRIŽ – Troškovi

Promjenom učestalosti kvara za dvostruko proporcionalno se povećava neisporučena energija Slika 28.. Linearna ovisnost vrijedi i za promjenu cijene neisporučene energije. Ukoliko se značajno mijenjaju ovi parametri kao ili pojava novog velikog kupca na samo jednom dijelu mreže tada to ovisno o veličini promjene utječe i na promjene optimalne lokacije.



**Slika 29.** DV 10 kV KRIŽ – Troškovi ( dvostruka učestalost kvara )

## 9.2. Analiza DV 10 kV STRUŽEC

Dalekovod STRUŽEC je drugi dalekovod iz skupine koja je izdvojena za ugradnju daljinski upravljivih rastavljača.

Nakon izvršenog proračuna dobivene su optimalne lokacije za određeni broj rastavljača i prikazane na **Slici 35.**, kao i ostali bitni podaci koji se nalaze u **Tablici 27. i 28.**

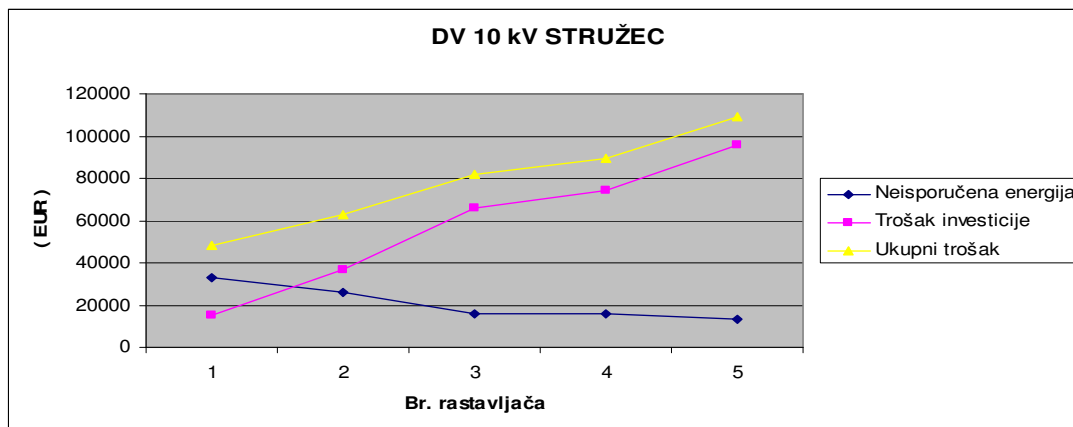
**Tablica 27.** DV STRUŽEC - Tip i broj upravljivih rastavljača

Broj Rastavlja.	Lokacije	Ene/god ( kVA )	Ušteda ( kVA )	Cijena ( EUR )	Bne/god ( EUR )	Ušteda ( EUR )
1	3	11076	4084	3	33228	12252
2	3-5	8696	6464	3	26088	19392
3	2-4-5	5337	9823	3	16011	29469
4	1-3-4-5	5216	9944	3	15648	29832
5	1-2-3-4-5	4364	10796	3	13092	32388

**Tablica 28.** DV STRUŽEC – Troškovi, uštede i max. Investicijska sredstva

Broj Rastavlja.	Lokacije	Bne/god ( EUR )	Trošak rastavlja. ( EUR )	Ukupni troškovi ( EUR )	Ušteda Ene ( EUR )	Investicijska sredstva ( EUR )
1	3	33228	15000	48228	12252	49008
2	3-5	26088	37000	63088	19392	77568
3	2-4-5	16011	66000	82011	29469	117876
4	1-3-4-5	15648	74000	89648	29832	119328
6	1-2-3-4-5	13092	96000	109092	32388	129552





Slika 30. DV 10 kV STRUŽEC – Troškovi

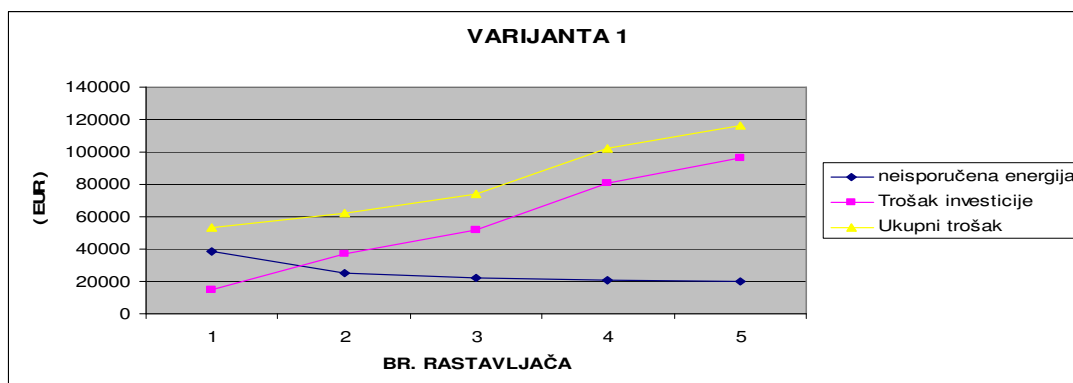
### 9.2.1. Varijanta 1

Izračun optimalnih lokacija daljinski upravljanih rastavljača u Varijanti 1. napravljen je sa istim podacima kao i u osnovnoj varijanti samo što su izmijenjeni podaci za broj kvarova i prosječnom vrijeme trajanja pojedinog kvara. Stavljeno je da na početnoj dionici ima više kvarova tako da je tu godišnje trajanje prekida najveće.

U odnosu na osnovnu varijantu izmijenile su se optimalne lokacije rastavljača, a povećali se troškovi neisporučene električne energije i to najviše za ugradnju jednog rastavljača.

**Tablica 29.** DV STRUŽEC – Troškovi, uštede i max. Investicijska sredstva

Broj Rastavlja.	Lokacije	Ene/god (kVA)	Ušteda (kVA)	Cijena (EUR)	Bne/god (EUR)	Ušteda (EUR)
1	5	12800	2360	3	38400	7080
2	1-4	8350	6810	3	25050	20430
3	1-2-3	7370	7790	3	22110	23370
4	1-2-4-5	6965	8195	3	20895	24585
5	1-2-3-4-5	6645	8515	3	19935	25545



Slika 31. DV 10 kV STRUŽEC – Troškovi

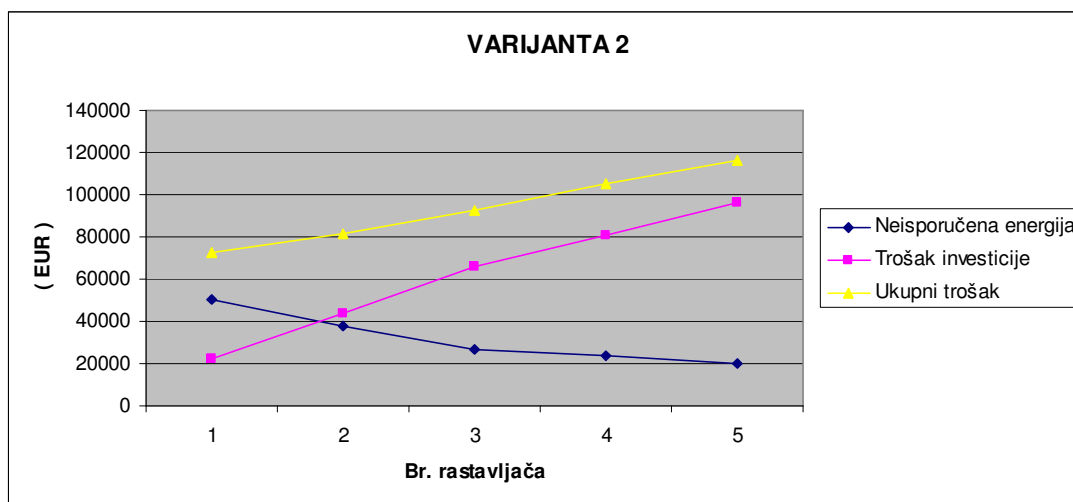
### 9.2.2. Varijanta 2

U Varijanti 2 podaci o prekidima su izvorni kako su evidentirani u aplikaciji DISPO (kao u osnovnom proračunu), ali izvršena je izmjena tereta. U TS 10/0,4 kV PSP OKOLI stavljeno je dodatnih 600 kVA tereta što je približno ukupnom teretu cijelog dalekovoda.

Troškovi neisporučene električne energije takoreći su se udvostručili, ali s time su udvostručene uštede ugradnjom rastavljača čime se značajno povećavaju sredstva koja se mogu uložiti u automatizaciju dalekovoda.

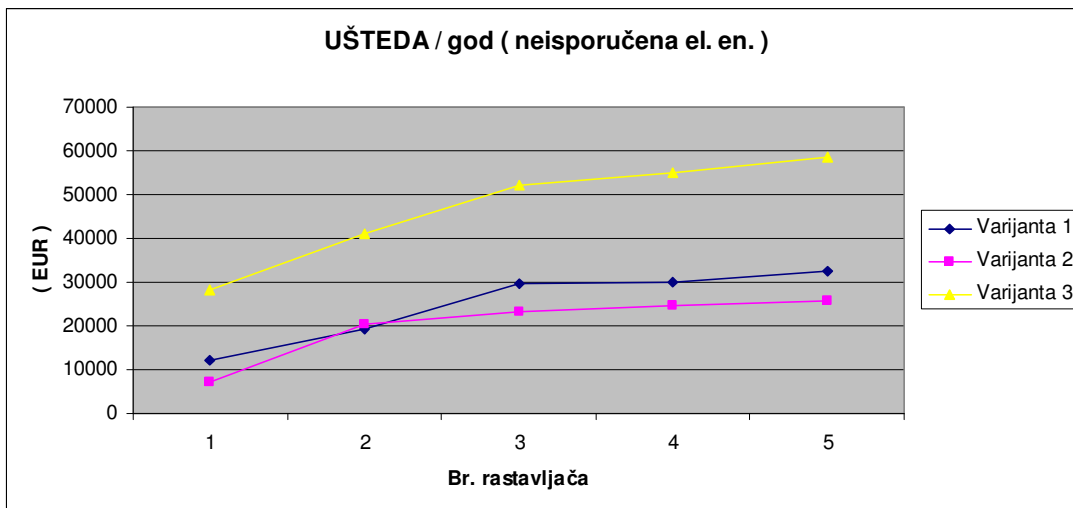
**Tablica 30.** DV STRUŽEC – Troškovi, uštede i max. Investicijska sredstva

Broj Rastavlja.	Lokacije	Ene/god ( kVA )	Ušteda ( kVA )	Cijena ( EUR )	Bne/god ( EUR )	Ušteda ( EUR )
1	2	16885	9405	3	50655	28215
2	2-4	12565	13725	3	37695	41175
3	2-4-5	8905	17385	3	26715	52155
4	1-2-4-5	7995	18295	3	23985	54885
5	1-2-3-4-5	6715	19575	3	20145	58725



**Slika 32.** DV 10 kV STRUŽEC – Troškovi

Na **Slici 33.** prikazana je usporedba godišnje uštede zbog smanjenja neisporučene električne energije ugradnjom daljinski upravljanih rastavljača za pojedinu varijantu proračuna.

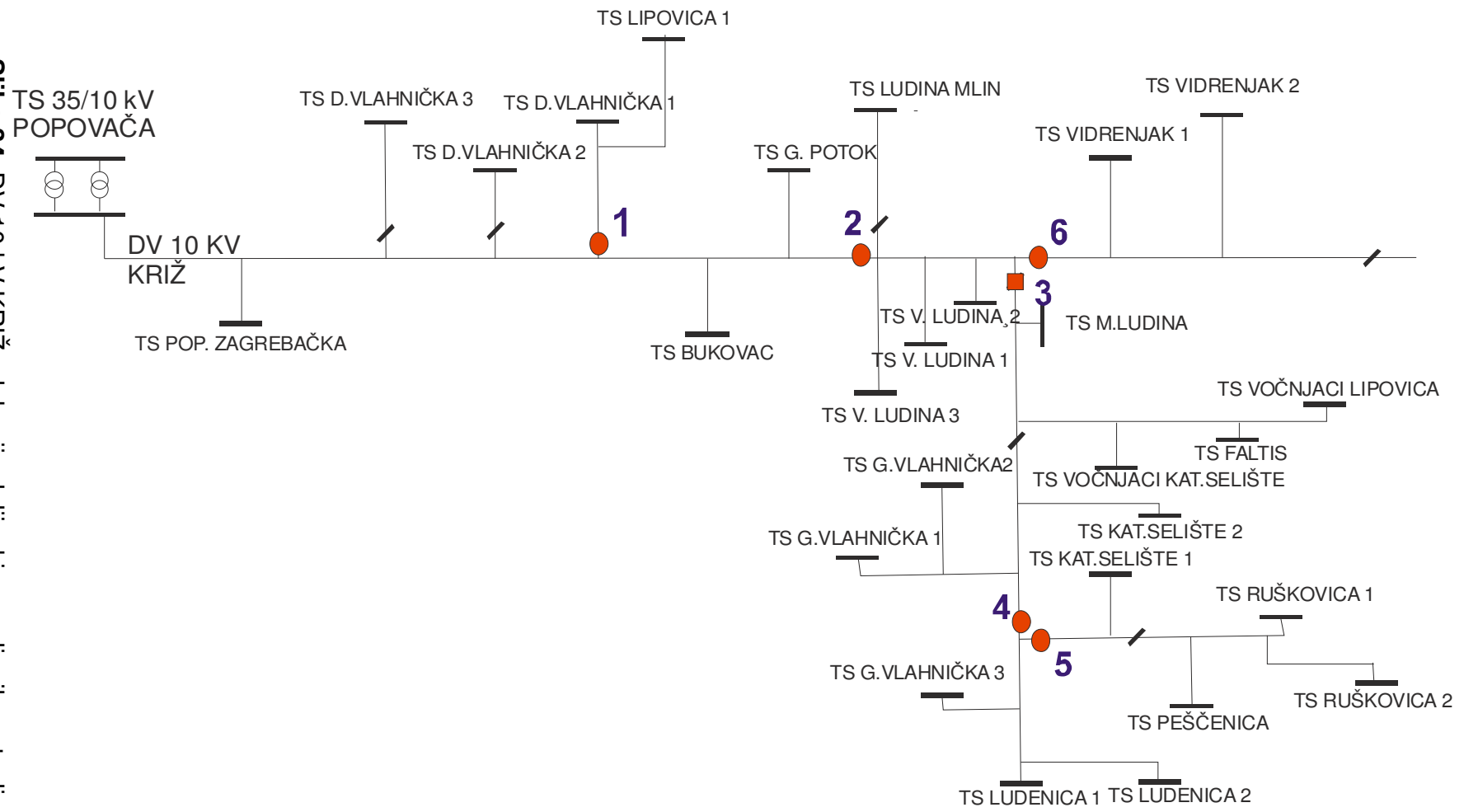


**Slika 33. DV 10 kV STRUŽEC – Troškovi**

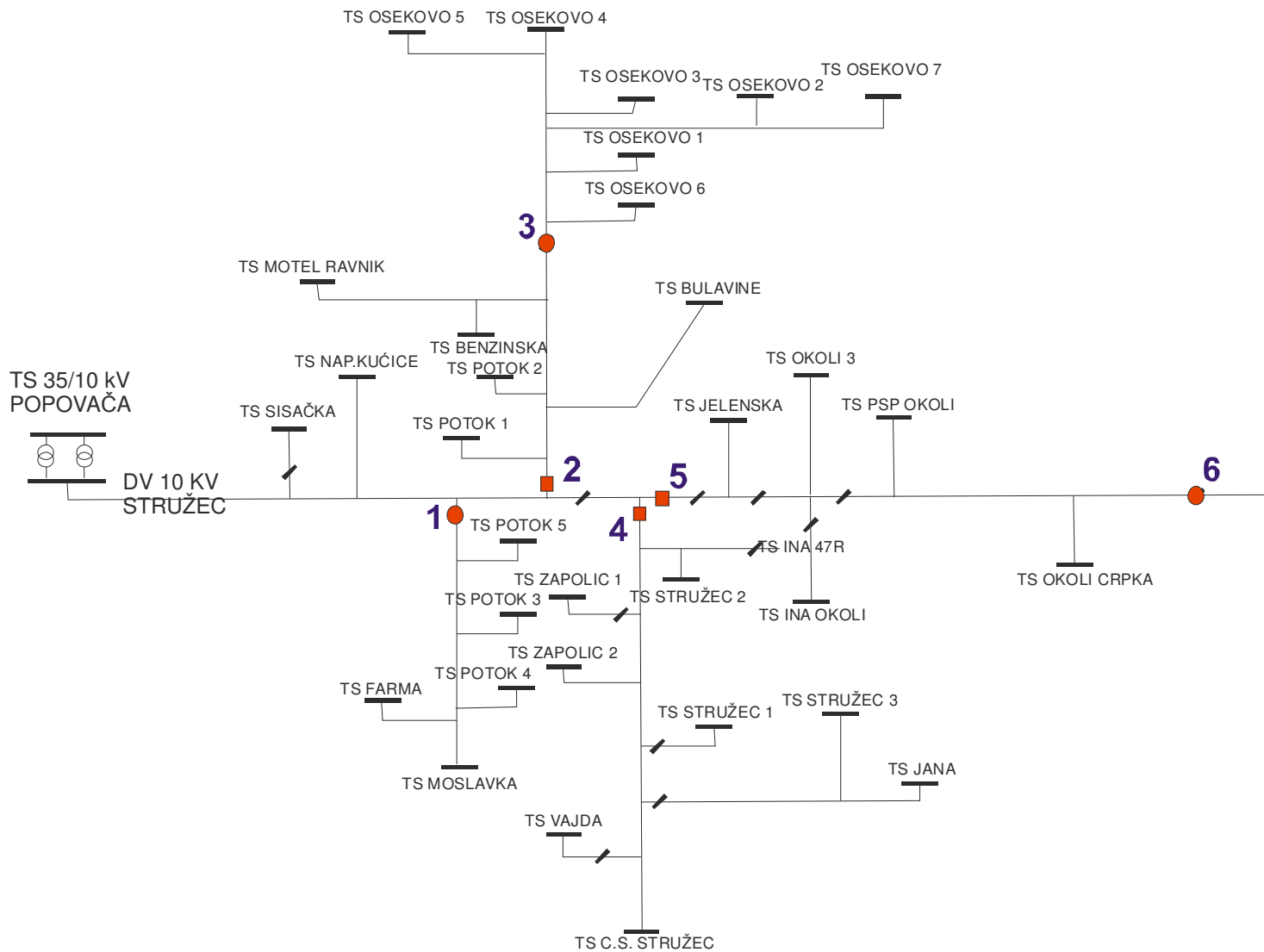
**LEGENDA:**

- |                                    |       |                                      |                 |
|------------------------------------|-------|--------------------------------------|-----------------|
| <span style="color: red;">●</span> | Tip A | <span style="color: red;">▲</span>   | Tip C           |
| <span style="color: red;">■</span> | Tip B | <span style="color: green;">◆</span> | INDIKATOR KVARA |

Slika 34. DV 10 kV KRIŽ – lokacije daljinski upravljanih rastavljača



**Slika 35. DV 10 kV STRUŽEČ – lokacije daljinski upravljanih rastavljača**



## 10. ZAKLJUČAK

Zadatak svakog operatera distribucijskog sustava je isporuka kvalitetne energije kupcima uz minimalne troškove distribucije. Da bi se osigurala zahtijevana razina kvalitete električne energije čije granice i vrijednosti su propisane hrvatskim, a uskoro i evropskim normama prisiljava distributera da vodi i nadzire mrežu optimalno, a na poremećaje da pravovremeno reagira. Da bi distributer to mogao provesti neophodno je da ima opremu i uređaje koji mogu primiti i proslijediti informacije o stanju mreže. Jedna od mjera koja vodi tom cilju je i automatizacija srednjenaponske mreže po dubini. To je jedan od koraka i postupaka koji vodi prema pametnim mrežama ( Smart Grid ).

Srednjenaponska mreža sastoji se od velikog broja elemenata koji su podložni kvarovima i rasprostranjeni po terenu koji nije uvijek pristupačan. Iz tog razloga nije moguće imati informacije o svih dijelova mreže jer je to ekonomski neopravdano. Potrebno je napraviti analizu mreže i utvrditi optimum kako bi se s određenim sredstvima postigao maksimalni učinak u mreži.

Uloga rastavljača je da sekcionira dalekovod u cilju lakšeg lociranja mjesta kvara, a time i smanjenje trajanja prekida zbog kvara komponente distributivne mreže koja uzrokuje direktnu i indirektnu štetu kupcima. Iz ovog proizlazi da je potrebno utvrditi optimalan broj i razmještaj rastavljača. Poznati su matematički algoritmi koji traže optimum funkcije između ulaganja i dobiti, a time dobivenog maksimalnog povećanja raspoloživosti uz minimalna ulaganja.

Postoji puno pretpostavki koje utječu na parametre u proračunu te je potrebno uzeti one koji najviše pridonose vjerodostojnosti parametara kojim je opisana mreža. Naime potrebno je odrediti vrijednosti pojedinih parametara iako nemamo pouzdane podatke. Jedan od takvih je i raspodjela tereta duž dalekovoda jer u pravilu za dalekovod imamo samo vrijednosti tereta na početku.

Ugradnjom pametnih uređaja po dubini distributivne mreže imat ćemo više informacija o stvarnom stanju mreže, a samim tima moći će se pravovremeno reagirati na poremećaje i kvalitetnije voditi srednjenaponska mreža u cilju isporuku kvalitetne električne energije kupcima.













## 12. POPIS LITERATURE

- [1] *KONČAR – KET: IDEJNI PROJEKT – Daljinski nadzor i vođenje elektroenergetskog sustava HEP DP Elektra Križ, Zagreb 2000. god.*
- [2] *Dubravko Balaško: OPTIMIRANJE SUSTAVA SCADA PROZA 11 D/R – UTJECAJ ANALOGNIH VELIČINA NA ODZIV SUSTAVA; 1. savjetovanje HK CIGRE, Zagreb 1993. god.*
- [3] *P. Wang, R. Billinton: Demand-side optimal selection of switching devices in radial distribution system planing, IEE Vol.145, 1998.god*
- [4] *Dubravko Balaško, Srđan Žutobradić, Wagman Lahorko, Mario Mikac: OPRAVDANOST UVOĐENJA AUTOMATIZACIJE U MREŽI 10(20) KV DP ELEKTRE KRIŽ; 4. simpozij o sustavu vođenja EES-a, Cavtat 2000. god.*
- [5] *Stjepan Pavlek, Dubravko Balaško, Mario Mikac: UVOĐENJE NOVIH SUSTAVA DALJINSKOG VOĐENJA U DISTRIBUCIJI; 6. savjetovanje CIGRE, Cavtat 2003.god.*
- [6] *Dubravko Balaško: OPTIMALNI IZBOR LOKACIJA RASTAVNIH NAPRAVA U RAZDJELNIM MREŽAMA; 7. simpozij o sustavu vođenja EES-a, Cavtat 2006. god.*
- [7] *Dubravko Balaško: POGONSKA ISKUSTVA U KORIŠTENJU PRIJENOSNOG UREĐAJA ZA NADZOR KVALITETE ELEKTRIČNE ENERGIJE HEP-ODS ELEKTRA KRIŽ; 1. savjetovanje HO CIGRE, Šibenik 2008. god.*
- [8] *Ivica Pavlić, Dubravko Balaško: SUSTAV DALJINSKOG VODENJA ELEKTRE KRIŽ- DEFINIRANJE I IZRADA IZVJEŠTAJA OPTEREĆENJA U SCADA SUSTAVU NMS; 9. savjetovanje HR CIGRE, Cavtat 2009.god.*
- [9] *Dubravko Balaško: PROGRAM POGONSKIH MJERENJA U HEP ODS ELEKTRA KRIŽ S OSVRTOM NA IZMJERENE VRIJEDNOSTI; 2.(8.) savjetovanje HO CIGRE, Umag 2010. god.*
- [10] *K.K.Kariuki, R.N.Allan: Applications of customer outage costs in system planning, design and operation; IEEE Vol. 143, 1996.*
- [11] *Opći uvjeti za opskrbu električnom energijom; Narodne novine broj 14/2006,*
- [12] *Mrežna pravila elektroenergetskog sustava; Narodne novine broj 36/2006,*
- [13] *Željko Novinc: Kakvoća električne energije; rujan 2006*
- [14] *Pravilnik o organizaciji i sistematizaciji HEP Operatora distribucijskog sustava; 2006. god.*
- [15] *HEP ODS: Godišnje izvješće2009*
- [16] *HEP ODS Elektra Križ: Temeljni podaci 2010.*

- [17] *Končar*: Idejni projekt sustava daljinskog vođenja DP Elektre Križ
- [18] *Energi research institute Chulalongkorn University*: Electricity outage cost study
- [19] *Končar, EIHP*: Uvjeti priključenja elektrane na distribucijsku mrežu
- [20] *Končar*: Sustav daljinskog vođenja za Distribucijsko područje Elektre Križ; 2008. god.
- [21] *T.Gjengedal, R.Flolo, P.E.Lund*: Distribution system planning including distribution automation and demand side management in deregulated market environments

**13. POPIS INTERNETSKIH ADRESA**

<http://www.hro-cigre.hr/hrv/>

<http://www.ieee.hr/ieeesection/konferencije/2010>

<http://www.cired2013.org/2011exhibitors.htm>

<http://www.automation.siemens.com/mcms/automation/en/Pages/automation-technology.aspx>

<http://www.abb.com/product/us/9AAC910002.aspx>

<http://www.fer.unizg.hr/dogadjanja/konferencije>

[http://www05.abb.com/global/scot/scot235.nsf/veritydisplay/490770724719cf5cc1256f4a004a1693/\\$file/sectos-inst-pogon.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot235.nsf/veritydisplay/490770724719cf5cc1256f4a004a1693/$file/sectos-inst-pogon.pdf)

<http://www.eppo.go.th/power/ERI-study-E/ERI-ExeSummary-E.html>

## 14. POPIS OZNAKA

### Oznake

$f_s$	-	srednja frekvencija kvara
$ICOST_k^l$	-	ukupan trošak prekida potrošača za par $L_k^l$
$I_q$	-	struja u dionici $q$
$L_{cost_i}$	-	cijena gubitaka prijenosa za element $i$
$L_i$	-	prosječan teret u potrošačkom čvoru $i$ ,
$N_s$	-	srednje godišnje vrijeme trajanja kvara
$N$	-	broj mogućih lokacija
$r_s$	-	srednje vrijeme trajanja kvara
$SCost_i$	-	predstavljaju cijenu ulaganja
$V_s$	-	napon čvora $s$
SAIDI	-	ukupno vrijeme prekida napajanja potrošača/ ukupan broj potrošača
SAIFI	-	ukupni broj prekida napajanja potrošača / ukupni broj potrošača
CAIDI	-	ukupno trajanje prekida napajanja potrošača / ukupan broj prekida potrošača
CAIFI	-	ukupni broj prekida potrošača / ukupan broj pogođenih Potrošača
$K_{dv}$	-	odnos izmjerene prosječne snage dalekovoda i instalirane snage TS 10/0,4 kV na dalekovodu
$S_{nTS}$	-	nazivna snaga TS 10/0,4 kV
$E_{NI}$	-	neisporučene električne energije
$t_{kv}$	-	prosječno godišnje trajanje kvarova u satima
$S_{DVprosj}$	-	prosječna snaga dalekovoda
$C_{nelen}$	-	cijena neisporučene električne energije
$\mathcal{B}$	-	ušteta zbog smanjenja neisporučene električne energije
$I$	-	investicija za ugradnju daljinski upravljivih rastavljača
$a$	-	stopa aktualizacije ( u Hrvatskoj 8 – 10 % )

## 15. KAZALO POJMOVA

### Skraćenice

ALV	- Automatska Lokacija Vozila
AMR	- Automatic Meter Reading
APU	- Automatsko Ponovno Uključenje
CSS	- Castemer Service System
DAS	- Daljinska stanica
DC	- Dispečerski Centar
DMS	-Distribution Management System
DISPO	- Distribucijska pouzdanost ( aplikacija )
DV	- Dalekovod
EC	- Europien Comuniti
EES	- Elektroenergetski sistem
EDM SPA	- Kratica za programski paket
EUR	- Euro
GIS	- Geographical Information System
GPS	- Global Positioning System
HEP	- Hrvatska elektroprivreda
HEP Billing	- Programski alat za upravljanje mjernim podacima i izradu računa
HEP ODS	- HEP Operator distribucijskog sustava
HEP OPS	- HEP Operator prijenosnog sustava
HERA	- Hrvatska energetska regulatorna agencija
HROTE	- Hrvatska energetska regulatorna agencija
KS	- Kratki Spoj
KSMA	- Kompaktni Sklopni Modul
LAN	- Local Area Network
LINUX	- Operativni sustav
LM	- Load Manager
NN	- Niski Napon
OIE	- Obnovljivi Izvori Energije
OMS	- Outage management system
ORACLE	- Naziv firma ( operativni sustav )
PLC	- Power Line Carier
PU	- Pogonski Ured
RAID	- Redundant array of independent disks
RRM	- Reat – Related Method



RS	- Rasklopište
SCADA	- Supervision Control And Data Acquisition
SDV	- Sustav Daljinskog Vođenja
SK	- Strujni Krug
SN	- Srednji Napon
TA	- Trouble Analysis
TS	- Transformatorska Stanica
UDW	- Utility Data Warehouse
VDAP	- Vakumski kompaktni sklopni blok – proširivi
WTA	- Willingness To Accept
WTP	- Willingness To Pay



## 17. SAŽETAK

U ovom radu obrađen je problem utjecaja pojedinih parametara na optimalni odabir lokacija daljinski upravljanih rastavljača u srednjenaponskoj ( SN ) zračnoj mreži. Sagledavana prvenstveno s stanovišta smanjenja trajanja prekida uslijed kvara komponenti elektroenergetske distributivne mreže.

U uvodnom poglavlju predstavljan je problem i zakonska regulativa koja uvjetuje drugačiji pristup u cilju osiguravanja isporuke kvalitetne električne energije kupcima. Drugo poglavlje opisuje organizaciju i nadležnosti nad vođenjem elektroenergetske distribucijske mrežom čiji radnici u organizacijskim jedinicama su odgovorni za optimalno vođenje mreže i isporuku kvalitetne električne energije.

Da bi se sagledao obim problema potrebno se upoznati s veličinom i strukturom distributivne mreže Republike Hrvatske, a detaljnije i jednog njenog dijela za koji je nadležna Elektra Križ jedna od 21 distributivno područje.

Rastavne naprave i njihove lokacije su komponenta mreže koja je predmet razmatranja u ovom radu. Njihova izvedba, tipovi, namjena i mjesta ugradnje opisani su u četvrtom poglavlju.

Da bismo se bolje upoznali s problematikom određivanja lokacija rastavljača u distribucijskoj mreži potrebno se upoznati s SCADA sustavom pomoću kojeg nadziremo i upravljamo komponente mreže kao i važnost automatizacije srednjenaponske mreže u cilju isporuke kvalitetne električne energije kupcima. Kvaliteta električne energije između ostalog ovisi o broju i dužini trajanja prekida koje možemo podijeliti na planirane i kvarove. Rasčlambom vremena trajanja prekida na njegove dijelove možemo doći do elemenata koji utječu na pojedini dio vremena trajanja kvara bilo posredno ili direktno. Neisporučena električna energija posredno pokazuje pouzdanost u napajanju kupaca, a pridjeljivanjem cijene neisporučenoj energiji dobijemo parametar koji možemo ekonomski vrednovati ali i sankcionirati neefikasnost opskrbljivača. Energija je umnožak snage i vremena i u ovom radu ćemo razmatrati njihov utjecaj na količinu neisporučene električne energije sa stanovišta oba aspekta. Potrebno je pravilno odrediti model tereta trafostanica 10(20)/0,4 kV koje u pravilu nisu pod daljinskim nadzorom i ne znamo opterećenja u vrijeme nastanka prekida u isporuci električne energije. Da bismo odredili optimalnu lokaciju koristimo poznate i razvijene matematičke algoritme, ali njihovi rezultati ovise o točnim parametrima kojima opisujemo model mreže. Ovo područje je obrađeno u slijedeća 4 poglavlja.

Na kraju su dana zaključna razmatranja u pristupu pri definiranju pokazatelja koji utječu na optimalni izbor lokacija rastavljača u elektrodistributivnim mrežama.

**KLJUČNE RIJEČI:** *distribucijske mreže, rastavni uređaji, automatizacija, pouzdanost, optimizacija*

## 18. SUMMARY

This paper addresses the problem of various parameter influences on the optimal selection of locations remote controlled disconnectors in the medium voltage ( MV ) air networks. Primarily addresses to the reduction of the duration of interruption due to failure of components of the electricity distribution network.

In the introductory chapter problem is presented and the legislation that determines a different approach to ensure delivery of quality electricity to customers. The second chapter describes the organization and responsibilities of the electricity distribution networks management, whose employees in organizational units are responsible for the optimal management of networks and the delivery of quality electricity. To grasp the scope of the problem it needs to be familiar with the size and structure of the Croatian distribution network, and a more detailed look at the segment Elektra Križ, one of 21 distribution areas, is responsible.

Disconnection devices and their locations are the network component that is the subject of this paper. Their designs, types, purpose and location of installation are described in chapter four.

To become more familiar with the issue of determining the location of the disconnectors in the distribution network it should be familiar with the SCADA system by which we monitor and manage network components and the importance of automation in medium voltage network to supply high quality electricity to customers. Quality of electricity among other things depends on the number and duration of interruptions that can be divided into planned interruptions and failures. Dividing the duration of interruption in parts, we can get to the elements that affect each part of the interruption duration, indirectly or directly. Unsupplied electrical energy is an indicator of reliability of supply, assigning a cost not deliver energy output parameter that can be economically evaluated and penalize inefficient suppliers. Energy is the product of force and time, in this paper we will consider their impact on the quantity of undelivered electricity from the point of a It. Is necessary to correctly determine the substation load model 10 (20) / 0.4 kV which are generally not under remote control and do not know the load at the time of interruption of electricity supply To determine the optimal location we use known developed mathematical algorithms, but their results depend on the exact parameters that describe the network model. This problem is dealt with in the next three chapters.

At the end there are concluding observations on the approach in defining the parameters that affect the optimal choice of disconnector location in the power grid.

**KEY WORDS:** *distribution network, switching devices, automation, reliability, optimization*

## 19. ŽIVOTOPIS

**DUBRAVKO BALAŠKO** rođen je 31.08.1962. godine u Konščanima ( Općina Križ ). Zaposlen je u HEP Operator distribucijskog sustav, Elektra Križ, na radnom mjestu rukovoditelja Službe za vođenje pogona. Diplomirao je na Fakultetu elektrotehnike i računalstva 1987. godine Smjer – elektroenergetika, Usmjerenje - izgradnja i pogon elektroenergetskih sistema. U Elektri Križ zaposlio se 01.02.1988. godine. Ovlašteni je inženjer i upisan u Imenik ovlaštenih inženjera elektrotehnike pri Hrvatskoj komori arhitekata I inženjera u graditeljstvu pod brojem 556. Govori hrvatski i engleski. Oženjen i otac dvoje djece.

Kao sistem inženjer za procesni sustav radio na poslovima izgradnje, razvoja i održavanja Sustava daljinskog vođenja u okviru kojeg je sudjelovao u revizijama ili vodio izradu projekta vezanih uz TS 35/10 kV. Bio nadzorni inženjer ili inženjer gradilišta na postrojenjima TS 35/10 kV. Imenovan od strane HEP ODS-a u nekoliko timova i radnih grupa koje su razmatrale područje vođenja distribucijske mreže ( Pilot projekt-PROZA OPEN, Kompenzacija jalove snage, Smjenski rad i pogonska pripravnost, Idejni projekt Telekomunikacija HEP d.d.).

Nakon poslova sistem inženjera obavljao poslove rukovođenja Odjelom za upravljanje, a sada Službom za vođenje pogona.

Povremeno kao vanjski suradnik predavao stručne predmete iz elektrotehničke struke u Srednjoškolskom centru «IVAN ŠVEAR» Ivanić Grad.

Član HO CIRED i studijskog odbora SO3 – vođenje, zaštita, procesna informatika i telekomunikacije.

Tijekom radnog vijeka objavio je kao autor ili koautor sljedeće radove:

- [1] *Dubravko Balaško, Pavlek Stjepan: SREDNJENAPONSKA MREŽA DISTRIBUCIJE «ELEKTRE» KRIŽ – NADZOR STANJA MREŽE U PRIPADNOM CENTRU VOĐENJA; YUKO CIGRE, Cavtat 1990. god.*
- [2] *Dubravko Balaško: OPTIMIRANJE SUSTAVA SCADA PROZA 11 D/R – UTJECAJ ANALOGNIH VELIČINA NA ODZIV SUSTAVA; 1. savjetovanje HK CIGRE, Zagreb 1993. god.*
- [3] *Dubravko Balaško, Stjepan Pavlek, Darko Horvatinović, Stjepan Dragičević: OBRADA NEISPORUČENE ELEKTRIČNE ENERGIJE POTROŠAČIMA NA OSNOVU UKLOPNOG STANJA ELEKTROENERGETSKE MREŽE; 1. savjetovanje HK CIGRE, Zagreb 1993. god.*
- [4] *Dubravko Balaško, Srđan Žutobradić, Wagman Lahorko, Mario Mikac: OPRAVDANOST UVOĐENJA AUTOMATIZACIJE U MREŽI 10(20) KV DP ELEKTRE KRIŽ; 4. simpozij o sustavu vođenja EES-a, Cavtat 2000. god.*
- [5] *Stjepan Pavlek, Dubravko Balaško, Mario Mikac: UVOĐENJE NOVIH SUSTAVA DALJINSKOG VOĐENJA U DISTRIBUCIJI; 6. savjetovanje CIGRE, Cavtat 2003.god.*

- [6] *Dubravko Balaško: OPTIMALNI IZBOR LOKACIJA RASTAVNIH NAPRAVA U RAZDJELNIM MREŽAMA; 7. simpozij o sustavu vođenja EES-a, Cavtat 2006. god.*
- [7] *Dubravko Balaško: POGONSKA ISKUSTVA U KORIŠTENJU PRIJENOSNOG UREĐAJA ZA NADZOR KVALITETE ELEKTRIČNE ENERGIJE HEP-ODS ELEKTRA KRIŽ; 1. savjetovanje HO CIREC, Šibenik 2008. god.*
- [8] *Ivica Pavlić, Dubravko Balaško: SUSTAV DALJINSKOG VODENJA ELEKTRA KRIŽ- DEFINIRANJE I IZRADA IZVJEŠTAJA OPTEREĆENJA U SCADA SUSTAVU NMS; 9. savjetovanje HR CIGRE, Cavtat 2009.god.*
- [9] *Dubravko Balaško: PROGRAM POGONSKIH MJERENJA U HEP ODS ELEKTRA KRIŽ S OSVRTOM NA IZMJERENE VRIJEDNOSTI; 2.(8.) savjetovanje HO CIGRE, Umag 2010. god.*
- [10] *Dubravko Balaško, Božidar Petrić, Luka Aralica, Ivan Janković: RADIJSKI MODEMI BAZIRANI NA SDR TEHNOLOGIJI NAMIJENJENI ZA PRIJENOS PODATAKA U SUSTAVIMA DALJINSKOG VODENJA UNUTAR EES-A; 9. simpozij o sustavu vođenja EES-a, Zadar 2010.god.*

## 20. CURRICULUM VITEA

DUBRAVKO BALAŠKO was born on August 31st 1962. in Konščani (District of Križ). He is employed in HEP Operator distribucijskog sustava, Elektra Križ, as manager of the service management system. He graduated from the Faculty of Electrical Engineering and Computing in 1987. Orientation - power engineering; construction and operation of power systems. Employed in Elektra Križ since February 1st 1988, he is a certified engineer and entered in the Register of licensed electrical engineers at the Croatian Chamber of Architects and Engineers as number 556. He speaks Croatian and English. He is married and has two children.

As a systems engineer for process systems worked on construction, development and maintenance of remote control system in which he participated in audits or project development related to 35/10 kV substations. He was supervising engineer and site engineer of 35/10 kV substation constructing sites. Appointed by the HEP ODS in a number of teams and working groups that discussed the area of distribution system (pilot project PROZA OPEN, reactive power, shift work and operational readiness, design Telecommunications HEP inc.).

After working as system engineers he performed the duties of managing the Department for the administration, and now the Service for management of networks.

Occasionally, as an external associate taught professional courses in electrical engineering at the High School Centre "Ivan Švear" Ivanić Grad.

Member of HO CIRED and study committees SO3 – Control, Protection, IT System Telecommunications. During working life as a published author or coauthor of the following works:

- [11] *Dubravko Balaško, Pavlek Stjepan: AREA «ELEKTRA KRIŽ» - SUPERVISION DISTRIBUTION NETWORK IN SUBCENTRE; YUKO CIGRE, Cavtat 1990. god.*
- [12] *Dubravko Balaško: OPTIMIZING COLLECTION OFF ANALOG VALUE IN SCADA SYSTEM PROZA 11D/R; 1. savjetovanje HK CIGRE, Zagreb 1993. god.*
- [13] *Dubravko Balaško, Stjepan Pavlek, Darko Horvatinović, Stjepan Dragičević: ANALYSE OF VOLTAGE BREAK DOWNS OF THE BASE OF REAL TIME DATA; 1. savjetovanje HK CIGRE, Zagreb 1993. god.*
- [14] *Dubravko Balaško, Srđan Žutobradić, Wagman Lahorko, Mario Mikac: USTIFICATION OF AUTOMATION IMPLEMENTATION IN 10(20 Kv NETWORK OF «ELEKTRA KRIŽ»; 4. simpozij o sustavu vođenja EES-a, Cavtat 2000. god.*
- [15] *Stjepan Pavlek, Dubravko Balaško, Mario Mikac: INTRODUCTION OF NEW DISTRIBUTION REMUTE CONTROL SYSTEM; 6. savjetovanje CIGRE, Cavtat 2003.god.*
- [16] *Dubravko Balaško: DETERMINING OPTIMUM LOCATION OF SWITCHING DEVICES IN DISTRIBUTION LINES; 7. simpozij o sustavu vođenja EES-a, Cavtat 2006. god.*

- [17] *Dubravko Balaško: EXPERIENCE OF POWER MONITORING WITH PORTABLE DEVICES IN ELEKTRA KRIŽ; 1. savjetovanje HO CIGRE, Šibenik 2008. god.*
- [18] *Ivica Pavlić, Dubravko Balaško: ELEKTRA KRIŽ TELECONTROL SYSTEM – DEFINITION OF LOAD REPORT IN SCADA NM SYSTEM; 9. savjetovanje HR CIGRE, Cavtat 2009.god.*
- [19] *Dubravko Balaško: PROGRAM OPERATIONAL MEASUREMENTS IN HEP ODS ELEKTRA KRIŽ CROSS WITH REFERENCE IN THE MEASURED VALUES, Umag 2010. god.*
- [20] *Dubravko Balaško, Božidar Petrić, Luka Aralica, Ivan Janković: RADIO MODEMS BASED ON SDR TEHNOLOGY FOR DANA TRANSMISSION IN REMUTE CONTROL SYSTEMS WITHIN A EES; 9. simpozij o sustavu vođenja EES-a, Zadar 2010.god.*