

METODOLOGIJA ZA ODREĐIVANJE REDOSLEDA REVITALIZACIJE TS 110/35 kV

Milanko Radić*, PD Elektrovojvodina d.o.o, Novi Sad, Srbija
Dragoslav Jovanović, PD Elektrovojvodina d.o.o, Novi Sad, Srbija

UVOD

Trenutno su Elektrodistribucije u periodu svog razvoja karakterističnom po tome što se u eksploataciji nalazi veliki broj objekata svih vrsta i naponskih nivoa, koji su stariji od 30 godina, a znatan broj i od 40 godina.

Uz investicionu izgradnju novih objekata nameće se potreba revitalizacije starih, koji imaju i dalje značajnu ulogu u distributivnoj mreži. Pošto postoji veliki broj ovih objekata, a sredstva za investiranje nisu dovoljna za istovremenu i brzu revitalizaciju svih, neophodno je razviti metodologiju koja bi obezbedila optimizaciju redosleda ulaganja.

U ovom radu je učinjen pokušaj da se razradi jedan mogući pristup određivanju redosleda revitalizacije trafostanica(TS) 110/35 kV, koje su u Elektrovojvodini najstarije i zaslužuju poseban tretman.

Višegodišnje iskustvo u dosadašnjem planiranju revitalizacije TS 110/35 kV, uputilo nas je u pravcu razrade pokazatelja o stanju objekta i njegovoj perspektivnosti, kao osnovnih za izradu jedne objektivne metodologije za buduće planove revitalizacije.

Kriterijume za utvrđivanje redosleda revitalizacije razvrstali smo u tri grupe.

Prvu grupu čine eksploatacioni pokazatelji koji su izvedeni na osnovu:

- starosti elemenata objekta,
- broja i trajanja prekida isporuke električne energije,
- problema u eksploataciji,
- opterećenja transformatora(ET) i elektroenergetske(EE) opreme,
- delimično urađenih rekonstrukcija,
- troškova održavanja.

Drugu grupu čine regulatorni kriterijumi koji su izvedeni iz:

- šteta zbog neisporučene električne energije,
- penala distributeru zbog lošeg kvaliteta isporuke električne energije.

Treću grupu čine pokazatelji značaja i perspektivnosti posmatranih objekata i izvode se na osnovu:

- procene značaja trafostanice u mreži,
- energetske perspektivnosti objekta u budućnosti,
- pripremljenosti sredjenaponske mreže.

Usvojeno je da svaki kriterijum ima istu težinu tako da je maksimalna vrednost jednog uticajnog faktora 10 bodova. Redosled objekata se dobija sabiranjem vrednosti uticajnih faktora, tako da zbir ne može biti veći od 110.

*PD Elektrovojvodina, Bulevar Oslobođenja 100, Novi Sad, Srbija, milanko.radic@ev.co.yu

1. EKSPLOATACIONI KRITERIJUMI

1.1. Starost objekta

Trafostanica 110/X kV sastoji se od nekoliko suštinski različitih delova, pa je neophodno prilikom određivanja pokazatelja starosti objekta kao celine utvrditi starost svakog takvog dela. Građevinski objekti na trafostanici se sastoje od zgrade, ograde, pristupnog i unutrašnjeg puta, i uglavnom su izgrađeni istovremeno. Utvrđivanje starosti svih ovih delova objekta, daje prvi podatak za utvrđivanje vrednosti pokazatelja starosti. Drugi važan deo trafostanice čine stubovi, portali, noseće konstrukcije, uzemljenja, užad i izolatori, koji su takođe uglavnom izgrađeni istovremeno. Treća zasebna celina je elektroenergetski deo postrojenja 110 kV. Četvrti deo koji se odvojeno posmatra je elektroenergetski deo postrojenja X kV (35, 20, 10 kV). Peti deo koji se odvojeno posmatra su transformatori 110/X kV, čija se procena starosti ne sastoji samo u evidentiranju godina rada. Šesti deo čine izvori besprekidnog napajanja i sva prateća zaštitna, merna, upravljačka, komunikaciona i signalna oprema. Elementi od trećeg do šestog kako je gore nabrojano, često su građeni po etapama i to se mora uzeti u obzir prilikom utvrđivanja pokazatelja K_1 koji je slika starosti objekta kao celine. Svakom pojedinačnom delu trafostanice dodeljuju se njegove godine starosti S_n i tako određene vrednosti se množe sa procentom učešća posmatranog dela u ukupnoj vrednosti trafostanice P_n . Koeficijent K_1 se dobije kao zbir umnožaka godina starosti i procenata učešća delova objekta, kojih može biti onoliko koliko je primereno konkretnom slučaju koji se obrađuje.

$$K_1 = S_1 \times P_1 + S_2 \times P_2 + S_3 \times P_3 + S_4 \times P_4 + S_5 \times P_5 + S_6 \times P_6$$

Nakon dobijanja pokazatelja starosti njegova vrednost se normalizuje uspostavljanjem relativnih odnosa među objektima i svođenjem na maksimalnu vrednost 10.

1.2. Pokazatelji o ispadima u zadnjih 5 godina

Pokazatelj koji najbolje prikazuje ukupno vreme koje potrošači ostaju bez električne energije, je SAIDI (System Average Interruption Duration Index). Preko ovog pokazatelja prikazano je koliko je prosečno vremena svaki priključeni potrošač ostao bez električne energije. Pokazatelj koji najuverljivije pokazuje broj stanja u kojima potrošači ostaju bez napajanja, je SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). Preko ovog pokazatelja prikazano je koliko puta je prosečno, svaki priključeni potrošač ostao bez električne energije. Za ovu primenu pokazatelji o ispadima određuju se posmatrajući sve ispade dalekovoda, transformatora, ili srednjenaponskih (SN) izvoda, pri čemu je uzrok ispada bilo koji događaj ili kvar u trafostanici i proračun vrednosti pokazatelja radimo u odnosu na ukupan broj potrošača priključenih na posmatranu trafostanicu. Pokazatelj o ispadima koji dovode do prekida napajanja označili smo sa K_2 i njegovu vrednost dobijamo sabiranjem vrednosti SAIDI i SAIFI, koje se odnose na potrošače napajane iz konkretne trafostanice u periodu za koji postoje podaci o ispadima.

$$K_2 = \sum \text{SAIDI} + \sum \text{SAIFI}$$

Period od pet godina je dovoljan za objektivno vrednovanje uticaja ovog pokazatelja.

Nakon dobijanja pokazatelja o ispadima njegova vrednost se normalizuje, uspostavljanjem relativnih odnosa među objektima i svođenjem na maksimalnu vrednost 10.

1.3. Problemi u eksploataciji

Problemi u eksploataciji transformatora, opreme 110 kV, opreme SN kao i sve sekundarne opreme, prikazani kroz broj intervencija, zavisno od važnosti opreme na kojoj se interveniše vrednuju se preko pokazatelja K_3 . Kroz ovaj pokazatelj se takođe obrađuju problemi otkaza funkcija opreme kao što su prekidači, zaštitni releji, komande i automatike. Ovaj pokazatelj obuhvata i probleme koje ima osoblje prilikom rukovanja pojedinom opremom ili nadzora rada elemenata trafostanice. Po delovima trafostanice dodeljuju se faktori značaja: za ET $F_1 = 10$, za opremu 110 kV $F_2 = 9$, za opremu SN $F_3 = 6$, za sekundarnu opremu $F_4 = 5$. Ovi faktori značaja množe se sa brojem problema B_n evidentiranih u posmatranom periodu, koji bi trebao da bude najmanje 5 godina. Nabrojanjem pojedinih problema u poslednjih pet godina, uvažavajući težinu uticaja sabiranjem svih uticajnih elemenata, dobija se vrednost pokazatelja K_3 .

$$K_3 = \sum (F_1 \times B_1 + F_2 \times B_2 + F_3 \times B_3 + F_4 \times B_4)$$

Nakon dobijanja pokazatelja o ispadima njegova vrednost se normalizuje, uspostavljanjem relativnih odnosa među objektima i svođenjem na maksimalnu vrednost 10.

1.4. Opterećenje ET i EE opreme

Jedan od pokazatelja koji značajno utiču na ostarelost objekta, a u najvećoj meri transformatora 110/X kV jeste opterećenje u dužem periodu, koje za posledicu ima kumulativni uticaj temperature i ostalih faktora degradacije izolacije. Za ovu namenu dovoljno je posmatrati opterećenje u poslednjih pet godina, ali u slučaju da se mogu obraditi podaci za duži period to bi svakako moglo da se preporučiti. U elektrodistributivnim preduzećima uglavnom postoje podaci o apsolutnoj maksimalnoj snazi u toku godine i o prenetoj energiji kroz ET u toku godine. Pokazatelj za vrednovanje ovog uticaja označili smo sa K_4 i njegova vrednost se dobija kao zbir maksimalne snage u MW u odnosu na instalisanu snagu ET i srednjeg godišnjeg opterećenja u MW u odnosu na instalisanu snagu ET.

$$K_4 = \sum P_m / P_n + \sum P_{sr} / P_n$$

Nakon dobijanja pokazatelja o opterećenju njegova vrednost se normalizuje, uspostavljanjem relativnih odnosa među objektima i svođenjem na maksimalnu vrednost 10.

1.5. Delimično urađene rekonstrukcije

Neretko su na nekoj trafostanici, zbog izrazitih problema u eksploataciji, na pojedinim delovima postrojenja urađene rekonstrukcije. Tim radovima su delovi postrojenja dovedeni na visok funkcionalni nivo i tu činjenicu treba uvažiti preko pokazatelja K_5 . Vrednost ovog pokazatelja se dobija tako što se prethodno utvrdi iznos procentualnog učešća vrednosti rekonstruisanog dela objekta P_r , u odnosu na vrednost cele trafostanice. Koeficijent P_r određuje se tako što se saberu vrednosti svih rekonstruisanih delova trafostanice V_r i dobijeni rezultat se podeli sa ukupnom vrednošću trafostanice V_{TS} .

$$P_r = V_r / V_{TS}$$

Pokazatelj K_5 se dobije tako što se P_r podeli sa 10, i dobijena vrednost se oduzme od broja 10.

$$K_5 = 10 - P_r / 10$$

Vrednost faktora K_5 se normalizuje uspostavljanjem relativnih odnosa među objektima i svođenjem na maksimalnu vrednost 10, za objekat na kome je najmanja vrednost rekonstruisanog dela.

1.6. Troškovi održavanja

Pretpostavka za primenu ovog pokazatelja je uvođenje pogonskog knjigovodstva koje će omogućiti evidentiranje troškova održavanja na nivou trafostanice 110/x kV i utvrđivanje tačne vrednosti svake pojedinačne trafostanice. Praćenjem troškova interventnog, planiranog redovnog i investicionog održavanja u zadnjih 5 godina po objektima, omogućilo bi uporedivo vrednovanje uticaja troškova održavanja na redosled revitalizacije objekata.

Vrednost pokazatelja K_6 dobije se kao relativni odnos zbira troškova svih pomenutih vrsta održavanja i ukupne vrednosti objekta.

$$K_6 = \sum T_o / V_{TS}$$

Nakon dobijanja pokazatelja o troškovima održavanja njegova vrednost se normalizuje, uspostavljanjem relativnih odnosa među objektima i svođenjem na maksimalnu vrednost 10.

2. REGULATORNI KRITERIJUMI

2.1. Štete zbog neisporučene električne energije

Kada se ocenjuje kvalitet isporuke električne energije, najvažniji pokazatelj je prekid isporuke. Zavisno od karakteristika potrošača, prekid isporuke može izazvati veće ili manje štete, ali uvek su posledice neprijatne po potrošača. Preko pokazatelja ENS (Energy Non Supplied), prikazuje se ukupno neisporučena električna energija potrošačima u toku posmatrane godine. Prekid isporuke izaziva štetu kod potrošača, ali i kod distributera. Šteta kod potrošača zavisi od vrste potrošača i može imati vrednost neisporučene energije prema ceni koju plaća potrošač, ali i višestruko veću vrednost. U početku primene ovog pokazatelja može se uzeti prosečna cena struje na nivou distribucije, ili sama vrednost ENS kao merilo štete. U narednom periodu se treba potruditi da se izvrši kategorizacija potrošača u odnosu na ovaj zahtev. Potrošači se razvrstavaju u 5 grupa: komunalni sistemi - K, zdravstvene ustanove - Z, administrativni centri - A, industrija - I i domaćinstva - D. Svakoj grupi potrošača dodeljuje se pripadajuća cena štete C_k , C_z , C_a , C_i i C_d i tako određene vrednosti se množe

sa neisporučenom energijom toj grupi potrošača, sa posmatrane trafostanice. Cena štete kod distributera, utvrđuje se preko prosečne cene isporučene električne energije na nivou distributera C_{ED} . Pokazatelj K_7 se izračunava kao zbir štete nanete distributeru i potrošačima, izražen u dinarima i prikazuje se za pet poslednjih godina.

$$K_7 = \sum (ENS \times C_{ED} + ENS_k \times C_k + ENS_z \times C_z + ENS_a \times C_a + ENS_i \times C_i + ENS_d \times C_d)$$

Nakon dobijanja pokazatelja o štetama njegova vrednost se normalizuje, uspostavljanjem relativnih odnosa među objektima i svođenjem na maksimalnu vrednost 10.

2.2. Penali distributeru

Za prekide isporuke električne energije koji se mogu okarakterisati ekstremnim po trajanju i po učestanosti prekida, mora se uvesti metodologija penalisanja distributera tj popusta potrošaču koji trpi tu vrstu ometanja.

Merenje pokazatelja mora biti tačno i pouzdano. Na primer, uvođenje novih brojila sa daljinskim očitavanjem, podrazumeva da ova brojila imaju mogućnost da registruju trajanje svakog prekida isporuke električne energije. Takođe na distributivnim objektima je neizostavno uvođenje sistema za upravljanje distributivnom mrežom (DMS), ili minimalnog tehničkog rešenja koje registruje prekide isporuke. Pored navedenog neophodno je na nivou države doneti regulativu koja uređuje na jedinstven način odnose između isporučioaca i kupca, u vezi kvaliteta električne energije.

Kada budu postojale navedene pretpostavke, biće moguće utvrditi učešće pojedine trafostanice u ukupnim troškovima distributera u plaćanju penala potrošačima P_{TS} .

Na temelju tih podataka odrediće se pokazatelj K_8 , ekvivalentan nadoknadi potrošačima u dinarima za pet poslednjih godina.

$$K_8 = \sum P_{TS}$$

Nakon dobijanja pokazatelja o penalima njegova vrednost se normalizuje uspostavljanjem relativnih odnosa među objektima i svođenjem na maksimalnu vrednost 10.

3. ZNAČAJ TRAFOSTANICE I PRIPREMLJENOST SN MREŽE

3.1. Procena značaja trafostanice

Procena značaja trafostanice na osnovu značaja potrošača koje napaja, ocenjuje se koeficijentom K_9 koji ima vrednost u rasponu od 0 do 10. Za posmatranu trafostanicu se radi tabelarni prikaz vrste potrošača razvrstanih po značaju i procentualnom učešću u ukupnoj energiji isporučenoj sa trafostanice. Potrošači se razvrstavaju u 5 grupa: komunalni sistemi - K, zdravstvene ustanove - Z, administrativni centri - A, industrija - I i domaćinstva - D. Svakoj grupi potrošača dodeljuje se faktor značaja : $F_k = 9$, $F_z = 10$, $F_a = 5$, $F_i = 7$, $F_d = 3$ i tako određene vrednosti se množe sa procentom učešća posmatrane grupe potrošača u ukupnoj energiji isporučenoj sa trafostanice. Koeficijent K_9 se dobije kao zbir umnožaka faktora značaja i procenata učešća.

$$K_9 = F_k \times P_k + F_z \times P_z + F_a \times P_a + F_i \times P_i + F_d \times P_d$$

Nakon dobijanja pokazatelja o značaju TS, njegova vrednost se normalizuje uspostavljanjem relativnih odnosa među objektima i svođenjem na maksimalnu vrednost 10.

3.2. Energetska perspektivnost trafostanice

Na osnovu energetskeg planiranja porasta konzuma, pojavom novih ili rastom opterećenja postojećih potrošača, svaka trafostanica 110/35 kV dobija svoj rang perspektivnosti. Na osnovu planiranog porasta opterećenja u planskom periodu od pet godina, određuje se vrednost koeficijenta K_{10} . Vrednost koeficijenta za svaku trafostanicu se određuje kao odnos snage na kraju petogodišnjeg planskog perioda i referentne vrednosti u godini proračuna.

$$K_{10} = P_5 / P_r$$

Maksimalna vrednost 10 se dodeljuje za trafostanicu sa najvećim porastom snage, a vrednost koeficijenta za svaku trafostanicu se normalizuje uspostavljanjem relativnih odnosa među objektima.

3.3. Pripremljenost srednjenaponske mreže

Pripremljenost SN mreže ocenjuje se preko dva uticajna faktora. Jedan pokazuje pripremljenost SN mreže za dugoročan rad trafostanice, a drugi se dobija iz procene vremena za koje će mreža 20 kV biti spremna da preuzme napajanje konzuma, s obzirom na raspoloživa sredstva za investicije.

Sa stanovišta energetske perspektive vrši se analiza SN mreže pripadajućih srednjenaponskih konzuma. Razmatra se namera prelaska sa 10 kV na 20 kV i stepen pripremljenosti SN mreže koja se napaja sa posmatrane transformatorske stanice, za napajanje 20 kV naponom. Što je stepen spremnosti mreže veći, veći je i koeficijent S_{11} . Ukoliko se neće prelaziti na 20 kV napajanje koeficijent $S_{11}=10$, što je maksimum, jer se smatra da je perspektivno konzum pripremljen za postojeći sistem napajanja. Takođe je $S_{11}=10$ i ako je sav pripadajući konzum TS 110/35 kV spreman za rad pod 20 kV naponom. Znači, S_{11} je srazmeran procentu spremnosti SN mreže za rad pod odgovarajućim naponom i izračunava se deljenjem procenta spremnosti P_s sa 10, tj. $S_{11} = P_s / 10$.

Istovremeno, bitna je i godina kada će pripadajuća SN mreža biti spremna za rad pod 20 kV naponom, i tu se uvodi koeficijent V_{10} . Ako je mreža spremna već sledeće godine za rad pod 20 kV naponom, koeficijent $V_{11}=10$, a ako je to slučaj tek za 10 godina imamo $V_{11}=1$. Za slučaj da SN mreža ostaje trajno na 10 i 35 kV, koeficijent V_{11} ima maksimalnu vrednost. Koeficijent V_{11} se određuje po obrascu $V_{11} = 11 - N_g$, gde je N_g broj godina do spremnosti SN mreže da preuzme napajanje potrošača i određuje se na osnovu plana do najdalje deset godina.

Pripremljenost srednjenaponske mreže ocenjujemo koeficijentom K_{11} koji se izračunava kao zbir dvaju navedenih koeficijenata.

$$K_{11} = S_{11} + V_{11}$$

Nakon dobijanja pokazatelja o pripremljenosti SN mreže, njegova vrednost se normalizuje uspostavljanjem relativnih odnosa među objektima i svođenjem na maksimalnu vrednost 10.

Na ovaj način, omogućeno je da se rangiraju revitalizacije objekata koji menjaju naponski nivo, ravnopravno sa ostalim objektima kod kojih to nije slučaj.

4. PRIMER PRIMENE RAZVIJENE METODOLOGIJE

U Elektrovojvodini se trenutno u eksploataciji nalazi 12 trafostanica 110/35 kV, koje su stare od 33 do 48 godina. Zbog starosti ovih objekata, bilo je neophodno za potrebe izrade srednjoročnog plana, uraditi redosled i obim radova na njima, što nije bilo ni malo jednostavno. Pošto u dosadašnjoj praksi nije bila razrađena metodologija za ove namene, prema gore izloženom postupku učinjen je pokušaj da se izvrši rangiranje 12 posmatranih objekata, što do predaje ovog rada nije sprovedeno do kraja. Nakon konačne obrade ovog primera, rezultati će biti publikovani na samoj konferenciji.

5. ZAKLJUČCI

Trenutno su Elektrodistribucije u periodu svog razvoja karakterističnom po tome što se u eksploataciji nalazi veliki broj objekata svih vrsta i naponskih nivoa, koji su stariji od 30 godina, a znatan broj i od 40 godina. Ovo je dovelo do visokih troškova eksploatacije i održavanja i do pada pouzdanosti distributivnih objekata.

U Elektrovojvodini su posebno interesantne trafostanice 110/35 kV, zbog toga što se srednjenaponske mreže 10 i 35 kV, prema strateškom opredeljenju, od 1976. godine zamenjuju mrežama 20 kV. Taj proces daje specifičnu poziciju ovim trafostanicama u planovima izgradnje i rekonstrukcije elektroenergetskih objekata.

Prikazana metodologija, iskazana kroz jedanaest uticajnih faktora, samo je prvi pokušaj optimizacije redosleda ulaganja u revitalizaciju TS 110/35 kV. Na razvoju celovite i održive metodologije mora se raditi u narednom periodu, u kojem i inače distributivna preduzeća ulaze u velike organizacione i ekonomske promene.

Postavljanjem ekonomske efikasnosti u centar pažnje, tema razmatrana u ovom referatu dobija na značaju i sigurno će biti šire interesantna u neposrednoj budućnosti.

6. REFERENCE:

1. Backes J., Osterholt A., Prause U., 2001., Reliability Study For The Refurbishment Of A HV/MV Transformer Substation, 16th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Amsterdam.

Ključne reči: revitalizacija, troškovi, metodologija.