

Indeksiranje planskih investicija u EES

Miroslav Stanković¹, Saša Minić¹, Igor Belić¹, Vladimir Joković²,

¹Univerzitet u Beogradu, Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Koste Glavinića 8a,
11000 Beograd, Srbija

²JP „Elektroprivreda Srbije“, Balkanska 13, 11000 Beograd, Srbija

miroslav.stankovic@ieent.org, saminic@ieent.org, igor.belic@ieent.org,
vladimir.jokovic@eps.rs

Kratak sadržaj: Studije planiranja razvoja EES, kao rezultat daju skup rešenja (investicija) koje je potrebno realizovati u nekom vremenskom periodu i za koje je neophodno izdvojiti određena sredstva, a u cilju funkcionisanja sistema u tehnički dozvoljenim granicama. Predložene investicije neophodno je rangirati (indeksirati) u svakoj etapi planskog perioda, kako bi se izdvojile najprioritetnije. U toku planiranja formirane su četiri grupe investicija, kojima je etapno određen prioritet realizacije. U okviru svake grupe investicija potrebno je proračunati jedinstven indeks (ponder) na osnovu koje će se investicije rangirati. Za izračunavanje indeksa (pondera) u okviru svake grupe investicija formirana je metodologija. Konačan rezultat primenjene metodologije jesu podskupovi investicija svake etape perspektivnog perioda, formirani na osnovu ranga prioriteta.

Glavne reči: elektrodistributivna mreža, investicije, rangiranje, planiranje razvoja.

1. Uvod

Planovi srednjoročnog i dugoročnog razvoja prenosnog i distributivnog EES-a su od strateškog značaja za jednu državu. Tehničko-ekonomskim analizama, koje se sprovode u okviru planova razvoja, sagledava se potreba za ulaskom u pogon novih elektroenergetskih objekata, ali i rekonstrukcijom, odnosno napuštanjem, postojećih. Kako bi čitav elektroenergetski sistem funkcionisao u tehnički dozvoljenim granicama, ali i ispunio postavljene kriterijume planiranja, potrebno je definisati skup neophodnih investicija, kako za čitav planski period, tako i za svaku njegovu etapu razvoja, koje je neophodno realizovati.

Kvalitet ulaznih podataka je od značaja kako bi se što realnije sagledao razvoj jednog EES-a, odnosno došlo do ciljnih rešenja (podaci o elementima mreže, podaci o kupcima električne energije, istorija preuzete i utrošene električne energije po kategorijama potrošnje i za pojedinačne kupce, georeferencirane-digitalizovane podloge itd.). Ulazne podatke koji nam nisu na raspolaganju neophodno je pretpostaviti uzimajući u obzir podatke o sličnim elementima mreže. Na osnovu dostavljenih, odnosno pretpostavljenih ulaznih podataka, formira se model EES-a u nekom od softverskih paketa namenjenih za analizu i planiranje elektroenergetskih mreža.

Prva analiza koju je potrebno sprovesti nad formiranim modelom mreže je analiza postojećeg stanja, čiji rezultati treba da ukaže na trenutne probleme u EES-u. Takođe, analizom postojećeg stanja može se doći do rešenja trenutnih problema bez dodatnih ulaganja, odnosno može se poboljšati rad mreže uz smanjenje gubitaka električne energije. Rezultati analize postojećeg stanja mreže (tokovi snaga, naponske prilike itd) bi trebalo da se poklapaju sa stvarnim izmerenim vrednostima, čime bi formirani model bio verifikovan, što je značajno jer je ovako formirani model osnova za dalje analize koje se sprovode pri izradi planova razvoja.

Izradi planova razvoja prethodi formiranje prognoze potrošnje električne energije i snage. Kroz prognozu potrošnje bi trebalo što realnije sagledati buduću potrošnju, kako postojećih tako i novih kupaca električne energije, za šta je potrebno uzeti u obzir urbanističke i regionalne planove razvoja područja na kojima je predmetna distributivna mreža izgrađena. Često je potrebno kroz prognozu potrošnje sagledati i planove novih industrijskih kupaca, koji nisu viđeni u postojećim urbanističkim i regionalnim planovima, a čiji su zahtevi za električnom energijom relativno visoki i čija bi pojava značajno uticala na povećanje postojećih kapaciteta u EES-u. Dobra procena buduće potrošnje električne energije je veoma značajna jer od nje zavise predložena rešenja, odnosno koje investicije i u kojem trenutku će biti realizovane.

Formiranje skupa rešenja, koje čine investicije u nove i aktivnosti u održavanje postojećih elektroenergetskih objekata, predstavlja naredni korak u izradi planova razvoja koje je neophodno realizovati do kraja perspektivnog perioda. Za modelovani nivo i prostorni raspored opterećenja, koji je prognoziran za poslednju godinu planskog perioda, neophodno je sagledati sva potrebna ulaganja u postojeću mrežu (modelovanu sa topologijom i parametrima EEO u početnoj godini), čime bi se formirala mreža na kraju perspektivnog perioda tj. ciljna mreža. Kao rezultat detaljnih analiza najčešće se formiraju više ciljnih rešenja, odnosno više varijantnih rešenja, koja je neophodno uporediti kako bi se došlo do onog koje je najrealnije očekivati, ali i rešenja koje je ekonomski najisplativije.

Poslednji korak u izradi planova razvoja EES-a jeste definisati dinamiku realizacije svake od predloženih investicija u okviru odabranog ciljnog rešenja (ponekad i više rešenja). Na prvi pogled, teško je odrediti koja investicija ima veći prioritet. Iz tog razloga neophodno je formirati metodologiju kojom bi se

sve investicije rangirale na osnovu izračunatih indeksa (pondera). Metodologije koje se koriste za rangiranje investicija baziraju se na tehničkim i ekonomskim parametrima i uzimaju u obzir odnos korist/investicija (benefit/cost). Kao konačan rezultat plana razvoja jednog EES-a jeste skup investicija svake etape sa detaljnim opisom šta je neophodno realizovati i kolika novčana sredstva je potrebno izdvojiti da bi se ona realizovala.

U okviru studije [1], čiji je naručilac JP „Elektroprivreda Srbije“ a obrađivač Elektrotehnički Institut „Nikola Tesla“, formirana je i primenjena jedna takva metodologija za rangiranje investicija i ona je obrađena u ovom radu.

2. Definisane prioriteta investicija

Analiza postojećeg stanja mreže i formirana prognoza potrošnje električne energije i snage predstavljaju osnov za formiranje potencijalnih pravaca, odnosno više varijanti, razvoja mreže. Svaka predložena varijanta razvoja mreže predstavlja skup investicija, koje je potrebno realizovati, kako bi svi tehnički i planerski kriterijumi bili zadovoljeni. Za usvojenu varijantu(e) razvoja, koja je odabrana kroz niz tehničko-ekonomskih analiza, neophodno je formirati detaljnu razradu razvoja po definisanim etapama. Detaljna razrada razvoja mreže, treba da sagleda efekte svake predložene investicije iz potencijalnih pravaca razvoja i definiše prioritete u realizaciji za svaku etapu planskog perioda. Kao što je već naglašeno, ponekad je teško izdvojiti investicije koje je potrebno prve realizovati. Zato su definisani jedinstveni parametri za svaku investiciju, u okviru svake etape razvoja, koji pomažu u odlučivanju prioriteta investicija. Ovi parametri se nazivaju *indeksi* tj. *ponderi*.

Studije dugoročnog planiranja, sagledavaju razvoj mreže u vremenskom periodu do 20 godina [3], koji je moguće podeliti na četiri vremenska perioda: prvi petogodišnji period (1-5. godina), drugi petogodišnji period (6-10. godina), treći petogodišnji period (11-15. godina) i četvrti petogodišnji period (16-20. godina). U okviru svakog petogodišnjeg vremenskog perioda moguće je definisati prioritete u realizacije investicija, uzimajući u obzir programski zadatak koji je postavljen pre početka izrade plana razvoja.

Najpre je potrebno sve predložene investicije grupisati na sledeći način:

1. investicije u rasterećenja elemenata,
2. investicije kojima se rešavaju naponski problemi,
3. investicije u dotrajale elemente mreže,
4. investicije kojima se ispunjava kriterijum sigurnosti „n-1“.

U prvom petogodišnjem periodu (1-5. godina), uzimajući u obzir postavljeni programski zadatak, redosled prioriteta u realizaciji grupa investicija definisan je po redosledu kojim su navedene. Grupa investicija

najvišeg prioriteta su investicije koje se realizuju u cilju rasterećenja preopterećenih elemenata mreže. Nakon realizacije investicija kojima bi se rasteretio svaki preopterećeni element, potrebno je realizovati investicije kojima se rešavaju problemi u tačkama sistema sa naponom izvan dozvoljenih granica u normalnom radnom režimu. Treće po prioritetu, u prvom petogodišnjem periodu, su investicije u zamenu dotrajalih elemenata mreže, a investicije poslednjeg prioriteta su investicije čijom bi se realizacijom ispunio kriterijum sigurnosti „n-1“, za elemente mreže koji nemaju ispunjen postavljeni kriterijum u postojećem stanju. Analizirajući podatke o godinama ulaska u pogon nadzemnih i kablovskih vodova, odnosno transformatora VN/SN i SN/NN, na području ogranka koji su predmet studije [1], a uzimajući u obzir pretpostavljeni životni vek elemenata (40 godina za transformatore, a 50 godina za kablove, SKS-ove i nadzemne vodove¹), došlo se do zaključka da bi do kraja perspektivnog perioda više od 50% elemenata izašlo iz pogona zbog dotrajalosti. Ovakav zaključak je bitno uticao na određivanje redosleda prioriteta u prvom petogodišnjem periodu, što daje na značaju potrebi da se dotrajali elementi što je pre moguće zamene novim elementima, odnosno napuste (zavisno od rešenja koje je sagledano u potencijalnim pravcima razvoja). Ako su na opisani način određeni prioriteta grupa u realizaciji investicija onda se može postaviti pitanje „Da li veći prioritet ima investicija u zamenu dotrajalog elementa ili investicija kojom bi se ispunio kriterijum sigurnosti „n-1“, elementa kojem je kriterijum sigurnosti narušen?“. U tom slučaju, prioritet bi imala investicija kojom bi se zadržala sigurnost napajanja, a zatim bi se realizovala investicija u zamenu dotrajalog elementa.

Elektrodistributivna preduzeća ulažu sredstva u održavanje postojećih elemenata mreže, tako da godina ulaska u pogon možda nije kvalitetan pokazatelj stanja elemenata. Stvarno stanje elementa je teško proceniti jer je neophodno, osim godine izgradnje, uzeti u obzir mnoge druge parametre, koji često nisu dostupni. Zato se za potrebe analizirane metodologije, a i za izradu planova, godina ulaska u pogon elementa koristi kao podatak do kojeg je najjednostavnije doći.

Prioriteti u realizaciji investicija u drugom petogodišnjem periodu (6-10. godina) su nešto drugačiji. Naime, redosled prioriteta poslednje dve grupe investicija je permutovan tj. investicije kojima bi se ispunio kriterijum sigurnosti „n-1“ je potrebno pre realizovati nego investirati u zamenu dotrajalog elementa. Programskim zadatkom studije [1] je definisano da do 2021. godine mora biti ispunjen kriterijum sigurnost svakog elementa naponskog nivoa 110 i 35 kV, odnosno u gradskoj kablovskoj mreži naponskog nivoa 10(20) kV. Iz tog razloga, zamena redosleda prioriteta dve grupe investicija se svodi na odgovor na pitanje iz prvog petogodišnjeg perioda, a to je da prioritet u realizaciji imaju one investicije kojima se obezbeđuje sigurno napajanje

¹ Životni vek nadzemnih vodova procenjen je na osnovu pretpostavljenog životnog veka električnih delova nadzemnih vodova (50 godina). Pretpostavlja se da mehanički delovi nadzemnih vodova mogu biti eksploatisani 80 godina.

elemenata za koje je kriterijum sigurnosti „n-1“ u prethodnim etapama bio ispunjen, u odnosu na zamenu dotrajalih elemenata mreže. U poslednja dva petogodišnja perioda (11-15. godina i 16-20. godina), redosled prioriteta u realizaciji investicija se zadržava kao što je definisan u drugom petogodišnjem periodu.

U svakoj etapi razvoja, neophodno je prvo sve investicije razvrstati u jednu od četiri definisane grupe, a zatim, u okviru svake grupe izvršiti rangiranje investicija na osnovu izračunatih indeksa (pondera). Uvažavajući izračunate indekse (pondere) i definisane prioritete grupa investicija, predlaže se skup investicija koje je potrebno realizovati, uzimajući u obzir ograničeni budžet za svaku etapu planskog perioda. Budžet, odnosno novčana sredstva koje je potrebno izdvojiti za realizaciju investicija u jednoj etapi razvoja, dobijaju se što ravnomernijom raspodelom ukupne vrednosti investicija planiranih u jednom petogodišnjem periodu. Takođe, ukupnu vrednost svih investicija predloženih u potencijalnim pravcima razvoja (za ceo planski period) je potrebno podjednako preraspodeliti na svaki petogodišnji period.

Analizirajući starosnu strukturu elemenata mreže iz studije [1], kao što je već napomenuto, više od 50% elemenata dotrajava do kraja planskog perioda, od čega za pojedina konzumna područja najveći broj elemenata izlazi iz pogona u prvom petogodišnjem periodu. Uzimajući u obzir programski zadatak, do kraja prvog petogodišnjeg perioda neophodno je obezbediti sigurno napajanje konzuma naponskog nivoa 35 i 110 kV, kao i gradske kablovske mreže naponskog nivoa 10(20) kV. Takođe, potrebno je rešiti probleme sa preopterećenim elementima, niskim naponima i velikim brojem dotrajalih elemenata. Zbog svega navedenog, na području pojedinih konzuma koja su obrađivana, ispostavilo se da je ukupna vrednost investicija u prvom petogodišnjem periodu znatno viša u odnosu na drugi petogodišnji period. Kako bi izbegli neravnomernu raspodelu sredstava između prvog i drugog petogodišnjeg perioda, neophodno je promeniti prioritete grupa investicija. U ovom slučaju, sagledane su vrednosti investicija u oba petogodišnja perioda i deo investicija koje je trebalo realizovati u prvom petogodišnjem periodu prebačene su u drugi petogodišnji period. Investicije koje su odložene za naredni petogodišnji period se odnose na zamenu dotrajalih elemenata (pre svega 10 kV nadzemnih i kablovskih vodova). Pored preraspodele investicija između dva petogodišnja perioda, neophodno je bilo izmeniti i preraspodelu sredstava između etapa u prvom petogodišnjem periodu. Uzimajući u obzir da je prva etapa razvoja mreže bila u toku prilikom završetka studije [1], predloženo je da planirani budžet u prvoj etapi razvoja bude niži u odnosu na preostale četiri etape.

Kada su na opisani način formirane grupe investicija, definisani petogodišnji planski periodi i preraspodeljena ukupna vrednost investicija na sve planske periode, odnosno etape razvoja, preostalo je da se formiraju indeksi (ponderi) investicija i izvrši rangiranje.

2.1 Formiranje indeksa (pondera) investicija koje dovode do rasterećenja elemenata

U normalnom radnom režimu, do preopterećenja nekog elementa mreže može doći usled povećanja opterećenja napajanog konzuma. Povećanje opterećenja je posledica prognoze potrošnje električne energije i snage, koja u najvećem broju slučajeva predviđa rast potrošnje, kako kod postojećih kupaca električne energije, tako i novih kupaca čije se priključenje na mrežu očekuje. Eksploatacija preopterećenog elementa, u dužem vremenskom periodu, dovodi do ubrzanog starenje izolacije, zbog čega se životni vek elementa skraćuje. Jedan od načina rešavanja problema jeste promena uklopnog stanja u postojećoj mreži, što ne iziskuje dodatne investicije, ali ono nije uvek moguće. U tom slučaju, neophodno je investirati u izgradnju novog elementa mreže preko kojeg je moguće rasteretiti preopterećeni element.

Kako je definisano u prethodnom poglavlju, grupa investicija u cilju rasterećenja elemenata, ima najviši rang prioriteta bez obzira u kojem petogodišnjem periodu ih treba realizovati. Zato je neophodno u svakoj etapi razvoja mreže, najpre sagledati nivo opterećenja svakog elementa, u normalnom radnom režimu (uobičajno uklopno stanje), čime bi se izdvojili ugroženi elementi, odnosno oni elementi koji bi se preopteretili. Sve izdvojene elemente možemo podeliti u četiri podgrupe: transformatori, kablovi, samonoseći kablovski snopovi i nadzemni vodovi. Uzimajući u obzir dozvoljeni nivo kratkotrajnog preopterećenja četiri vrste elemenata, koja su definisana u [3], investicije su razvrstane u četiri istoimene podgrupe. Rang prioriteta definisan je po sledećem redosledu:

1. investicije u rasterećenje kablova,
2. investicije u rasterećenje transformatora,
3. investicije u rasterećenje samonosećih kablovskih snopova (SKS),
4. investicije u rasterećenje nadzemnih vodova izvedenih golim provodnicima.

Najviši prioritet u realizaciji imaju investicije u rasterećenje kablovskih deonica, jer im je kratkotrajno strujno preopterećenje dozvoljeno do 10,5% (u odnosu na nominalnu struju opterećenja - I_{nd}) [3]. Sa druge strane, investicije u rasterećenje nadzemnih deonica izvedenih golim provodnicima imaju najniži prioritet, a razlog je dozvoljeni nivo kratkotrajnog strujnog preopterećenja do 90% (u odnosu na I_{nd}) [3]. Podgrupe investicija u rasterećenje transformatora i samonosećih kablovskih snopova imaju prioritet između investicija u kablove i nadzemne vodove, pri čemu investicije u rasterećenje transformatora (dozvoljeno kratkotrajno strujno preopterećenje do 30% u odnosu na I_{nd}) imaju viši prioritet od investicija u rasterećenja SKS (kratkotrajno strujno preopterećenje do 55% u odnosu na I_{nd}).

Rangiranje u okviru svake podgrupe investicija bi se izvršilo na osnovu nivoa preopterećenja tj. investicija kojom se rešava problem većeg

preopterećenja elementa imala bi viši prioritet u odnosu na investiciju kojom bi se rešio problem nižeg preopterećenja elementa. Indeks (ponder) se u grupi investicija u preopterećene elemente izjednačuje sa procentom preopterećenja (1). Prilikom izračunavanja procenta opterećenja nekog elementa potrebno je uzeti u obzir da su modeli mreža u studiji [1] formirani na nivou opterećenja transformacije 110/X kV, a da opterećenja svih ostalih elemenata mreže treba proračunati sa jednim ili više faktora jednovremenosti f_j (npr. između transformacije 110/35 kV i vodova naponskog nivoa 35 kV postoji jedan faktor jednovremenosti, što znači da opterećenje 35 kV voda koje je proračunato u modelu treba korigovati (podeliti) sa jednim faktorom jednovremenosti).

$$I_1 = p \quad (1)$$

Gde su:

I_1 - indeks (ponder) investicije,

p - preopterećenje (%).

Primer rangiranja unutar grupe investicija u rasterećenje elemenata mreže, odnosno na koji način su investicije rangirane u okviru podgrupa, prikazano je u nastavku.

U narednoj tabeli (Tabela 1) je dat primer rangiranja različitih tipova preopterećenih elemenata.

Tabela 1 Rangiranje investicija koje dovode do rasterećenja preopterećenih elemenata mreže

Preopterećeni element	Nominalna snaga (MVA)	Opterećenje elementa (MVA)	Opterećenje elementa (na nivou TS 110/X kV) (%)	Opterećenje elementa (sa F_j) (%)	Rang prioriteta
Kabl PP41 35 mm ² (10 kV)	2,51	2,0	79,68	102,3	1
Transformator 35/10 kV	8,00	8,2	102,5	121,1	2
Transformator 110/35 kV	31,5	32	101,6	101,6	3
SKS-A 50 mm ² (10 kV)	3,05	3,0	98,36	126,3	4
Nadzemni Alč 25 mm ² (10 kV)	2,17	2,1	96,77	124,3	5
Nadzemni Alč 70 mm ² (35 kV)	14,25	14	98,25	106,8	6

Model u kojem su rađene analize je formiran za opterećenja na nivou transformacije 110/X kV, a usvojen je jedinstveni faktor jednovremenosti između susednih elemenata mreže (f_j) od 0,92. Stvarna opterećenja svih elemenata (izuzimajući transformatore 110/X kV) se moraju proračunavati uvažavajući faktor jednovremenosti (f_j) na sledeći način:

- opterećenja vodova 35 kV je potrebno korigovati (podeliti) sa jednim faktorom jednovremenosti (f_j);

- opterećenja transformatora 35/10 kV je potrebno korigovati (podeliti) sa kvadratom faktora jednovremenosti (f_j^2);
- opterećenja vodova 10 kV je potrebno korigovati (podeliti) sa trećim stepenom faktora jednovremenosti (f_j^3).

Kao što možemo videti iz prikazane tabele (Tabela 1), bez obzira na nivo preopterećenja, najveći prioritet ima investicija koja se odnosi na rešavanje problema preopterećenog kabla PP41 35 mm² (opterećenog 102% od I_{nd}). Sledeće po prioritetu jesu investicije kojima se rešava problem preopterećenih transformatora. Iz iste tabele možemo videti da postoje dva preopterećena transformatora (po jedan prenosnog odnosa 110/35 kV i 35/10 kV). Poređenjem procenata preopterećenja dva transformatora, odnosno indeksa investicija, veći prioritet dobija investicija kojom bi se rešio problem preopterećenog transformatora 35/10 kV (opterećenog 121% od I_{nd}), a nakon toga, realizovala bi se investicija u rasterećenje preopterećenog transformatora 110/35 kV (opterećenog 102% od I_{nd}). Realizacija investicije kojom bi se rasteretio preopterećeni samonoseći kablovski snop (SKS-A 50 mm², opterećen 126% od I_{nd}) je sledeća po prioritetu. Poslednje po prioritetu su investicije u rasterećenje preopterećenih nadzemnih vodova (Alč 25 mm² nominalnog napona 10 kV i Alč 70 mm² nominalnog napona 35 kV). Uzimajući u obzir nivo preopterećenja, prioritet se daje investiciji u rasterećenje nadzemnog voda Alč 25 mm² (naponskog nivoa 10 kV), koji se opterećuje 124% od I_{nd} , u odnosu na investiciju u rasterećenje nadzemnog voda Alč 70 mm² (naponskog nivoa 35 kV), opterećenog 107% od I_{nd} . U poslednjoj koloni prikazane tabele (Tabela 1) prikazan je rang svake investicije na osnovu prioriteta realizacije i stepena preopterećenja.

2.2 Formiranje indeksa (pondera) investicija koje dovode do ispunjenja naponskih kriterijuma

Grupa investicija kojima bi se ispunili naponski kriterijumi je definisana kao druga prioritarna grupa u bilo kojem od četiri petogodišnja perioda (najprioritetnija je grupa investicija u rasterećenje preopterećenih elemenata). Naponski kriterijumi, odnosno naponski opsezi u kojima je potrebno da se nalazi napon u svakoj tački EES-a, definisani su u [2] (tabela 3.1.), a prikazani su u narednoj tabeli (Tabela 2). Iz prikazane tabele može se videti da su za naponske nivoe 35, 20, 10 i 0,4 kV definisani opsezi (minimalna i maksimalna vrednost napona), u kojima je dozvoljeno da budu vrednosti napona svake tačke planirane mreže.

Tabela 2 Vrednosti napona za planiranje mreže

Nazivni napon mreže (kV)	Minimalni napon za planiranje mreže (kV)	Maksimalni napon za planiranje mreže (kV)
35	31,5	38
20	19	21,4
10	9,5	10,7
0,4	0,38	0,42

Najčešći problemi sa naponima se javljaju u tačkama sa naponima nižim od donje granične vrednosti (minimalne vrednosti) definisane u prikazanoj tabeli (Tabela 2). Niski naponi uočeni su u pojedinim tačkama mreže pri analizi postojećeg stanja u studiji [1]. Ako je to bilo moguće, za problematična konzumna područja predlagane su mere kojima bi se bez dodatnih investicija mogao rešiti problem niskih napona ili poboljšale naponske prilike. Predložene mere su podrazumevale promenu uklopnog stanja u sredjenaponskoj mreži ili promenu položaja regulatora na transformatorima 35/10 kV. Pored problema niskih napona viđenih u postojećoj mreži, isti problemi su se javljali u pojedinim etapama razvoja perspektivne mreže. Problemi niskih napona su u mrežama razvoja najčešće posledica prognoziranog opterećenja, za koja smo već pomenuli da u najvećem broju slučajeva ima trend rasta iz etape u etapu, ali se isti problem može javiti i u postojećem stanju pri čemu ga ne možemo rešiti nekim od predloženih mera. Niski naponi se najčešće javljaju na dugačkim vangradskim izvodima 10(20) kV. Jedno od rešenja problema niskih napona jeste povećanje poprečnog preseka napojnog vodova, ali je ovo rešenje primenljivo samo u slučaju da su minimalna odstupanja napona od donje granične vrednosti (reda do 0,1 kV). Najčešće se problem niskih napona rešava rasterećenjem problematičnog izvoda. Rasterećenje izvoda sa niskim naponima podrazumeva da se deo konzuma prebaci na drugi izvod, a da pri tome budu ispunjeni svi kriterijumi planiranja (nema preopterećenih elemenata, naponi su u definisanim granicama itd.). Predloženo rasterećenje je moguće realizovati preko postojeće mreže (promenom uklopnog stanja postojećih vodova) ili izgradnjom novih sredjenaponskih vodova.

Problemi visokih napona (iznad gornje dozvoljene granice) u perspektivnim mrežama razvoja su retki. Na probleme visokih napona moguće je naići u analizama koje se odnose na priključenje novih malih elektrana na distributivnu mrežu, ali se ove analize uglavnom sprovode nezavisno od planiranja razvoja mreže i ne utiču na predložena rešenja.

Kao i za bilo koju drugu grupu investicija, tako i za investicije kojima se rešavaju problemi loših naponskih prilika, neophodno je formirati indekse (pondera), na osnovu kojih bi odredili prioriteta realizacija. Predloženo je da se indeksi formiraju na sledeći način:

- Identifikovala bi se tačka na delu konzuma u kome se rešavaju problemi niskih napona sa minimalnim naponom, pre realizacije investicije ($U_{\min 1}$).

- Identifikovala bi se tačka na delu konzuma u kome se rešavaju problemi niskih napona sa minimalnim naponom, nakon realizacije investicije ($U_{\min 2}$).

- Izračunala bi se razlika minimalnog napona nakon realizacije investicije i minimalnog napona pre realizacije investicije (ΔU_{\min}).

- Formirao bi se količnik ΔU_{\min} i vrednosti investicije (2).

Formirani količnik predstavlja indeks (ponder) na osnovu čije vrednosti se rangiraju investicije u okviru grupe investicija koje se predlažu kako bi se ispunili naponski kriterijumi.

$$I_2 = \frac{U_{\min 1} - U_{\min 2}}{V_{\text{int}}} = \frac{\Delta U_{\min}}{V_{\text{int}}} \quad (2)$$

Gde su:

I_2 - indeks (ponder) investicije,

U_1 - minimalni napon pre realizacije investicije,

U_2 - minimalni napon nakon realizacije investicije,

ΔU_{\min} - razlika minimalnih napona nakon i pre realizacije investicije,

V_{int} - vrednost investicije.

Nije loše pomenuti, da tačka sa minimalnim naponom na problematičnom delu konzuma pre realizacije investicije ne mora biti ista tačka sa minimalnim naponom nakon realizacije investicije (nakon realizacije investicije vrši se preraspodela opterećenja tj. promena uklopnog stanja).

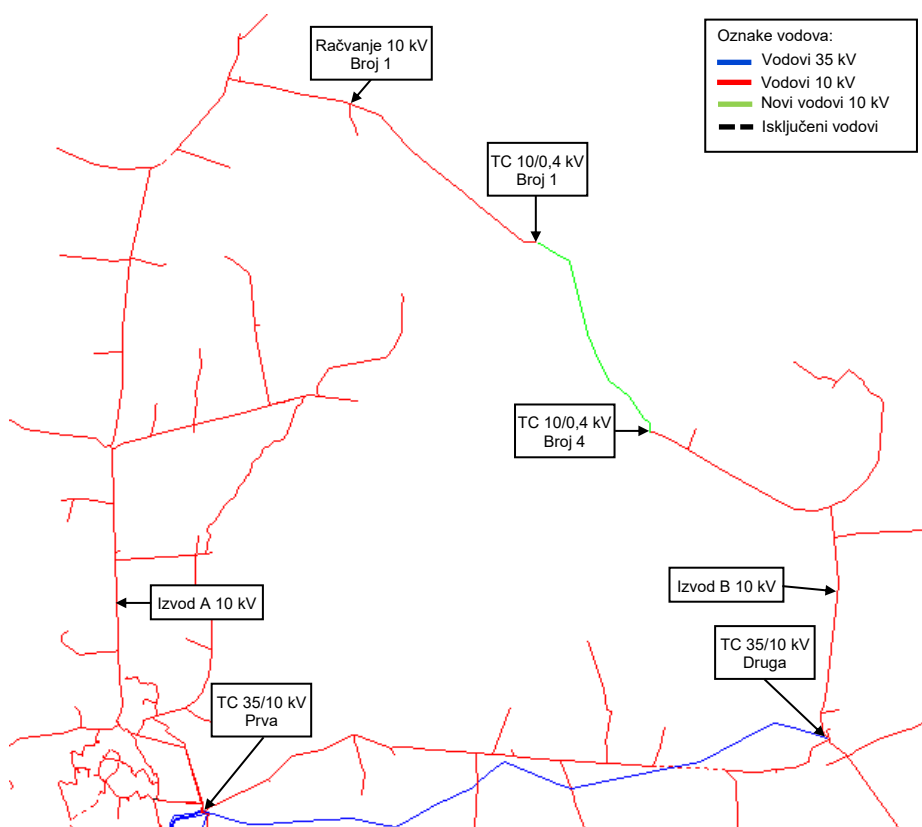
Primer rangiranja investicija u okviru grupe investicija u cilju ispunjenja naponskih kriterijuma biće prikazan u nastavku.

Tabela 3 prikazuje ulazne podatke za formiranje indeksa (pondera) i rangiranja investicija, a Slika 1 i Slika 2 prikazuju problematične delove konzuma sa niskim naponima.

Tabela 3 Rangiranje investicija koje dovode do ispunjenja naponskih kriterijuma

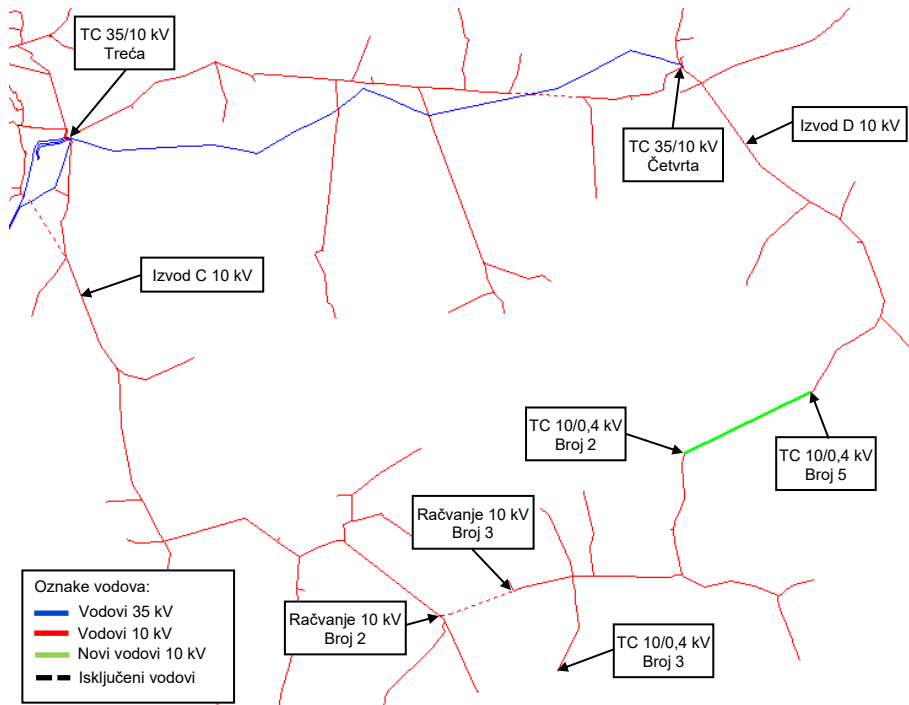
Investicija	TS 10/0,4 kV sa minimalnim naponom na kritičnom delu konzuma pre investicije	Vrednost minimalnog napona pre investicije U_{min1} (kV)	TS 10/0,4 kV sa minimalnim naponom na kritičnom delu konzuma nakon investicije	Vrednost minimalnog napona nakon investicije U_{min2} (kV)	Povećanje napona na ramatranom delu konzuma nakon investicije ΔU_{min} (kV)	Vrednost investicije (1000€)	Indeks (Ponder)	Rang prioriteta
Investicija broj 1	TS Broj 1	9,09	TS Broj 1	9,79	0,70	87	0,008046	1
Investicija broj 2	TS Broj 2	9,49	TS Broj 3	9,75	0,26	41	0,006341	2

Na narednim slikama (Slika 1 i Slika 2) prikazani su delovi mreže 10 kV u kojima su naponi ispod minimalne dozvoljene vrednosti (9,5 kV). Prva slika (Slika 1) prikazuje deo konzuma br. 1 sa izvodom A iz TS 35/10 kV Prva, na čijim krajevima postoje tačke sa vrednostima napona ispod dozvoljene minimalne vrednosti. Tačka sa najnižom vrednošću napona na problematičnom delu konzuma (9,09 kV - Tabela 3) je TS 10/0,4 kV Broj 1.



Slika 1 Deo konzuma br. 1 sa lošim naponskim prilikama

Takođe, na narednoj slici (Slika 2) prikazan je problematični deo konzuma br. 2, gde na krajevima izvoda C iz TS 35/10 kV Treća postoje tačke sa naponima ispod dozvoljenog minimuma (9,5 kV). Tačka sa najmanjom vrednošću napona na izvodu C jeste TS 10/0,4 kV Broj 2, a ona iznosi 9,49 kV (Tabela 3).



Slika 2 Deo konzuma br. 2 sa lošim naponskim prilikama

Kako bi se rešili problemi niskih napona na oba prikazana konzuma, predloženo je formiranje povezanih vodova između TS 35/10 kV, odnosno izgradnja novih 10 kV deonica. Na prvom problematičnom delu konzuma (br. 1) predložena je izgradnja nove deonice između TS 10/0,4 kV Broj 1 i TS 10/0,4 kV Broj 4, čime bi se formirao povezni 10 kV vod između TS 35/10 kV Prva, preko izvoda A, i TS 35/10 kV Druga, preko izvoda B (Slika 1). Formiranjem poveznog voda između susednih TS 35/10 kV omogućilo bi se rasterećenje izvoda A iz TS 35/10 kV Prva, prebacivanjem dela konzuma na izvod B iz TS 35/10 kV Druga. Proverom optimalnog uklopnog stanja na ovom delu mreže, pokazalo se da je potrebno prebaciti napajanje samo TS 10/0,4 kV Broj 1 sa izvoda A iz TS 35/10 kV Prva na izvod B iz TS 35/10 kV Druga (deonica Račvanje 10 kV Broj 1 - TS 10/0,4 kV Broj 1 je isključena). Nakon realizacije predložene investicije, na problematičnom delu konzuma, kao i pre realizacije investicije, minimalna vrednost napona bi se imala u TS 10/0,4 kV Broj 1 koja iznosi 9,79 kV (Tabela 3), što znači da se

minimalna vrednost napona na delu konzuma br. 1, povećala za 0,7 kV (ΔU_{\min}). Procenjena vrednosti investicije izgradnje nove 10 kV deonice iznosi oko 87 000 €.

Na delu konzuma br. 2, takođe se predlaže formiranje poveznog 10 kV voda, ovoga puta između TS 35/10 kV Treća i TS 35/10 kV Četvrta (Slika 2). Potrebno je izgraditi novu 10 kV deonicu između TS 10/0,4 kV Broj 2 i TS 10/0,4 kV Broj 5, preko koje se deo konzuma sa izvoda C iz TS 35/10 kV Treća prebacuje na izvod D iz TS 35/10 kV Četvrta (deonica Račvanje 10 kV Broj 2 - Račvanje 10 kV Broj 3 je isključena). Pre realizacije investicije tačka sa minimalnom vrednošću napona je bila TS 10/0,4 kV Broj 2, ali nakon formiranja poveznog voda i promene uklopnog stanja u 10 kV mreži dela konzuma br. 2, tačka sa minimalnom vrednošću napona je TS 10/0,4 kV Broj 3 (9,75 kV - Tabela 3). Razlika minimalnih vrednosti napona pre i nakon realizacije investicije iznosi 0,26 kV (ΔU_{\min}), a vrednost investicije izgradnje nove 10 kV deonice iznosi oko 41 000 €.

Na osnovu dobijenih rezultata, izračunavaju se indeksi (ponderi) formiranjem količnika smanjenja minimalne vrednosti napona (ΔU_{\min}) i vrednosti investicije V_{inv} . Indeks sa većom vrednošću ima veći prioritet, a u ovom primeru to je slučaj sa investicijom u delu konzuma br. 1, što je prikazano u tabeli (Tabela 3).

Potrebno je napomenuti, da u oba slučaja su vrednosti napona na problematičnim delovima konzuma unutar dozvoljenih granica nakon realizacija investicija, jer da nije tako u potencijalnim pravcima razvoja rešenja ne bi bila usvojena.

2.3 Formiranje indeksa (pondera) investicija radi zamene dotrajalih elemenata

Svaki element mreže ima svoj životni vek nakon čega dotrajava i neophodno ga je zameniti novim elementom ili napustiti, ako je kroz planove razvoja sagledano drugačije konceptijsko rešenje. Uzimajući u obzir podatke o godini ulaska u pogon svakog elementa mreže značajnog za planove razvoja (transformatori i vodovi) i pretpostavljeni životni vek elementa (40 godina za transformator 110/X, 35/10 i 10(20)/0,4 kV kV, 50 godina za nadzemne vodove, SKS-ove i kablove), procenjena je etapa izlaska iz pogona svakog elemenata koji dotrajava unutar planskog perioda. U potencijalnim pravcima razvoja mreže, predložene su investicije kojima bi se rešio problem izlaska iz pogona svakog elementa koji dotrajava. Najjednostavnije rešenje jeste ugradnja novog elementa istog tipa sa istim ili sličnim karakteristikama kao dotrajali element, odnosno ugradnja novog elementa veće ili manje instalisane snage, što zavisi od prognoziranog opterećenja kojim bi se opteretio element mreže do kraja perspektivnog perioda, ali i nakon toga. Koje karakteristike će imati novi element mreže zavisi ne samo od

prognozirano opterećenja, nego i od razvoja čitave mreže u toku planskog perioda. Kroz potencijalne pravce razvoja potrebno je sprovesti tehničko-ekonomske analize koje bi pokazale da li izabrani element zadovoljava postavljene kriterijume planiranja, kako u normalnom tako i u havarijskom radnom režimu. Ako sprovedene analize pokažu da nije neophodno ugrađivati novi element umesto dotrajalog, predlažu se rešenja koja podrazumevaju napuštanje dotrajalog elementa i(i)li izgradnju novog elementa, istog ili različitog tipa (ili više elemenata) na različitim lokacijama u mreži, što zavisi od konceptijskog rešenja koje je planer zamislio.

Na osnovu tipa elementa, sve investicije iz grupe investicija u dotrajale elemente se mogu razvrstati u četiri podgrupe, koje su poređane po sledećem prioritetu realizacija (od najvišeg do najnižeg):

1. investicije u dotrajale transformatore 110/X kV,
2. investicije u dotrajale transformatore 35/10 kV,
3. investicije u dotrajale vodova 35 kV,
4. investicije u dotrajale vodove 10 kV.

Najviši prioritet imaju investicije u zamenu dotrajalih transformatora 110/X kV, iz razloga što su posledice otkaza transformatora 110/X kV znatno veće u poređenju sa izlaskom iz pogona bilo kojeg drugog elementa iz preostale tri podgrupe (opterećenje koje nosi transformator 110/X kV je znatno više od opterećenja ostalih elemenata mreže, izuzimajući elemente viših naponskih nivoa). Sa druge strane, investicije u dotrajale vodove 10 kV su najnižeg prioriteta, jer kvarom na nekoj od deonica 10 kV voda opterećenje konzuma koje ostaje bez napajanja je niže od opterećenja vodova 35 kV, transformatora 35/10 kV i 110/X kV, što znači i da su posledice neisporuke električne energije manjih razmera. Slična logika je korišćena kako bi se definisao prioritet u realizaciji investicija preostale dve podgrupe (vodovi 35 kV i transformatori 35/10 kV), a osim opterećenja elemenata u normalnom pogonu, uzeto je u obzir kolika sredstva je potrebno izdvojiti i koliko vremena je neophodno da se reši problem elementa koji je u kvaru. Analizirajući opterećenja elemenata možemo zaključiti da vodovi 35 kV uglavnom prenose veće opterećenje od transformatora 35/10 kV. Sa druge strane, prilikom kvara na dotrajalom transformatoru 35/10 kV neophodno je zameniti čitavu jedinicu, a prilikom kvara na 35 kV vodu nije neophodno kompletno rekonstruisati čitav vod, već je dovoljno zameniti pojedine kritične deonice u vrlo kratkom vremenskom periodu. Ako se u obzir uzmu i vrednosti investicija u zamenu transformatora 35/10 kV i rekonstrukciju pojedinih deonica 35 kV voda, dolazimo do konačnog zaključka da investicije u zamenu dotrajalih transformatora 35/10 kV je potrebno pre realizovati nego investicije u zamenu 35 kV vodova. Ista analiza koja bi se sprovela na određivanje prioriteta za podgrupe investicija u transformatore 110/X kV i vodove 10 kV potvrdile bi definisani redosled prioriteta ove dve podgrupe. Naime, obzirom da transformatori 110/X kV najčešće prenose najveća opterećenja, u odnosu na preostale tri grupe elemenata, a da je vrednost jednog ovakvog elementa, bez

obzira na instalisanu snagu, relativno visoka i da se prilikom otkaza transformatora 110/X kV mora zameniti čitava jedinica, stavlja zamenu dotrajalog transformatora 110/X kV na sam vrh prioriteta u okviru grupe investicija u dotrajale elemente. Takođe, slična analiza potvrđuje da poslednja podgrupa investicija u dotrajale vodove 10 kV, ima najmanji prioritet, jer je kvar na jednom ovakvom elementu relativno lako rešiti rekonstrukcijom kritične deonice u relativno kratkom vremenu, uz minimalna ulaganja. Ove pretpostavke dale su fleksibilnost u prioritetu realizacije investicija u prvom i drugom petogodišnjem periodu kako bi se što ravnomernije preraspodela sredstva. Tako su investicije u zamenu dotrajalih 10 kV vodova često odlagane, ne samo u okviru istog petogodišnjeg perioda, već su odlagane iz prvog petogodišnjeg perioda u drugi petogodišnji period.

Kako bi se u okviru svake podgrupe rangirale investicije neophodno je formirati indekse (pondere). Izračunavanje indeksa (pondera) se svodi na formiranje količnika prognoziranog opterećenja elementa koji dotrajava (za analiziranu etapu razvoja) i vrednosti investicije. Analizirajući godinu izlaska iz pogona svih dotrajalih elemenata mreže u studiji [1], odnosno njihov procenjeni životni vek, moglo se zaključiti da postoje elementi čiji je životni vek istekao pre deset i više godina. Uzimajući u obzir ovu činjenicu, uveden je koeficijent (k_g) kojim se uvažava koliko je godina prošlo od isteka životnog veka elementa i tekuće etape razvoja. Kada količnik opterećenje dotrajalog elementa i vrednosti investicije korigujemo koeficijentom k_g , dobijamo indeks (ponder) koji se proračunava po formuli:

$$I_3 = \frac{P_e}{V_{int}} (1 + k_g (G_{et} - G_{ip})) \quad (3)$$

Gde su:

P_e - opterećenje dotrajalog elementa,

V_{inv} - vrednost investicije,

k_g - koeficijent izlaska iz pogona elementa,

G_{et} - godina tekuće etape,

G_{ip} - godina izlaska iz pogona dotrajalog elementa.

Uvažavanjem koeficijenta k_g favorizovale bi se investicije u dotrajale elemente čiji je životni vek istekao pre deset i više godina, bez obzira na nivo opterećenja i vrednosti investicije. Uvođenje koeficijenta k_g nije neophodno ako su godine izlaska iz pogona elemenata iz iste podgrupe bliske tj. u tom slučaju je vrednost koeficijenta k_g nula.

Nešto kompleksniji problem se javlja u podgrupi investicija u dotrajale 10 kV vodove, odnosno konkretno u dotrajale 10 kV nadzemne vodove. Iz tog razloga je potrebno dodatno razviti metodologiju za rangiranje investicija u dotrajale elemente mreže. Naime, investicije u dotrajale nadzemne 10 kV deonice duž čitavog 10 kV izvod na kojem su ugrađene sagledane su zbirno.

Za ovako zbirno sagledane dotrajale deonice na jednom 10 kV izvodu, formiran je jedinstveni indeks (ponder). Pored opterećenja svake dotrajale deonice, prilikom izračunavanja indeksa (pondera) u obzir su uzete i dužine dotrajalih deonica. Formirana je suma proizvoda opterećenja i dužine svake dotrajale deonice, a zatim je formirana suma podeljena sa ukupnom dužinom svih dotrajalih deonica. Na ovaj način, proračunata je usrednjena vrednost opterećenja na dotrajalim deonicama, koja predstavlja ulazni podatak u proračunu indeksa (pondera) za dotrajale 10 kV elemente po formuli (3).

Primeri rangiranja u okviru podgrupe investicija u dotrajale vodove 10 kV i podgrupe investicija u dotrajale transformatore 35/10 kV, dati su u nastavku.

U narednoj tabeli (Tabela 4) su prikazane tri investicije koje se odnose na ugradnju novih transformatora 35/10 kV na mestu dotrajalih jedinica, u etapi razvoja 2022. Prva investicija se odnosi na ugradnju transformatora instalisane snage 2,5 MVA, druga investicija na ugradnju transformatora instalisane snage 4 MVA, a treća investicija predviđa ugradnju transformatorske jedinice snage 8 MVA. Uzimajući u obzir godine ulaska u pogon i životni vek (40 godina) dotrajalih transformatora, proračunato je da transformator 2 izlazi iz pogona još 2008. godine, dok se izlazak iz pogona za transformator 1 i transformator 3 očekuje 2016. godine, odnosno 2013. godine, respektivno. Kako je tekuća etapa razvoja 2022. godina, možemo zaključiti da je životni vek transformatora 2 istekao pre 14 godina. Zato je neophodno favorizovati drugu investiciju uvođenjem koeficijenta k_g na taj način da investicija u zamenu dotrajalog transformatora 2 bude što je ranije moguće realizovana. Iterativnim postupkom, dobijena je vrednost koeficijenta k_g koja iznosi 0,08. Na osnovu opterećenja transformatora i vrednosti investicija u zamenu dotrajalih transformatora, a uzimajući u obzir dobijeni koeficijent k_g , proračunati su indeksi (ponderi) sve tri investicije i izvršeno njihovo rangiranje. Iz naredne tabele (Tabela 4) možemo videti da je investicija u zamenu transformatora 1, snage 2,5 MVA, najvišeg prioriteta jer ima najveću vrednost indeksa. Ako uporedimo formirane indekse investicija u zamenu transformatora 2 i transformatora 3, snage 4 i 8 MVA respektivno, možemo uočiti da se razlikuju u petoj decimali. Ovo je posledica formiranog koeficijenta k_g , čime je investicija u zamenu transformatora 2 favorizovana u odnosu na zamenu dotrajalog transformatora 3.

Tabela 4 Rangiranje investicija u dotrajale transformatore 35/10 kV

Naziv transformatora 35/10 kV	Nominalna snaga (MVA)	Etapa promene	Godina ulaska u pogon	Godina izlaska iz pogona	Vrednost investicije (1000€)	Opterećenje (MVA)	Indeks (Ponder)	Rang prioriteta
Transformator 1	2,5	2022	1976	2016	38	1,624	0,06325	1
Transformator 2	4	2022	1968	2008	57	1,451	0,05397	2
Transformator 3	8	2022	1973	2013	105	3,294	0,05396	3

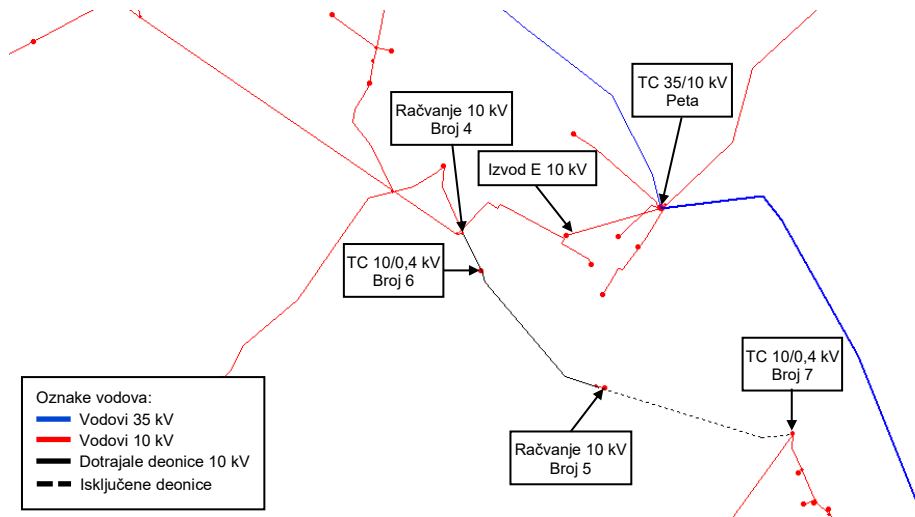
U narednoj tabeli (Tabela 5) su prikazane 10 kV deonice koje dotrajavaju u etapi razvoja 2017. godine i koje je neophodno rekonstruisati, odnosno zameniti. Investicije su grupisane na osnovu 10 kV izvoda kojem dotrajale

deonice pripadaju i za tako formirane grupe izvršene su analize i izračunati indeksi (ponderi). Prva investicija predstavlja zamenu dotrajalog 10 kV kabla na gradskom konzumu (TS 10/0,4 kV Broj 10 - TS 10/0,4 kV Broj 11), polaganjem novog 10 kV kabla istom trasom. Imajući u vidu da su opterećenja u gradskoj mreži uglavnom veća u odnosu na vangradsku nadzemnu mrežu, a dužina i vrednost investicije manja, zamena dotrajalog kabla imaće veći indeks (ponder), a time i viši rang prioriteta u odnosu na druge dve investicije koje se odnose na rekonstrukciju dotrajalih 10 kV nadzemni deonica.

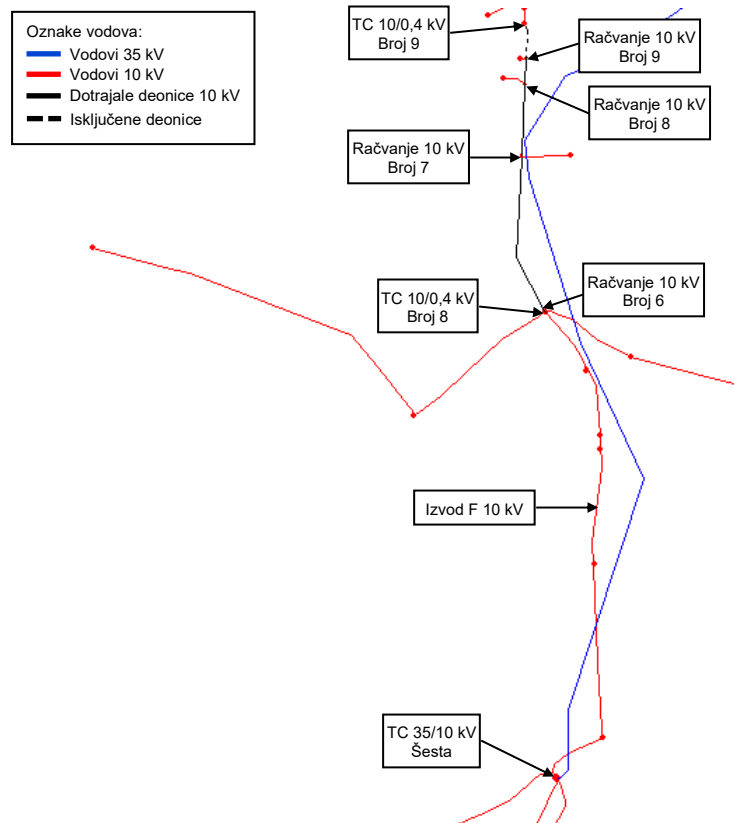
Tabela 5 Rangiranje investicija u rekonstrukciju dotrajalih 10 kV vodova

Naziv investicije	Naziv prvog čvora	Naziv drugog čvora	Tip voda	Dužina voda (km)	Vrednost investicije (1000€)	Opterećenje deonice (MVA)	Indeks (Ponder)	Rang prioriteta
Zamena kabla na gradskom konzumu	TC 10/0,4 kV Broj 10	TC 10/0,4 kV Broj 11	PP41 35 mm ² (10 kV)	0,660	21,120	0,919	0,043513	1
	Račvanje 10 kV Broj 4	TC 10/0,4 kV Broj 6	Nadzemni Alc 50 mm ² (10 kV)	0,195		0,117		
Rekonstrukcija deonica na izvodu E iz TS 35/10 kV Peta	TC 10/0,4 kV Broj 6	Račvanje 10 kV Broj 5	Nadzemni Alc 50 mm ² (10 kV)	0,780	48,672	0,082	0,000929	3
	Račvanje 10 kV Broj 5	TC 10/0,4 kV Broj 7	Nadzemni Alc 50 mm ² (10 kV)	0,945		0		
	TC 10/0,4 kV Broj 8	Račvanje 10 kV Broj 6	Nadzemni Alc 50 mm ² (10 kV)	0,020		0,07		
Rekonstrukcija deonica na izvodu F iz TS 35/10 kV Šesta	Račvanje 10 kV Broj 6	Račvanje 10 kV Broj 7	Nadzemni Alc 50 mm ² (10 kV)	1,555		0,038		
	Račvanje 10 kV Broj 7	Račvanje 10 kV Broj 8	Nadzemni Alc 50 mm ² (10 kV)	0,700	72,881	0,015	0,000342	2
	Račvanje 10 kV Broj 8	Račvanje 10 kV Broj 9	Nadzemni Alc 50 mm ² (10 kV)	0,250		0,003		
	Račvanje 10 kV Broj 9	TC 10/0,4 kV Broj 9	Nadzemni Alc 50 mm ² (10 kV)	0,350		0		

Druge dve investicije formirane su objedinjavanjem investicija u dotrajale 10 kV deonice na izvodu E iz TS 35/10 kV Peta (Slika 3) i izvodu F iz TS 35/10 kV Šesta (Slika 4).



Slika 3 Dotrajale 10 kV deonice na izvodu E iz TS 35/10 kV Peta



Slika 4 Dotrajale 10 kV deonice na izvodu F iz TS 35/10 kV Šesta

Prvu grupu dotrajalih deonica na izvodu F iz TS 35/10 kV Šesta, koje je neophodno kompletno rekonstruisati (zamena stubova, užeta Alč 50 mm² i izolatora, postojećom trasom), čine šest deonica, ukupne dužine 2,875 km. Drugu grupu čine tri dotrajale deonice na izvodu E iz TS 35/10 kV Peta, ukupne dužine 1,92 km. Za svaku dotrajalu deonicu, raspolaže se pored dužine i podacima o opterećenju, na osnovu kojih se može formirati proizvod dužine i opterećenja, što predstavlja ulazni podatak za proračun indeksa (pondera). Formiranjem količnika sume proizvoda opterećenje-dužina svake dotrajale deonice i ukupne dužine dotrajalih deonica na istom izvodu izračunava se usrednjeno opterećenje dotrajalih deonica.

Za investiciju u zamenu dotrajalih deonica na izvodu F iz TS 35/10 kV Šesta neophodno je izdvojiti oko 73 000 €², a proračunata vrednost indeksa iznosi 0,000342. U zamenu dotrajalih deonica na izvodu E iz TS 35/10 kV Peta potrebno je uložiti oko 49 000³ €, a vrednost indeksa ove investicije iznosi 0,000929. Poređenjem vrednosti indeksa za dve grupe investicija dolazimo do zaključka da investicija u zamenu dotrajalih deonica na izvodu E iz TS 35/10 kV Peta ima veći prioritet od investicije u zamenu dotrajalih deonica na izvodu F iz TS 35/10 kV Šesta.

2.4 Formiranje indeksa (pondera) investicija radi ispunjenja kriterijuma sigurnosti „n-1“

Kriterijum sigurnosti „n-1“, koji je neophodno ispuniti prilikom planiranja razvoja mreže i upravljanja EES-om, odnosi se na neraspoloživost jedne jedinice sistema (transformator, vod), a definisan je u [2]. Za ovako definisan kriterijum, a uzimajući u obzir programski zadatak kojim je predviđeno da kriterijum mora biti ispunjen za elemente mreže naponskog nivoa 110 kV, 35 kV i gradsku kablovsku mrežu napona 10(20) kV, analizom postojećeg stanja mreže u studiji [1], zaključeno je da postoje elementi mreže za koje kriterijum sigurnosti „n-1“ nije ispunjen. Sa druge strane, u potencijalnim pravcima razvoja mreže, sagledana su rešenja kojima bi se obezbedila sigurnost ne samo elemenata koji nisu imali ispunjen kriterijum sigurnosti „n-1“ u postojećem stanju, već i elemenata koji u postojećem stanju imaju ispunjen ovaj kriterijum, ali zbog izlaska iz pogona pojedinih elemenata ili porasta prognoziranog opterećenja, kriterijum sigurnosti „n-1“ biva narušen. Detaljnom razradom razvoja mreže po etapama neophodno je definisati etapu u kojoj element gubi sigurnost i u kojoj je neophodno investirati da se potrebna sigurnost održi na istom ili višem nivou. Kao što je već naglašeno, za elemente mreže koji nemaju ispunjen kriterijum sigurnosti „n-1“ u postojećem stanju, programskim zadatkom studije [1], predviđeno je da se sigurnost obezbedi u prvom petogodišnjem periodu, a da predložena rešenja obezbede sigurno napajanje do kraja perspektivnog perioda.

² Vrednost investicije u kompletnu rekonstrukciju dotrajalih deonica na izvodu F iz TS 35/10 kV Šesta je izračunata kao proizvod ukupne dužine dotrajalih deonica (1,92 km) i vrednosti kompletne rekonstrukcije 10 kV voda, trasom postojećeg voda, po jedinici dužine (25 350 €/km). Vrednost kompletne rekonstrukcije 10 kV voda, trasom postojećeg voda, je dobijena kao proračunata cena novog 10 kV voda uvećana za 30% zbog dodatnih troškova demontaže dotrajalog 10 kV voda (proračunata vrednost novog 10 kV voda preseka Alč 50 mm² iznosi 19 500 €/km).

³ Vrednost investicije u kompletnu rekonstrukciju dotrajalih deonica na izvodu E iz TS 35/10 kV Peta izračunata je na isti način kao vrednost investicije u kompletnu rekonstrukciju dotrajalih deonica na izvodu F iz TS 35/10 kV Šesta, pri čemu ukupna dužina dotrajalih deonica na izvodu E iz TS 35/10 kV Peta iznosi 2,875 km.

Grupa investicija u cilju ispunjenja kriterijuma sigurnosti „n-1“ su investicije najnižeg prioriteta, ako se njihovom realizacijom obezbeđuje sigurno napajanje konzuma koji u postojećem stanju nema ispunjen kriterijum „n-1“ (u prvom petogodišnjem periodu). Ako se ispadom nekog elementa u postojećem stanju može obezbediti sigurno napajanje ugroženog konzuma, kriterijum sigurnosti „n-1“ se mora obezbediti u svakoj etapi razvoja mreže, što stavlja ovu grupu investicija prioritarnijom u odnosu na investicije u dotrajale elemente. Imajući u vidu vrednosti investicija u svakom petogodišnjem periodu i što ravnomerniju preraspodelu ukupnog budžeta na četiri definisana petogodišnja perioda, sagledana je mogućnost da se pojedine investicije iz jednog petogodišnjeg perioda odlože za sledeći petogodišnji period. Kao posledica ove mogućnosti, predloženo je u prvom petogodišnjem periodu da investicije u ispunjenje kriterijuma „n-1“, za elementa koji u postojećem stanju nemaju ispunjen ovaj kriterijum, dobiju veći prioritet od investicija u dotrajale elemente (pre svega investicije u rekonstrukciju dotrajalih 10 kV deonica).

Kao i u okviru prethodno opisane tri grupe investicija, neophodno je formirati indekse (pondere) unutar grupe investicija u cilju rangiranja investicija u ispunjenja kriterijuma sigurnosti „n-1“. Indeks (ponder) se izračunava kao količnik prognoziranog opterećenja konzuma za koji se obezbeđuje sigurno napajanje i vrednosti investicije koju je neophodno realizovati da bi se obezbedilo sigurno napajanje ugroženog konzuma (4). Na osnovu tako formiranih vrednosti indeksa (pondera), izvršilo bi se rangiranje investicija.

$$I_4 = \frac{P_{n-1}}{V_{\text{int}}} \quad (4)$$

Gde su:

P_{n-1} - opterećenje konzuma za koji se obezbeđuje sigurnost,

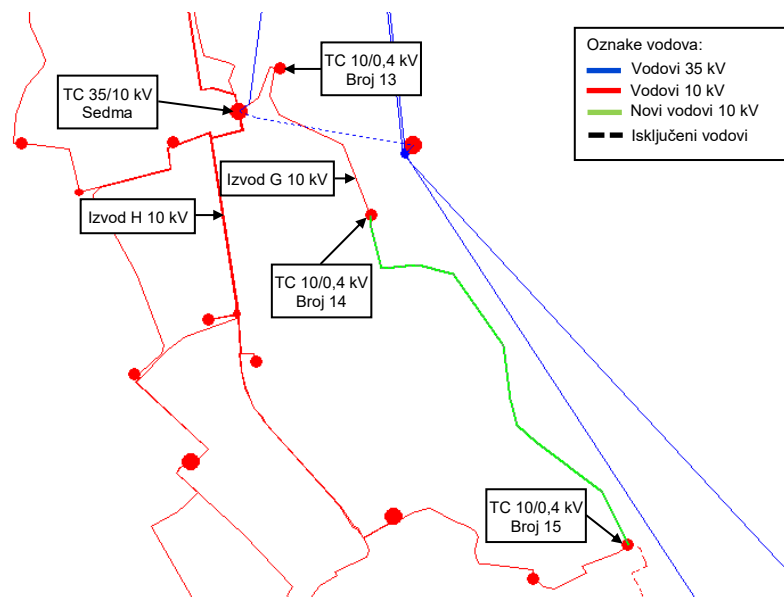
V_{int} - vrednost investicije.

U narednoj tabeli (Tabela 6), odnosno slikama (Slika 5, Slika 6 i Slika 7) dat je primer rangiranja investicija u kojima bi se ispunio kriterijuma sigurnosti „n-1“.

Tabela 6 Rangiranje investicija radi ispunjenja kriterijuma sigurnosti „n-1”

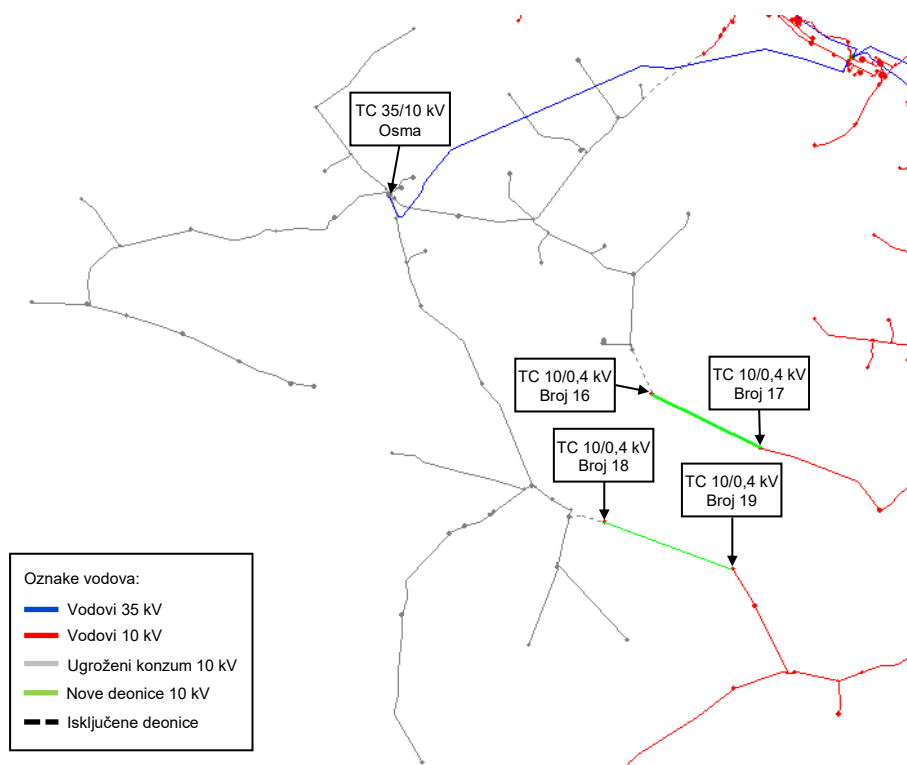
Naziv investicije	Opterećenje konzuma čija se sigurnost obezbeđuje (MW)	Vrednost investicije (1000 €)	Ponder (Indeks)	Rang prioriteta
Sigurno napajanje konzuma sa 10 kV izvoda G iz TS 35/10 kV Sedma	0,231	21,600	0,010694	1
Sigurno napajanje konzuma sa TS 35/10 kV Osma	0,534	85,320	0,006259	2
Sigurno napajanje konzuma sa TS 10/0,4 kV Broj 12	0,064	56,005	0,001143	3

Na narednim slikama (Slika 5-Slika 7) prikazana su tri konzuma za koja ne postoji sigurno napajanje pri ispadu nekog od elemenata mreže, odnosno za koje nije ispunjen kriterijum sigurnosti „n-1“. Prva slika (Slika 5), prikazuje radijalno napajanje 10 kV izvod G iz TS 35/10 kV Sedma, preko kojeg se napajaju TS 10/0,4 kV Broj 13 i TS 10/0,4 kV Broj 14. Prilikom kvara na početnoj deonici izvoda G (deonica TS 35/10 kV Sedma-TS 10/0,4 kV Broj 13) čitav konzum izvoda G ostaje bez napajanja. Predlaže se izgradnja nove deonice TS 10/0,4 kV Broj 14 i TS 10/0,4 kV Broj 15, čime bi se formirala petlja izvoda G i izvoda H iz iste napojne TS 35/10 kV i obezbedilo sigurno napajanje ugroženog konzuma.



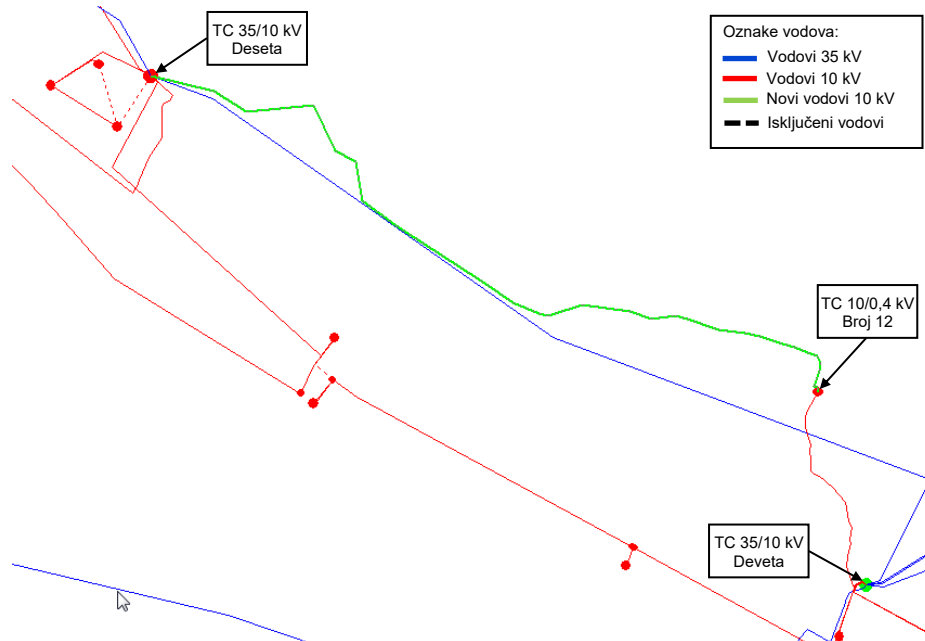
Slika 5 Sigurno napajanje konzuma sa izvoda G iz TS 35/10 KV Sedma

Slika 6 prikazuje radijalno napajanje konzuma sa TS 35/10 kV Osma. Prilikom kvara na napojnom 35 kV vodu za TS 35/10 kV Osma, čitav 10 kV konzum sa TS 35/10 kV Osma bi ostao bez napajanja. Dve nove 10 kV deonice koje bi se izgradile (TS 10/0,4 kV Broj 16-TS 10/0,4 kV Broj 17 i TS 10/0,4 kV Broj 18-TS 10/0,4 kV Broj 19), formirale bi dva nova povezna voda između susjednih TS 35/10 kV. Preko novoizgrađenih deonica, putem 10 kV mreže, ugroženi konzum sa TS 35/10 kV Osma moguće je prihvatiti iz pravca susjedne TS 35/10, čime bi se obezbedilo sigurno napajanje.



Slika 6 Sigurno napajanje konzuma sa TS 35/10 KV Osma

Na narednoj slici (Slika 7) prikazana je radijalno napajana TS 10/0,4 kV Broj 12 iz TS 35/10 kV Deveta. Ispadom napojnog 10 kV voda za TS 10/0,4 kV Broj 12 nije moguće obezbediti sigurno napajanje njenog konzuma. Neophodno je izgraditi rezervnu deonicu između TS 10/0,4 kV Broj 12 i TS 35/10 kV Deseta preko koje bi se obezbedilo sigurno napajanje za TS 10/0,4 kV Broj 12.



Slika 7 Sigurno napajanje konzuma sa TS 10/0,4 kV Broj 12

U prethodnoj tabeli (Tabela 6) su prikazana opterećenja konzuma čiju sigurnost je potrebno obezbediti, kao i vrednosti investicija koje bi se realizovale u cilju ispunjenja kriterijuma sigurnosti „n-1“. Formiranjem količnika opterećenja čiju sigurnost obezbeđujemo i vrednosti investicije koja to obezbeđuje lako možemo izračunati indekse (pondera). Ako uporedimo vrednosti formiranih indeksa, možemo zaključiti da investicija u sigurno napajanje konzuma sa izvoda G iz TS 35/10 kV Sedma ima najviši rang prioriteta (najveći indeks), a investicija u sigurno napajanje TS 10/0,4 kV Broj 12 bi imala najniži rang prioriteta (najmanji indeks).

3. Zaključak

Metodologiju indeksiranja investicija pre svega je moguće primeniti pri planiranju razvoja distributivnih mreža. Kao što je na početku rada pomenuto, planovi razvoja distributivnog sistema su od izuzetnog značaja. Zato je veoma bitno što je realnije sagledati potrebu za svakom investicijom koja se predlaže kroz planove razvoja. Kada će predložena investicija biti realizovana u mnogome zavisi od formirane prognoza potrošnje električne energije i snage, od stanja postojećih elemenata mreže ali i od konceptijskih rešenja koja se primenjuju. Uzimajući u obzir sve nabrojane faktore možemo predvideti dinamiku realizacije predloženih investicija.

Sama dinamika realizacije investicija značajno utiče na planiranje godišnjeg budžeta distributivnog preduzeća. Sagledavajući trenutno stanje u kojem se nalazi najveći deo elektrodistributivne mreže na području Srbije, a uzimajući u obzir ograničena sredstva kojima se investira u razvoj mreže, dolazimo do zaključka da dinamiku realizacije investicija najčešće nije moguće ispratiti. Imajući u vidu postavljene programske zadatke, a vodeći računa da svi kriterijumi planiranju budu ispunjeni, planirani budžet koji je potreban da bi se realizovale sve predložene investicije je znatno viši od onoga što je realno moguće izdvojiti. Ipak, neophodno je pokušati da se isprati predložena dinamika, u onoj meri u kojoj bi planirani konzum funkcionisao u tehničkim granicama.

Predložena dinamika realizacije investicija bazirana je na određivanju prioriteta grupa i indeksiranju (benefit/cost) na osnovu kojeg bi se izvršilo rangiranje. U nekim slučajevima neophodno je odstupiti od predložene metodologije kako bi pojedine investicije bile pre realizovane. Razlog je nemogućnost da se sagledaju svi aspekti mreže kroz studije dugoročnog planiranja. Primer je studija [1], gde je primenjena metodologija indeksiranja investicija, ali su prioritete dati investicijama koje su predložene u studiji [6], koja je sagledala trenutne probleme u mreži na području čitavog EES-a Srbije kroz petogodišnji plan njihovog rešavanja. Takođe, prilikom donošenja odluka koju investiciju je moguće odložiti za narednu etapu razvoja, odnosno petogodišnji period, sagledani su rezultati studije [7]. U ovoj studiji formirani su „indeksi zdravlja“ koji su dobijeni na osnovu trenutnog stanja transformatora, ažurnosti podataka o transformatorima i nizom drugih podataka, a opisuju trenutno stanje transformatora i njegov uticaj na okolinu.

Pored više puta pomenute studije razvoja distributivnog konzuma Čačka, Jagodine i Aranđelovca [1], metodologija indeksiranja investicija primenjena je u nešto manje razvijenoj formi u studiji razvoja distributivne mreže Užica i Kruševca [4]. Takođe, u sličnoj formi metodologija indeksiranja investicija je primenjena i u studije razvoja izvan Republike Srbije [5], realizovana za potrebe Elektrodistribucije Turske.

Metodologija indeksiranja investicija bi mogla biti osnova za formiranje budućih planova razvoja, pre svega elektrodistributivnih mreža. Kroz buduće planove razvoja, odnosno studije dugoročnog planiranja elektroenergetskih mreža, očekuje se dalje razvijanje metodologije indeksiranja, na šta će uticati postavljeni programski zadaci, novi kriterijumi planiranja koji se budu javljali ali i novi problemi na konzumu koji nisu do sada sagledani. Bez obzira da li metodologiju indeksiranja investicija budemo primenili na buduće planove razvoja ili ne, principi same metodologije predstavljaju dobru osnovu za formiranje dinamike realizacija investicija budućih planova razvoja.

Literatura

- [1] Elektrotehnički insitut „Nikola Tesla”, “Studija perspektivnog razvoja DEES na području ogranaka Čačak, Jagodina i Arandjelovac”, 2017.
- [2] EPS Distribucija d.o.o. Beograd, “Pravila o radu distributivnog sistema”, 2017.
- [3] EPS - direkcija za distribuciju električne energije, “Tehničke preporuke br 14-a ”, 2001.
- [4] Elektrotehnički institut “Nikola Tesla”, “Studija razvoja distributivne mreže na teritoriji ogranka Užice”, 2015.
- [5] Elektrotehnički insitut “Nikola Tesla” i Siemens d.o.o. Belgrade, “Study of distribution network development in the area of Meram”, 2017.
- [6] Netico solutions d.o.o. Niš, Univerzitet u Nišu Elektronski fakultet u Nišu, Elektrotehnički institut „Nikola Tesla”, “Studija opravdanosti i izvodljivosti sanacije i modenizacije kritičnih tačaka”, 2017.
- [7] Elektrotehnički insitut “Nikola Tesla”, Formiranje metodologije za analizu i smanjenje rizika eksploatacije 110 kV energetskih transformatora u distributivnoj mreži, 2017.

Abstract. The studies of planning development EES provide a set of solutions (investments) that need to be implemented in a certain period of time and for which it is necessary to allocate funds, in order to operate the technical system function within permissible limits. The proposed investments need to be ranked (indexed) at each stage of the planning period, in order to evaluate the most important ones. The four groups of investments have been formed, which have the high priority for the realization. Within each investment group it is necessary to calculate a single index (weight) to enable the investments ranking in order to the most important ones. In order to calculate the index (weights) within each investment group, a methodology is formed. The final outcome of the proposed methodology is the subset of the investments at each stage of a perspective period, derivd by ranking priorities

Keywords: power distribution network, investments, ranking, development planning.

Indexing of Planned Investments in the EES

Miroslav Stanković, Saša Minić, Igor Belić, Vladimir Joković

Rad primljen u uredništvo: 14.11.2018. godine.

Rad prihvaćen: 04.12.2018. godine.