

KAKO POSTIĆI PRESTIŽNU POUZDANOST I KVALITET U ISPORUCI ELEKTRIČNE ENERGIJE

D. Čomić, "EPS Distribucija", Ogranak elektrodistribucija Novi Sad, Srbija,

D. Cvetinović, „EPS Distribucija“, Ogranak elektrodistribucija Novi Sad, Srbija,

M. Porobić, „EPS Distribucija“, Ogranak elektrodistribucija Novi Sad, Srbija,

Ž. Tanjga, „EPS Distribucija“, Ogranak elektrodistribucija Novi Sad, Srbija,

S. Milivojević, „EPS Distribucija“, Ogranak elektrodistribucija Novi Sad, Srbija.

UVOD

Kao posledica tehnološkog razvoja nastao je veliki broj uređaja koje pokreće električna energija, koji su u mnogome promenili život čoveka, ali su ujedno postali i njegova životna potreba. Zato se pred elektrodistributere postavljaju zahtevi za kontinuitet i kvalitet isporučene električne energije.

Softificirana oprema kod kupaca električne energije u kategoriji domaćinstvo oseti sve prekide i promene napona, a kod kupaca u privredi posledice su još veće, koje se odražavaju na proizvodnju izazivajući „škart“ proizvoda ili kompletan zastoj u proizvodnom procesu (1).

Da bi se prekidi i promene napona kod kupaca smanjili i štete po kupca bile što manje, elektrodistributeri preduzimaju niz aktivnosti u svojoj nadležnosti da ih eliminišu ili smanje na najmanju meru. Taj proces je neprekidan i svaki distributer će se truditi da brigom o kvalitetu isporuke i kvalitetu isporučene el. energije pokaže koliko je postigao svojim aktivnostima, a što je od strane kupca merljivo i vidljivo. Time počinje jedno besprekidno takmičenje koje će za pobjednika značiti podizanje ugleda svoje firme, a na tržištu mogućnost osvajanja poverenja većeg broja kupaca. Takođe, gubitnik će za neisporučenu električnu energiju morati da plati "penale" za neizvršene ugovorne obaveze.

Stoga distributeri, posebno u upravljanju tokovima el. energije, imaju priliku i odgovornost da svojim aktivnostima utiču na povećanje pouzdanosti u napajanje kupaca električnom energijom (2).

U zavisnosti od: aktivnog praćenja EES, kontinualne analize EES i pogonskih događaja, preventivne promene uklopnog stanja, optimalnog planiranja isključenja, pravovremeno preduzetih aktivnosti, osavremenjavanja procesa upravljanja elementima elektroenergetskog sistema (EES) koje su u funkciji distribucije, i još niza aktivnosti postiže se prestižna pouzdanost i kvalitet u isporuci električne energije.

Danas je uobičajena praksa u elektrodistributivnim preduzećima u svetu korišćenje standardnih IEEE pokazatelja pouzdanosti (SAIDI, SAIFI, CAIDI, ASAI) u cilju određivanja nivoa pouzdanosti koji se ogleda u smanjenju vremena i broja prekida u napajanju el. energijom svojih konzuma. Uvedeni pokazatelji kvaliteta obezbeđuju da se na jedinstven način vode pokazatelji pouzdanosti koji su tada uporedivi u bilo kojoj elektrodistribuciji i pružaju mogućnost egzaktnosti.

Jasno je uslovi rada distributivnog sistema električne energije (DSEE) nisu svuda isti i svakako su uslovljeni geografijom, gustom naseljenosti, karakterom potrošnje i slično, ali se radi upoređivanja mora napraviti minimum zajedničkih i uporedivih kriterijuma koji će služiti za praćenje u cilju vršenja korekcija radi veće pouzdanosti DSEE. Zato je potrebno preduzeti sve mere koje mogu uticati na kvalitet isporuke električne energije i na taj način uticati na njegovo povećanje.

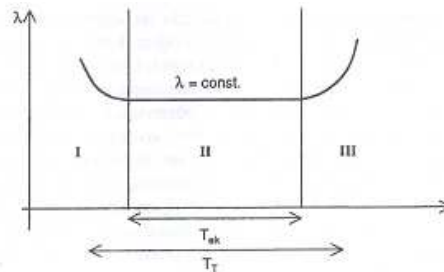
POUZDANOST I OPŠTI POJMOVI O POUZDANOSTI

Pouzdanost je stohastički pokazatelj koji definiše verovatnoću ispravnog rada sistema kao celine ili pojedinih njegovih elemenata u nekom vremenskom periodu.

Drugim rečima, pouzdanost ukazuje na sposobnost obavljanja odgovarajuće funkcije. Jasno je da se funkcije sistema i elemenata razlikuju, a može se razlikovati i posmatrani vremenski period.

Proračuni pouzdanosti zasnivaju se na modelima elemenata i sistema, i na podacima o pokazateljima pouzdanosti elemenata iste ili slične vrste. Do ovih podataka se dolazi statističkom obradom podataka iz eksploatacije.

Zavisno od uloge i vrste elemenata ili sistema u proračunima pouzdanosti određuju se različiti pokazatelji pouzdanosti (3). Za nas je od posebnog interesa pokazatelj intenziteta otkaza λ , koji govori o broju otkaza u toku godinu dana.

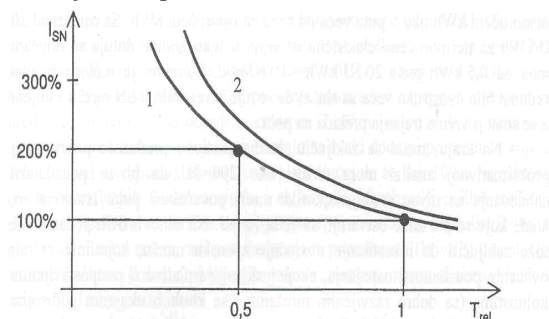


Slika 1. Zavisnost intenziteta otkaza λ od vremena

Ta zavisnost može se, praktično za sve elemente sistema, prikazati krivom na slici 1 koja je podeljena na tri perioda. Prvi period je period puštanja elementa u pogon i period uhadavanja elementa, drugi period je period eksploatacije elementa (u tom periodu intenzitet otkaza je konstantan) i u trećem periodu proces starenja elementa je intenzivniji i tada dolazi do porasta intenziteta otkaza. Vreme T_{ek} je ekonomski vek trajanja elementa, a vreme T_{γ} životni vek elementa. Najbolje je element zameniti na prelazu iz drugog u treći period.

Kada je poznat intenzitet otkaza za neki element i dozvoljeno trajanje prekida može se izračunati trajanje prekida u toku godine. Istraživanja su pokazala da ciljne vrednosti vremena trajanja prekida krajnjeg potrošača u najrazvijenijim distributivnim sistemima u svetu iznose, u najboljem slučaju, oko 10 min/godišnje. Ovo vreme u sebi uključuje sve naponske nivoe DSEE (visokonaponski, srednjenaponski i niskonaponski). U navedenom vremenu tipično najviše učestvuje srednjenaponski deo i to sa oko 60% što nominalno iznosi oko 6 minuta/godišnje. Jasno je da je stoga, sa aspekta pouzdanosti napajanja krajnjeg potrošača, srednjenaponska mreža od najvećeg interesa.

Kod planiranja razvoja DSEE jedno od važnih pitanja je kada i koliko treba investirati u srednjenaponsku mrežu da bi se vreme trajanja prekida smanjilo na optimalno.



Slika 2. Zavisnost investicionih troškova u mreži od trajanja prekida

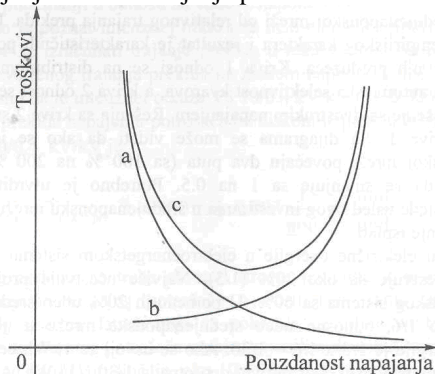
Zavisnost investicionih troškova u srednjenaponskoj mreži od relativnog trajanja prekida je data na slici 2. Ovaj dijagram je empirijskog karaktera i rezultat je karakterističnih pokazatelja iz više elektrodistributivnih preduzeća.

Kriva 1 odnosi se na distributivna rešenja koja omogućavaju automatsku selektivnost kvarova, a kriva 2 odnosi se na tehnički unapređeno rešenje sa dvostrukim pravcem napajanja kupaca.

Sa dijagrama se može videti da ako se investicije u srednjenaponskoj mreži povećaju dva puta (sa 100 % na 200 %) relativno trajanje prekida se smanjuje sa 1 na 0.5. Potrebno je utvrditi kakve su ekonomske uštede usled ovog investiranja u srednjenaponsku mrežu, kao i da li se to investiranje isplati.

Za valorizovanje pozitivnih efekata snižavanja trajanja prekida na pravi način potrebno je poznavati cenu neisporučene električne energije, koja se po domaćinstvu može odrediti iz proizvoda prosečne vršne snage domaćinstva i poboljšanog smanjenog vremena trajanja prekida.

Može se zaključiti da investiranje u podizanje nivoa automatizacije ima puni smisao, pošto se sa relativno malim ulaganjima ostvaruje značajno smanjenje vremena trajanja prekida.



Slika 3. Zavisnost troškova od pouzdanosti

Jasno je da je za sve kupce električne energije pouzdanost napajanja električnom energijom od velike važnosti, s obzirom da ona znatno utiče na svakodnevne ljudske aktivnosti. Shodno tome prirodna je želja kupaca da imaju veliku pouzdanost i da nikada ne ostanu bez napajanja. Mnogim kupcima ne odgovara da ostanu bez napajanja i za kratko vreme ili im rad zaštitnih uređaja i rad automatike (brzi i spori APU) čine smetnju. Prekide u mreži DSEE tehnički i ekonomski je gotovo nemoguće izbeći. Zbog navedenih prekida u napajanju el. energijom kupci trpe određene ekonomske štete i neprijatnosti.

Efekat štete usled prekida napajanja varira u zavisnosti od tipa potrošača i moguće ga je na određeni način novčano ekvivalentirati. Na slici 3. prikazan je novčani ekvivalent troškova koji su posledica pouzdanosti napajanja. Kriva a na ovoj slici odnosi se na ekonomske štete, odnosno na troškove, koje trpe kupci usled prekida napajanja. Da bi se povećala pouzdanost DSEE elektrodistributivna preduzeća moraju uložiti određena sredstva. Kriva b, na slici 3., predstavlja troškove usled ovih investicija koji se najpre lagano, a zatim značajno povećavaju za svaki dodatni procenat za koji se želi povećati nivo pouzdanosti. Za slučaj da se želi 100% pouzdanost ovi troškovi bi bili enormno visoki i ekonomski neprihvatljivi. Zbir troškova usled neisporučene električne energije (kriva a) i troškova koje distributivno preduzeće ulaže u mrežu radi povećanja nivoa pouzdanosti (kriva b) predstavlja ukupne troškove (kriva c). Presek krive a i b daje minimum krive c, odnosno njena okolina određuje prihvatljivi nivo pouzdanosti. Koristeći ovu logiku cilj je da se planskim aktivnostima predvide investicije koje će biti isplative i omogućiće za taj deo DSEE da se postigne željeni nivo pouzdanosti.

KVALITET ISPORUKE ELEKTRIČNE ENERGIJE U OGRANKU ELEKTRODISTRIBUCIJA NOVI SAD

Kako svaka elektrodistribucija ima odedene zapise o pogonskim događajima koji su imali za posledicu prekid u isporuci električne energije potrebno ih je sistematizovati i zatim analizirati. Sistematizovani podaci o broju korisnika DSEE i trajanje svih registrovanih prekida, za 7 godina, dat je u tabeli 1.

Može se uočiti da se javljaju dve grupe prekida u isporuci i to:

- planirani prekidi i
- neplanirani prekidi.

Planirani prekidi u isporuci su posledica potrebe za: preventivnim i redovnim održavanjem, rekonstrukcijom ili izgradnjom novih elektroenergetskih objekata (EEO).

Neplanirani prekidi su posledica kvarova na elementima DSEE, posledica poremećaja u snabdevanju usled poremećaja u prenosnoj mreži ili posledica nedostatka snage u izvorima el. energije.

I jedni i drugi prekidi, za krajnjeg kupca, imaju za posledicu prekid isporuke el. energije.

Tabela 1. Prekidi u Ogranku Elektrodistribucija Novi Sad

	Broj korisnika na naponskom nivou (kV)						Trajanje prekida [min]		
	35	20	10	SN	0.4	Укупно	Neplanirani	Planirani	Ukupno
2009	1	181	241	423	262503	262926	91022	213148	304170
2010	1	173	241	416	269360	269775	105142	204311	309453
2011	1	169	245	415	274293	274708	77958	200033	277991
2012	1	169	255	425	277908	278333	81126	222120	303246
2013	1	169	269	439	280824	281263	67779	263013	330792
2014	1	170	273	443	283512	283955	113355	213015	326370
2015	0	170	279	449	285980	286429	55966	279321	335287

Tabela 2. Pokazatelji pouzdanosti u Ogranku Elektrodistribucija Novi Sad

	SAIDI			SAIFI			CAIDI		
	Neplanirani	Planirani	Ukupno	Neplanirani	Planirani	Ukupno	Neplanirani	Planirani	Ukupno
2009	206.72	364.98	571.71	3.57	2.27	5.84	57.83	161.02	97.88
2010	298.65	350.91	649.55	4.98	2.03	7.01	60.02	172.80	92.71
2011	144.33	316.20	460.52	2.61	1.86	4.47	55.35	169.95	103.07
2012	181.30	390.56	571.86	3.22	2.28	5.50	56.39	171.29	104.07
2013	174.75	414.69	589.44	2.78	2.37	5.16	62.82	174.72	114.34
2014	218.20	382.02	600.22	3.47	2.34	5.81	62.83	163.52	103.33
2015	95.82	405.86	501.67	1.82	2.02	3.85	52.63	200.48	130.47

Tipične vrednosti navedenih pokazatelja pouzdanosti, kao i procentualni broj distributivnih Evropskih preduzeća, koja koriste odgovarajući pokazatelj SAIFI, SAIDI, CAIDI i ASAI date su u tabeli 3.

Tabela 3. Opšti pokazatelji pouzdanosti

Pokazatelj:	%Distribucija:	Vrednost:
SAIFI	83,3	1,26 prek/(pot. god.)
SAIDI	87,9	117 min./(pot. god.)
CAIDI	81,8	88 min./prek.
ASAI	66,7	0,99938

Kod proračuna SAIFI prećutno se obično uzimaju samo kvarovi koji traju 1 minut ili duže, jer se smatra da kraći prekidi ne smetaju kupcima. Opravdanost ovakve konvencije može biti dovedena u pitanje sa povećanim korišćenjem personalnih računara i druge osetljive elektronske opreme.

Imajući ovo u vidu definisan je i pokazatelj MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index) koji se određuje na isti način kao SAIFI, ali obuhvata samo prekide koji traju kraće od 1 minuta. Ukupan broj prekida po potrošaču godišnje tako se dobija sabiranjem MAIFI i SAIFI. S obzirom na ranije pomenutu praksu, SAIFI ne obuhvata ni kvarove koji se isključuju primenom APU (brzog i sporog automatskog ponovnog uključanja) ili drugim automatskim manipulacijama ako prouzrokovani prekidi ne traju duže od 3 minuta.

Prekidi navedeni u tabeli 1 imaju za posledicu neisporučenu el. energiju koja je prikazana u tabeli 4.

Tabela 4. Neisporučena el. energija u Ogranku Elektrodistribucija Novi Sad

	Neisporučena energija [MWh]			Srednja neisporučena energija [kWh / pot]			Prosečna dužina prekida [min / prekidu]		
	Neplanirani	Planirani	Ukupno	Neplanirani	Planirani	Ukupno	Neplanirani	Planirani	Ukupno
2009	1506	2107	3613	5.73	8.01	13.74	130	138	136
2010	1509	1776	3285	5.59	6.58	12.18	125	148	139
2011	643	1494	2137	2.34	5.44	7.78	122	134	130
2012	821	1632	2453	2.95	5.86	8.81	115	133	127
2013	736	1571	2307	2.62	5.59	8.20	137	155	151
2014	932	1687	2619	3.28	5.94	9.22	178	141	152
2015	470	1548	2018	1.67	5.51	7.18	106	174	154

Cena neisporučene el. energija, na bazi vrednovanja stručnjaka koji se bave ovom oblašću, je veća od 15 do 20 puta od prosečne cene el. energije (4). Kada se ima u vidu navedeno onda je jasno da je smanjenje prekida u isporuci značajna ekonomska kategorija, koja je uticajna na ugled i na profit distributera.

Za posmatrani period (od 2009. do 2015. godine) se da uočiti da je smanjena neisporučena električna energija za 1595 MWh. Takođe se da videti da je posle velikog smanjenja neisporučene el. energije u 2011. godini tokom sledeće 3 godine ostvaren blagi porast i tokom 2015. godine opet smanjenje. Ako analiziramo poslednje smanjenje neisporučene el. energije, koristeći cenu električne energije 6,82 dinara/kWh i pretpostavljajući da je neisporučena električna energija 20 puta veća dobija se da su smanjeni troškovi:

$$R = 601000 \cdot 6,82 \cdot 20 = 81976400 \text{ dinara.}$$

Pretpostavka je da je životni vek rekonstruisanog ili novoizgrađenog elementa 30 godina. Do sledeće investicije, ako se držimo preporuke iz slike 1. se pretpostavlja da će proći 20 godina (2/3 životnog veka rekonstruisanog elementa). Ako se ušteda R postigla investicijom, pretpostavljajući za svaku od godina životnog veka do sledećeg ulaganja u povećanje pouzdanosti, smanjenje troškova ne isporučene el. energije svedeno na početnu godinu ulaganja je:

$$P = R \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} = 81976400 \cdot \frac{(1+0.09)^{20} - 1}{0.09 \cdot (1+0.09)^{20}} = 748325288,9 \text{ dinara,}$$

gde su :

P - ekvivalentna vrednost razlike troškova koji bi se nastali za neisporučenu energije za čitav razmatrani period,

R - vrednost razlike troškova neisporučene energije za prvu godinu razmatranog perioda,

i - stopna aktuelizacije (uzećemo da je 9%), i

n - trajanje razmatranog perioda (odabrali smo 20 godina).

Iz navedenog primera se vidi da se isplati ulagati u DSEE u cilju povećanja pouzdanosti i da je potrebno odrediti egzaktne kriterijume koji će na osnovu statističkog praćenja elemenata u eksploataciji odrediti kada i gde je potrebno intervenisati i to uraditi tako da rezultati ulaganja daju najveće efekte.

ANALIZA PODATAKA O PREKIDIMA

Potrebno je analizirati podatke o prekidima i po svakoj od uočenih uticajnih uzročnika se moraju preduzimati blagovremene i delotvorne mere.

Tabela 5. Uzrok planiranog prekida

Godina	Uzrok planiranog prekida				
	Sopstvena distributivna mreža	Objekat korisnika	Susedna distributivna mreža	Prenosna mreža	Ukupno
2009	1393	140	2	4	1539
2010	1268	110	7	0	1385
2011	1421	75	1	0	1497
2012	1591	81	0	4	1676
2013	1622	66	9	0	1697
2014	1410	81	7	13	1511
2015	1394	117	3	10	1524

Planirani prekidi su potrebni, ali da li su baš svaki put potrebni i da li su, zbog planiranih radova, realni svi zahtevi za dužinom isključenja. Ovo je oblast koja zahteva svakodnevni timski rad funkcija upravljanja, funkcije održavanja i funkcije investicija na analizi prispelih zahteva za isključenjem i donošenje konačne odluke. Nije dobro da se posao, koji se planira na jednom potrošačkom konzumu, obavlja nesinhronizovano i da se isključenje vrši u različitim vremenima za održavanje EEO distribucije ili objekata trećih lica a zatim ponovno isključenje za izgradnju novih objekata. Takve zahteve treba sinhronizovati, grupisati, u upravljačkom delu distribucije doneti odluku kada je najoptimalnije da se radovi izvedu i koliko isključenje da traje (6).

Najčešće zbog kvarova na EEO nastaju neplanirani radovi i zato treba preduzeti sve mere preventivne prirode da do njih ne dolazi preko neke razumne mere (ona se vidi iz pokazatelja pouzdanosti razvijenih zemalja Sveta).

U "EPS Distribucija Beograd" d.o.o., Ogranak elektrodistribucija Novi Sad, u poslednjih desetak godina, se aktivno radilo na unificiranju podataka u cilju dalje obrade i analize kvarova sa ciljem da se ispravno zaključi koje mere preduzeti (6).

Tabela 6. Uzrok neplaniranog prekida

Godina	Uzrok neplaniranog prekida							
	Distributer	Drugi energetski subjekt	Treća strana	Životinje	Viša sila	Nepoznato	Ostalo	Ukupno
2009	344	29	89	6	88	87	55	698
2010	319	29	70	18	238	95	75	844
2011	193	5	69	32	156	75	109	639
2012	116	12	56	17	30	69	405	705
2013	249	9	35	16	44	85	57	495
2014	404	6	55	12	68	84	9	638
2015	271	2	30	13	18	61	11	406

Da bi se planirale dalje aktivnosti na smanjenju neisporučene el. energije (povećanje pouzdanosti DSEE) korišćeni su podaci o kvarovima na transformatorskim stanicama 110/x kV, podaci o radu automatike i kvarovima na celjoj SN mreži, kao i podaci o kvarovima na kablovima.

U ovom prikazu, podaci o radu automatike i kvarovima na SN mreži, biće prvenstveno dati za 20 kV mrežu i to za 2014. i 2015. godinu (6).

Tabela 7. Kvarovi i rad lokalne automatike na nadzemnim i podzemnim vodovima 20 kV

Karakter vodova 20 kV	Kvartal	Dužina vodova L (km)	PRORADA APU 2014				PRORADA APU 2015			
			BAPU	SAPU	KVAR		BAPU	SAPU	KVAR	
			broj	broj	broj	br.*100/L	broj	broj	broj	br.*100/L
Pretežno nadzemni	I	566.01	74	38	0	0.00	28	12	0	0.00
	II		66	16	1	0.18	87	12	13	2.30
	III		189	29	3	0.53	162	15	9	1.59
	IV		61	8	0	0.00	87	5	5	0.88
	Zbir		390	91	4	0.71	364	44	27	4.77
Čist kabel	I	318.73	6	3	4	1.25	0	0	5	1.57
	II		0	1	3	0.94	0	0	7	2.20
	III		0	1	6	1.88	1	0	5	1.57
	IV		1	1	5	1.57	0	0	0	0.00
	Zbir		7	6	18	5.65	1	0	17	5.33
Pretežno kabel	I	53.77	0	0	1	1.86	0	0	0	0.00
	II		0	0	0	0.00	0	2	1	1.86
	III		2	1	0	0.00	3	0	1	1.86
	IV		2	0	2	3.72	1	0	3	5.58
	Zbir		4	1	3	5.58	4	2	5	9.30
Mešoviti	I	408.10	30	11	3	0.74	22	2	1	0.25
	II		52	8	2	0.49	94	8	19	4.66
	III		115	18	4	0.98	160	15	4	0.98
	IV		24	10	0	0.00	66	8	6	1.47
	Zbir		221	47	9	2.21	342	33	30	7.35

U tabeli 7 su prikazani zbirni podaci po navedenim kategorijama vodova i kvartalima u toku godine. Postoje ovakvi podaci o svakom izvodu iz transformatorskih stanica TS 110/x kV (15 komada) i TS 35/x kV (19 komada).

Iz raspoloživih podataka se može videti koji su vodovi najviše pogođeni kvarovima i radu uređaja lokalne automatike, te je na osnovu toga moguće odrediti redosled za ulaganje u investicije i održavanje. Ovaj redosled aktivnosti je osnova za određivanje prioriteta radova na vodovima u cilju povećanja pouzdanosti.

Imajući u vidu da je, u Ogranaku elektrodistribucija Novi Sad, cilj da se u potpunosti 35 i 10 kV mreža ugasi to jest pređe na 20 kV, posebna pažnja se posvećuje kablovskoj mreži 20 kV. Na osnovu prikupljenih podataka o

dogadajima u sopstvenoj 20 kV kablovskoj mreži napravljen je pregled prosečnog broja kvarova na 100 km i upoređeni su sa prethodnim periodom.

Kablovskom mrežom 20 kV obuhvaćeni su 12/20 (24) kV kablovi tipa IPZO 13, tipa EHP 48, tipa XHP 48 i tipa XHE 49. U kablovskoj mreži 20 kV navedeni kablovi zastupljeni su na izvodima 20 kV koji imaju karakter od pretežno nadzemnog voda do čisto kablovskog voda. Kako je konstrukcijski prvi izrađen kabel EHP 48 i kako se tokom eksploatacije pokazao kao veoma nepouzdan posebno se prati njegovo stanje i vrši zamena onih deonica koje najviše utiču na pouzdanost (6).

Tabela 8. Prosečan broj proboja kablova 12/20 (24) kV tip EHP 48 za pogonski napon 20kV, po 10 km voda

Godina	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Broj karova	51,9	43,3	38,5	41,6	48,0	36,0	50,9	43,8	41,6	63,3	13,6	35,8	41,7	33,3	38,7

U tabeli 8. dat je pregled prosečnog broja proboja kablova 12/20 (24) kV tip EHP 48 za pogonski napon 20 kV i za period 2000.-2014. godina. Iz podataka se vidi da broj kvarova na kablovima EHP 48 blago stagnira.

Za svaku kablovsku deonicu, na svakom SN izvodu, postoje knjige održavanja u kojima se vidi stanje kablova sa gledišta broja kvarova. Posebno se evidentira električni proboj (na kablju, na spojnici ili na kabel glavi) a posebno mehaničko oštećenje.

Broj kvarova na SN kablovima je u direktnoj zavisnosti od blagovremene zamene deonica koje imaju nadprosečno veliki broj kvarova, sistematske aktivnosti na zameni motanih kabel glava, održavanja kvaliteta izrade spojnica i čuvanja trase kablova od mehaničkih oštećenja.

KAKO POSTIĆI PRESTIŽNU POUZDANOST I KVALITET U ISPORUCI ELEKTRIČNE ENERGIJE

U želji da se postigne prestižna pouzdanost preduzete su mere organizacione i tehničke prirode kako bi se vreme uticaja kvara u DSEE na prekid u isporuci el. energije smanjilo što direktno ima za posledicu poboljšanje pokazatelja pouzdanosti.

Zašto je važno da se vreme uticaja kvara u DSEE na prekid u isporuci el. energije smanji? Uzmimo realan slučaj kvara na TS 110/x kV i vidimo koliko je potrebno vremena za restauraciju napajanje kupaca koji se napajaju sa ove TS ako dođe do oštećenja 110 kV opreme (5). Potrebno vreme za uspostavljanje alternativnog napajanja je:

- <1' vreme da stigne signal o ispadu,
- 25' prosečno vreme da dođe uklopničar u objekat,
- 10' da uklopničar pregleda delove postrojenja koji su oštećeni,
- 5' da uklopničar uspostavi vezu sa dispečerom i razmene telegrame,
- 10' da uklopničar rastavi rastavljač 20 ili 35 kV transformatorskog polja,
- 5' da se izvrše manipulacije u 110 kV postrojenju.

Ako je ovo vreme manje značajno će manja biti neisporučena električna energija. Organizacijom rada uklopničara (dva u smeni) i njihovom obukom se direktno utiče na njihovu efikasnost. Sami uklopničari najviše utiču na iznos neisporučene el. energije, jer se podrazumeva da dežurni dispečeri odmah reaguju. Sledeći po redu su dežurni elektromonteri koji po uspostavljanju uslova (izvađeni izlazni i sabirnički rastavljači na izvodima 10, 20 ili 35 kV), a po nalogu dispečera, vrše manipulacije u mreži i uspostavljaju alternativne pravce napajanja kupaca pogođenih kvarom. Sredinom 2015. godine dežurnim elektromonterima smo obezbedili GPS sistem za navigaciju u vozilima koje koriste i izradili lokalni softver sa potrebnim podacima o EEO koji su predmet njihovog rada.

Mere na poboljšanju pouzdanosti su se odvijale u dva osnovna pravca:

- mere primenjene u oblasti održavanja i investiranja u elemente distributivnog sistema i
- mere primenjene u oblasti upravljanja distributivnim sistemom.

MERE U OBLASTI ODRŽAVANJA ELEMENATA ELEKTRODISTRIBUTIVNOG SISTEMA

Oba navedena pravca su obuhvatila pojedine geografske oblasti, kao delove konzuma, u kojima su postojali učestali kvarovi (naprimer šumoviti predeli Fruške Gore), uzimajući u obzir i starost odnosno loše karakteristike ugrađene opreme. Mere u oblasti održavanja elemenata sistema su podrazumevale zamenu izolatora na nadzemnim vodovima, zamenu provodnika na nadzemnim vodovima slaboizolovanim provodnikom ili samonosivim kablovskim snopom, rekonstrukciju konzola, zamenu prekidača u TS SN/SN, zamenu SN bloka u TS SN/NN, zamenu SN kablovskih vodova starije proizvodnje, orezivanje rastinja u blizini nadzemnih vodova, ugradnju odgovarajućih zaštitnih releja koji omogućavaju uključivanje opterećenih konzuma i drugo.

Investicionim radovima tokom 2014 i 2015. godine izvršeno je pretvaranje radialnih izvoda u dvostrano napajane i rekonstrukcija dva značajna dalekovoda 35 kV koji su imali veliki broj kvarova, za šta je uloženo **58.139.000** dinara. Na osnovu podataka o kvarovima na nadzemnim vodovima u 2014. i 2015. godini, sačinjene su tabele 9 i 10.

Tabela 9. Izvodi 10 ili 20 kV sa najvećim brojem kvarova u 2014. godini

TS 110/x, 35/x	Napon (kV)	Izvod	Broj prekida	Trajanje (min)	Neisporučena el.en.(MWh)
/20 Beočin	20	Susek	19	4361	20.68
35/20 Beočin	20	Crveni Čot	12	6469	2.12
35/20 Beočin	20	Čerević	11	2476	8.45
35/20 Beočin	20	Rakovac	10	1258	3.46
35/20 Bečej-Lungalov	10	B. P. Selo	13	1949	30.67
TS 110/20 N. Sad 6	20	TV N. Sad 2	12	2072	6.97
TS 110/x Novi Sad 1	20	S. Kamenica	10	1248	4.70
TS 110/20 B. Palanka 2	20	Obrovac	10	1067	23.11
TS 110/20 Žabalj	20	Čurug	12	964	20.37
TS 110/20 Futog	20	Kisač	11	606	9.75

Tabela 10. Izvodi 10 ili 20 kV sa najvećim brojem kvarova u 2015. godini.

TS 110/x, 35/x	Napon (kV)	Izvod	Broj prekida	Trajanje (min)	Neisporučena el.en.(MWh)
35/20 Beočin	20	Susek	24	3561	13.9922
35/20 Beočin	20	Crveni Čot	15	3753	2.49306
35/20 Beočin	20	Čerević	13	2464	5.85758
TS 110/20/35 Bečej	20	Flora	12	1033	6.84753
35/10 Čelarevo	10	Čelarevo	9	828	10.7092
35/10 Srbobran	10	Srbobran 1	9	1216	5.27369
RP Čenej 20	20	Sirig	8	740	37.2532
RP Čenej 20	20	Čenej	7	2434	3.92236
TS 110/20 Žabalj	20	Šajkaš	7	1530	18.3752
TS 110/20 Futog	20	Futog 1	6	463	5.01328

Iz tabela 9 i 10 se videlo koje vodove treba rekonstruisati i na osnovu plana investicija za 2014 i 2015 godinu, zaključno sa 2015. godinom se završila njihova rekonstrukcija. Sredstva uložena za ovu rekonstrukciju su data u tabeli 11.

Već ranije je napomenuto da je u TS 110/x kV i TS 35/x kV najnepouzdaniji elemenat provodni izolator 35, 20 ili 10 kV. Taj problem još nije prevaziđen zbog nemogućnosti nabavke veoma pouzdanih izolatora, ali je problem otkaza maloluljnih prekidača prevaziđen zamenom 52 komada vakuumskim. Ovom prilikom uložena sredstva su takođe data u tabeli 11.

Tabela 11. Rekonstruisani vodovi i TS 35/10 kV u 2014. i 2015. godini

Naponski nivo (kV)	Vrsta EEO	Dužina NV ili PV (km) Broj zamenjenih prekidača (kom)	Sredstva (din)
0.4	Nadzemni vod	52.6 km	41.630.394,00
20	Podzemni vod	4.295 km	19.100.000,00
20	Nadzemni vod	45.4 km	53.449.005,00
35 i 10	TS 35/10	52 komada	19.000.000,00
Ukupno			72.449.005,00

U oblasti održavanja elemenata elektrodistributivnog sistema ukupno je utrošeno 130.588.005,00 dinara.

MERE U OBLASTI UPRAVLJANJA ELEKTRODISTRIBUTIVNIM SISTEMOM

Mere u oblasti upravljanja su podrazumevale dalju primenu sistema daljinskog upravljanja u SN mreži, ugradnju indikatora kvarova kako u SN nadzemnoj mreži tako i u kablovskoj mreži i druge.

Tokom 2014. godine projekat "Smart city" je omogućio uvođenje u funkciju upravljanje SN mrežom u odabranim tačkama SN mreže. Konkretno, EEO u kojima je ugrađena upravljiva oprema su po pravilu objekti:

- u kojima se nalaze normalno otvorena rasklopna oprema (stalne granice mreže),

- na kojima je moguće dvostrano napajanje,
- čija se izgradnja planira (sa tačno definisanim mestom uklapanja),
- od posebnog značaja,
- koji se nalaze na polovini izvoda, i
- koji imaju veliki broj kvarova zbog vandalskog dejstva (krađa bakarnih provodnika pod naponom).

U okviru automatizacije u SN mreži korišćeni su:

- Daljinski upravljive sklopke-rastavljači koje se nalaze u distributivnim TS u okviru kompaktnog SN razvodnog postrojenja (RMU – Ring Main Unit);
- Daljinski upravljive sklopke-rastavljači koje su montirane na stubove nadzemne SN mreže;
- Daljinski upravljivi reklozeri (linijski prekidači) koji omogućavaju sekcionisanje dela izvoda (ogranak) u kvaru pre delovanja relejne zaštite u izvodnom polju napojne TS;
- Detektori struje kvara (Fault Indicators) sa lokalnom i/ili daljinskom signalizacijom prolaska struje kvara, koji su implementirani u okviru RTU ili su realizovani kao posebni uređaji.

Tabela 12. Investicije u automatizaciju

R. broj	Adaptacija objekta	Износ (динара)
1.	DTS	45.374.249,41
2.	Linijski sklopka rastavljač	9.478.557,96
3.	Reklozer	12.889.979,92
4.	TK podsistem	61.172.819,54
5.	Proširenje postojećeg SKADA sistema	30.605.041,00

159.520.647,83

U okviru TK podsistema se nalazi 6 daljinskih lokatora kvara (1.660.401,90) vođenje projekta (3.462.540,86) dinara. Ukupno uložena sredstva u okviru mera održavanja i upravljanja elementima DSEE su 290.108.652,83 dinara. Ako se primeni formula iz prethodnog teksta vidi se da se za nešto preko n=4 godine uložena sredstva isplate:

$$P = R \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} = 81976400 \cdot \frac{(1+0.09)^4 - 1}{0.09 \cdot (1+0.09)^4} = 265580572,5 \text{ dinara,}$$

ZAKLJUČAK

Ovo je jedan od mogućih načina da se postigne prestižna pouzdanost u kvalitetu isporuke električne energije. Za realizaciju ovako zahtevnog projekta mora se obezbediti svakodnevno aktivno učešće funkcija upravljanja, održavanja i investicija.

Iskustva sa postignutim nalažu da se u narednom koraku planira posebno ulaganje u automatizaciju DSEE.

Pored do sada primenjenih mera, u okviru proširenja sistema automatizacije SN mreže, planira se ugradnja ili aktiviranje:

- Autosekcionalizera (rastavljači) koji u beznaponskoj pauzi APU ili riklozera, putem lokalne automatike i na osnovu informacija sa ugrađenih detektora kvara i podnaponskih releja, otvaraju svoje kontakte i sekcionišu deo izvoda u kvaru (postavljaju se na ogranke ili na sredine dugih izvoda);
- Registratora struje kvara (Fault Recorders) za merenje i memorisanje struje kratkog spoja u okviru postojećih mikroprocesorskih relejnih zaštita, ili kao posebni uređaji postavljeni u izvodnim poljima napojnih TS. Ovo nam omogućava korišćenje programa DMS- funkcije "Lokacija kvara", koja bi na bazi izmerene struje kvara, mogla proceniti udaljenost do mesta kvara, odnosno približno odrediti deonicu koja je pogođena kvarom i time dispečeru znatno pomoći.

LITERATURA

1. D. Čomić, "Kvalitet isporučene električne energije kao zajednički interes Elektrodistribucije i potrošača", Cired-Juko Cired, Herceg Novi, septembar 2000.
2. D. Čomić, S. Milovančev, D. Pejić, "Prilog merenju kvaliteta distributivnog napona", 50 ETRAN Conference, Beograd, 2006.
3. N. Rajaković, D. Tasić, Distributivne i industrijske mreže, drugo izdanje, Akademski misao, Beograd, 2008. godine;
4. D. Čomić, S. Gušavac, Revitalizacija 110 kV postrojenja u TS 110/35 kV "Novi Sad 4", CIRED Srbija 2008. godine;
5. D. Čomić, Z. Mitrović, Kvarovi na provodnim izolatorima u TS 110(35)/x kV, CIRED Srbija 2014. godine;
6. Statistički podaci o kvarovima na DSEE na području Vojvodine.