



HRVATSKI OGRANAK
HRVATSKI OGRANAK
MEĐUNARODNE ELEKTRODISTRIBUCIJSKE KONFERENCIJE
HO CIRED
Studijski odbor SO5

STUDIJSKI ODBOR SO5 – RAZVOJ DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA

Predsjednik: dr. sc. Srđan Žutobradić

Tajnik: Anđelko Tunjić, dipl.ing.

Stručni izvjestitelji: Anđelko Tunjić, dipl.ing.
Goran Strmečki, dipl.ing.

1. UVOD

Na pripremnim sastancima za 7.(13.) savjetovanje HO CIRED, 2020. g. usvojene su preporučene teme kako slijedi:

1. Metode za prognoziranje opterećenja i proizvodnje električne energije

- Značajke potrošnje i opterećenja tipičnih krajnjih kupaca
- Prognoziranje proizvodnje distribuiranih izvora električne energije s naglaskom na sunčane elektrane
- Utjecaj masovne pojave punionica za električne automobile na opterećenje distribucijske mreže

2. Značajke distribucijskog sustava

- Pouzdanost distribucijske mreže kao kriterij planiranja
- Metode za određivanje tehničkih i netehničkih gubitaka
- Procjena izloženosti mreža na ekstremne klimatske okolnosti
- Metode za usporedbu značajki distribucijskih mreža

3. Planiranje distribucijskih mreža

- Kriteriji za planiranje aktivnih/naprednih distribucijskih mreža
- Planiranje distribucijskih mreža uz uvažavanje probabilističkih kriterija
- Planiranje distribucijskih mreža temeljem kriterija gubitaka električne energije
- Stvaranje tehničkih uvjeta u mreži u postupku priključenja novih korisnika, odnosno kroz dugoročne planove razvoja mreže
- Kriteriji za planiranje distribucijskih mreža s obzirom na ekstremne klimatske okolnosti
- Korištenje podataka naprednih mjernih uređaja prilikom planiranja distribucijskih mreža
- Planiranje distribucijskih mreža na područjima vrlo niske gustoće potrošnje
- Planiranje distribucijskih mreža na područjima sa sezonskim karakterom potrošnje
- Moderni programski "alati" za planiranje distribucijskih mreža
- Spremnici električne energije kao novi element u planiranju distribucijskih mreža

4. Investicijski planovi operatora distribucijskog sustava

- Revitalizacija dotrajalih dijelova distribucijske mreže
- Metodološka rješenja za izradu planova razvoja distribucijske mreže
- Sustavni problemi prilikom pripreme i provedbe planova razvoja distribucijske mreže

Za 7.(13.) savjetovanje HO CIRED-a za SO5 prispjelo je 25 prijava referata, od čega je 18 referata predano u roku. Svih 18 je pozitivno recenzirano te time i prihvaćeno i raspoređeno po preporučenim temama:

R.br.	Preporučena tema	Broj referata
1.	Metode za prognoziranje opterećenja i proizvodnje električne energije	0

2.	Značajke distribucijskog sustava	2
3.	Planiranje distribucijskih mreža	11
4.	Investicijski planovi operatora distribucijskog sustava	5

Radovi podijeljeni po preporučenim temama

SO5: Razvoj distribucijskog sustava

Preporučena tema 2: Značajke distribucijskog sustava

SO5-01	Miljan Lenić, Zoran Pećarić, mr.sc. Denis Brajković, HEP ODS d.o.o., Tomislav Baričević, Energetski institut Hrvoje Požar
	Razlozi pokretanja studije: „Razvoj automatizacije srednjenaponske mreže distribucijskog područja Elektroistra“
SO5-02	Dr. Adam Slupinski, Julian Monscheidt, Siemens AG Germany, Vladimir Gagić, Siemens d.d. Zagreb, Anđelko Tunjić, HEP ODS d.o.o., Danko Vidović, Energetski institut Hrvoje Požar
	Grid Automation Planning of Croatian Distribution Network of Elektroistra Pula

Preporučena tema 3: Planiranje distribucijskih mreža

SO5-03	dr.sc. Željko Plantić, Tomislav Baričević, Energetski institut Hrvoje Požar, Anđelko Tunjić, Mladen Vuksanić, Domagoj Milun, Krunoslav Baćani, HEP ODS d.o.o.
	Metodologija planiranja obnove dalekovoda 35(30) kV
SO5-04	Mario Križić, Filip Jelavić, Tibor Dolenc, Zoran Rubinić, Dalekovod-Projekt d.o.o., Ivan Orišak, HEP ODS d.o.o.
	Planiranje obnove dalekovoda 35 (30) kV kao važne sastavnice distribucijske mreže
SO5-05	Anamarija Klarić, Goran Grgurič, Danijel Variola, Martina Biondić, HEP ODS d.o.o.
	Povećanje prijenosne moći 35 kV mreže prigrada Rijeke
SO5-06	Sonja Ravlić Begić, Velimir Ravlić, RAVEL d.o.o., Neven Lang Kosić, Mario Pernar, HEP ODS d.o.o.
	Izgradnja zamjenske TS 110/10(20) kV na lokaciji postojeće TS 30(35)/10 kV
SO5-07	Deni Četković, Nikola Bogunović, HEP ODS d.o.o.
	Određivanje optimalne pozicije ugradnje NN stabilizatora napona primjenom genetskog algoritma

SO5-08	Franjo Sukser, Josip Gajger, Igor Bujan, Andrija Bilek, Dejan Čulibrk, Bojan Đurović, HEP ODS d.o.o.
	Metodologija za odabir spojnih (poveznih) 10(20) kV vodova u Elektri Bjelovar
SO5-09	mr.sc. Josip Popović, Zvonimir Popović, Dejan Čulibrk, HEP ODS d.o.o., Mirjana Padovan, Državni inspektorat Republike Hrvatske
	Pristup selektivnosti u zaštiti niskonaponske mreže
SO5-10	Josipa Barišin, Tomislav Koledić, Ana Crnolatac, HEP ODS d.o.o.
	Ukidanje 30 kV naponske razine i prijelaz na 20 kV naponsku razinu iz 4TS 28 TE-TO
SO5-11	Filip Relić, Tin Tomašić, Krešimir Špicnagel, Mladen Vuksanić, HEP ODS d.o.o.
	Završetak prijelaza 10 kV mreže Elektre Sisak na 20 kV pogonski napon
SO5-12	Anamarija Klarić, Goran Grgurić, Danijel Variola, Martina Biondić, HEP ODS d.o.o.
	Prijelaz složene mreže grada Rijeke na 20 kV pogonski napon
SO5-13	Miro Levak, Andrija Bilek, Štefan Ivičić, Josip Gajger, Ivan Nikolić, Dalibor Cinek, HEP ODS d.o.o.
	Primjena C-I metodologije u Elektri Bjelovar

Preporučena tema 4: Investicijski planovi operatora distribucijskog sustava

SO5-14	dr.sc. Minea Skok, Danko Vidović, Tomislav Baričević, Energetski institut Hrvoje Požar, dr.sc. Lahorko Wagmann, HERA
	Procijenjeni utjecaj krajnjih kupaca s vlastitom proizvodnjom i korisnika postrojenja za samoopskrbu na iznos naknade za korištenje prijenosne i distribucijske mreže
SO5-15	Mladen Vuksanić, Anđelko Tunjić, Goran Vidmar, Ivan Baran, HEP ODS d.o.o.
	Izazovi u implementaciji napredne metodologije za ocjenu rizika na postojećoj imovini
SO5-16	Igor Đurić, Josip Kožar, Željko Sokodić, HEP ODS d.o.o.
	Ulaganja u sustave uzemljenja neutralne točke ruralne srednjonaponske elektrodistribucijske mreže 20 kV
SO5-17	Darko Duktaj, Vjekoslav Milorad, Vladimir Čavlović, Matija Babić, HEP ODS d.o.o.
	Program obnove komunalne i elektroenergetske infrastrukture Grada Vukovara

SO5-18	Dejan Ćulibrk, Josip Popović, Igor Bujan, Zvonimir Popović, Štefan Ivičić, HEP ODS d.o.o., Mirjana Padovan, Državni inspektorat Republike Hrvatske
	10g perspektiva povezivanja radijalnih zračnih vodova u kontekstu smanjenja pokazatelja SAIDI i CAIDI

2. IZVJEŠĆE O RADOVIMA

Preporučena tema 2. Značajke distribucijskog sustava

SO5-01 Miljan Lenić, Zoran Pećarić, mr.sc. Denis Brajković, HEP ODS d.o.o., Tomislav Baričević, Energetski institut Hrvoje Požar: „Razlozi pokretanja studije: Razvoj automatizacije srednjenaponske mreže distribucijskog područja Elektroistra,,

Izvješće recenzenta:

U referatu su prikazani razlozi pokretanja studije „razvoj automatizacije srednjonaponske mreže distribucijskog područja ELEKTOISTRA“ koja određuje postavke druge faze automatizacije SN mreže. Opisano je postojeće stanje automatizacije SN mreže HEP ODS-a koja je u sklopu prve faze obuhvatila revitalizaciju SDV centara, uključanje ključnih pojnih točaka u sustav daljinskog vođenja te osnovnu razinu automatizacije SN mreže. Za definiranje druge faze automatizacije važno je razmotriti pitanja kao što su: povećanje sigurnosti i pouzdanosti napajanja automatizacijom, koncepti automatizacije i optimalno određivanje lokacije opreme. Analiza stanja automatizacije mreže treba dati pregled trenutnog stanja automatizacije razmatrane mreže te ocijeniti stanje vezano uz topologiju i uočene slabe točke u svrhu stvaranja temelja za implementaciju druge faze automatizacije. Također treba analizirati postupke restauracije napajanja. Pritom treba ocijeniti važeće poslovne postupke HEP ODS -a u slučaju kvara na mreži vezano uz restauraciju napajanja u izvanrednim slučajevima (kvarna stanja), proceduru otklanjanja kvara te upravljanje izvješćima o kvaru/pronalasku kvara. Studija treba predložiti posebne mjere za poboljšanje postupka u cilju povećanja operativne učinkovitosti i uspostavljanja robusnog sustava upravljanja kvarom. Naposljetku studija treba dati scenarije razvoja automatizacije na temelju analize postojeće mreže, uključujući reviziju već postojećih rješenja automatizacije u mreži Elektroistre Pula.

Tijekom nekoliko desetljeća, kvaliteta električne energije postajala je sve važniji čimbenik u opskrbi električnom energijom. To je proizašlo iz razloga što su kupci postajali sve svjesniji kvalitete električne energije i zato što su električna trošila postajala sve sofisticiranija i osjetljivija na naponske smetnje.

Pitanja recenzenta i odgovori autora:

1. Kakvi su pokazatelji pouzdanosti napajanja (SAIFI i SAIDI) na razini DP-a Elektroistra u posljednjih nekoliko godina?

Odgovor:

Pregled pokazatelja SAIDI i SAIFI na razini DP-a Elektroistra za period 2017.-2019. g. prikazan je u sljedećoj tablici.

Godina	SAIFI	SAIDI
2019	1,98	168,05
2018	2,22	208,46
2017	2,29	248,11

2. Postoje li procjene na razini HEP-ODS-a ili DP-a Elektroistra o financijskim posljedicama primjene zajamčenih standarda pouzdanosti napajanja propisanih Uvjetima kvalitete opskrbe električnom energijom. Kakvo je vaše mišljenje o propisanim zajamčenim standardima pouzdanosti napajanja te pripadajućim novčanim naknadama? Jesu li prestrogi, preblagi ili su dobro odmjereni?

Odgovor:

Krajnji kupac može ostvariti pravo na novčanu naknadu vezano za pojedinačni prekid napajanja samo ukoliko ima ugrađen mjerni uređaj koji omogućuje registraciju i slanje podataka o prekidima napajanja u elektroničku evidenciju o prekidima napajanja. Uvažavajući podatak da je u HEP ODS-u u 2019. godini postojalo otprilike 6,48% takvih korisnika mreže, troškove za isplate novčanih naknada na temelju zajamčenih standarda pouzdanosti napajanja (Tablica 4. iz Priloga 1. Uvjeta kvalitete), koji obuhvaćaju dugotrajne planirane i neplanirane prekide napajanja, procjenjujemo na cca 1,3 milijuna kn za 2019. godinu na razini HEP ODS-a.

Što se tiče zajamčenih standarda koji su propisani Uvjetima kvalitete, analizom se pokazalo da su kriteriji prestrogi za trajanje pojedinačnog dugotrajnog planiranog prekida napajanja na NN kabelskog tipa izvoda. Tip izvoda utječe na trajanje i učestalost neplaniranih prekida napajanja, no kod planiranih prekida napajanja nema utjecaja radi čega smatramo da razlika u zajamčenim standardima za kabelske i nadzemne izvode u slučaju planiranih radova nije opravdana te bi za kabelski tip izvoda standard trebao biti što sličniji nadzemnom, ako ne i jednak.

3. Da li se studijom, osim aspekta pouzdanosti napajanja, predviđa razmatranje i određenih funkcionalnosti automatizacije u cilju odgovora na izazove povećane integraciji distribuiranih izvora (regulacija napona, odziv potrošnje/proizvodnje, aktivacija fleksibilnosti itd.)?

Odgovor:

U studiji nije razmatrana povećana funkcionalnost automatizacije u cilju odgovora na sve veću penetraciju distribuiranih izvora. Studija je imala primarno zadatak odrediti optimalan broj i vrstu uređaja, te njihov položaj u mreži kako bi se neplanirani unutarnji SAIDI smanjio na željenu razinu s optimalnim ulaganjem. Drugi cilj studije je iznaći metodologiju čijom bi se primjenom na druga područja mogla provesti ista analiza i odrediti optimalna ulaganja za to područje. U ovoj studiji je razvijena metodologija za smanjivanje SAIDI-a na polovicu početnog SAIDI-a.

SO5-02 Dr. Adam Slupinski, Julian Monscheidt, Siemens AG Germany, Vladimir Gagić, Siemens d.d. Zagreb, Anđelko Tunjić, HEP ODS d.o.o., Danko Vidović, Energetski institut Hrvoje Požar: „Grid automation planning of Croatian distribution network of Elektroistra Pula“

Izvješće recenzenta:

Rad prikazuje rezultate studije razvoja automatizacije distribucijske mreže za distribucijsko područje Elektroistra Pula koju su EIHP i Siemens AG izradili za HEP-ODS. Na temelju prethodno definiranih ciljanih varijanti razvoja mreže za 2022. i 2032. godine predloženi su i analizirani različiti scenariji automatizacije s promjenjivim stupnjem automatizacije srednjonaponske 10(20) kV mreže. Za svaku se godinu razmatranog planskog razdoblja definirane su lokacije, položaj i količina opreme za automatizaciju uz tehno-ekonomsku analizu. Rezultati su tehnička i ekonomska analiza učinkovitosti primjene različitih standardnih i inovativnih rješenja temeljenih na pristupu sintetske mreže, zatim dobivene optimalne mjere automatizacije te razvijena metodologija za primjenu u definiranju razvoja automatizacije na ostala distribucijska područja.

Pitanja recenzenta i odgovori autora:

1. Kao ulazni podatak za proračun pouzdanosti mreže korišteni su podaci o statistikama kvarova na kabelskim vodovima iz njemačke literature. Prate li se na razini Elektroistre ili HEP-ODS slični podaci?

Odgovor:

Podaci njemačke statistike kvarova korišteni su zbog duže povijesti konstantnog praćenja i procjene. Prednost njemačke statistike je dulje razdoblje promatranja, velika dimenzija mreže (sustava), praćenje kvarova po različitim naponskim razinama te uzimanje u obzir izvedbe uzemljenja neutralne točke.

Za Elektroistru i HEP ODS podaci su dostupni u kraćem vremenskom intervalu (oko 5-10 godina), koji su zbog manje mreže i broja kvarova manje pouzdan izvor za određivanje vjerojatnoće kvara. Nedavna poboljšanja u nadzoru kvarova i prekida napajanja u Hrvatskoj, nametnuta uredbom o uvjetima kvalitete opskrbe električnom energijom (Narodne novine, br. 37/17, 47/17, 31/18, 16/20), pridonijet će do boljeg izvora pouzdanih podataka u HEP DSO mreži.

Za iste vrste kabela, njemačka statistika kvarova na kabelskim vodovima se koristila izravno, pretpostavljajući slične vrijednosti unutar ODS-a dok su se podaci za nadzemne vodove prilagodili kako bi se uzeli u obzir razlike u strukturi mreže, pogonu mreže, procedurama restauracije napajanja i registriranim razinama pokazatelja pouzdanosti u promatranim područjima.

2. Prema podacima HEP-ODS-a, u DP Elektroistra Pula SAIDI za neplanirane prekide napajanja za 2019. godinu iznosi 94,53 minuta/korisniku mreže, dok je prosjek HEP-ODS-a 191,53 minute/korisniku mreže. Budući da je Elektroistra u tom pogledu među boljim distribucijskim područjima, koji je razlog da se u studiji kao cilj postavilo smanjenje pokazatelja SAIDI na pola (51 minuta/korisniku mreže)?

Odgovor:

Smanjenje pokazatelja SAIDI za 50 % planski je definirano studijskim zadatkom kao konkretan cilj studije zato što je SAIDI na razini HEP ODS visok u odnosu na ostale EU zemlje. Studijom je razvijena metodologija na primjeru DP Elektroistra koju je moguće koristiti i u ostalim DP-ima. Razvijen model omogućuje jednostavnu primjenu

rezultata studije u ostalim DP-ima uz minimalni opseg ulaznih podataka za definiranje potrebnog broja daljinski upravljanih sklopki po vodnim poljima u cilju smanjenja pokazatelja pouzdanosti SAIDI za 50%.

Drugi razlog za definiranje ciljane vrijednosti SAIDI pokazatelja na 50% postojeće vrijednosti jer je to postojeća vrijednost SAIDI pokazatelja u susjednoj Sloveniji.

Napomena: vrijednosti pokazatelja pouzdanosti SAIDI navedenih u pitanju odnose se na sve naponske razine. Za potrebe studije u proračun su korišteni podaci za SAIDI koji se odnosi samo na 10 kV i 20 kV mreže.

3. U studiji je predloženo rješenje automatizacije s tzv. varijantom 2. odnosno ugradnja naprednih sklopnih blokova (engl. smart Ring Main Unit) po dubini mreže. Koliko bi na razini DP Elektroistra Pula takvo rješenje koštalo s obzirom na postavljeni cilj pokazatelja SAIDI?

Odgovor:

Studija je razmatrala tri varijante automatizacije po dubini mreže. Varijantu s prekidačima (CB), varijantu s naprednim sklopnim blokovima (sRMU) i varijantu s naprednim sklopnim blokovima i prekidačima (sRMU +CB). Odabrana je varijanta s naprednim sklopnim blokovima koja se pokazala kao najpovoljnija. Trošak ugradnje naprednih sklopnih blokova za distribucijsko područje Elektroistra iznosio bi cca 2.6 milijuna eura. U navedeni trošak uključena je nabava, ugradnja i puštanje u pogon:

- 105 daljinski upravljivih naprava na stupovima (sPole)
- 11 daljinski upravljivih sklopnih blokova u Transformatorskim stanicama tipa tornjič (sTower) i
- 40 daljinski upravljivih sklopnih blokova u kabelskim trafostanicama (sRMU).

Preporučena tema 3 Planiranje distribucijske mreže

SO5-03 dr.sc. Željko Plantić, Tomislav Baričević, Energetski institut Hrvoje Požar, Anđelko Tunjić, Mladen Vuksanić, Domagoj Milun, Krunoslav Bačani, HEP ODS d.o.o.: „Metodologija planiranja obnove dalekovoda 35(30) kV“

Izvešće recenzenta:

Referat obrađuje metodologiju za određivanje prioriternih ulaganja u imovinu dalekovoda 35(30) kV. Moguće je primijeniti jednostavniji način, praćenjem važnosti pojedinog voda prema prenesenoj energiji ili na složeniji način, izradom modela koji će obuhvatiti stanje svakog pojedinog elementa dalekovoda 35(30) kV i odrediti rizičnost pojedinačnog elementa, kao i pojedine dionice u cjelini.

U ovom referatu je prikazana složenija AIM (eng. Asset investment Management) / CBRM (eng. Condition Based Risk Management) metodologija koja se temelji na ocjeni stanja i rizika imovine. Inicijalno je razvijena kao pilot projekt unapređenja upravljanja imovinom u HEP ODS-u, dovršen 2019. godine u suradnji Energetskog instituta Hrvoje Požar i EA Technology iz Ujedinjenog Kraljevstva. Sljedeći korak primjene u HEP ODS-u bio je razvoj metodologije obnove dalekovoda 35(30) kV u suradnji Energetskog instituta Hrvoje Požar i Dalekovod projekt. Tijekom tog projekta uvedena su unapređenja primjene AIM/CBRM metodologije u HEP ODS-u u pogledu sljedećih značajki:

- pregleda ulaznih i kalibracijskih podataka te rezultata po distribucijskim područjima radi lakšeg ujednačavanja pristupa ocjenjivanju stanja i kalibraciji modela
- usporedbe troškova intervencija (investicija ili obnova) i troškova rizika metodom diskontiranja
- načina dodatnog optimiranja ulaganja uvođenjem mogućnosti zamjena i obnova (umjesto samo zamjena)
- integralnog planiranja zamjene vodiča te ovjesne i spojne opreme na razini dionice
- detaljnog pregleda svih rezultata na razini pojedinog elementa te sumarno na razini dionice
- analize omjera koristi i troškova te rangiranje intervencija i po tom kriteriju.

Autori iznose podatke o značajkama dalekovoda 35(30) kV. Distribucijska mreža Republike Hrvatske sadrži 422 dionice dalekovoda 35(30) kV ukupne duljine 3.141,1 km s prosječnom duljinom dionice 8,1 km. Od 422 dionice, njih 18 su dvostruki vodovi, odnosno vodovi s dva sustava vodiča. Stupovi koji se upotrebljavaju kod dalekovoda 35(30) kV su armiranobetonski (u nastavku AB stupovi, ukupno 3.517 komada) i čelično-rešetkasti (u nastavku ČR stupovi, ukupno 11.826 komada). Budući da neki od stupova nose i po dva sustava vodiča, sveukupni broj setova ovjesne i spojne opreme iznosi 15.860 kom.

Značaj rada je u predstavljanju suvremene metodologije za upravljanje imovinom – dalekovodima 35(30) kV, koja će u primjeni rezultirati racionalnim pristupom ovoj važnoj zadaći HEP ODS-a.

Pitanja recenzenta i odgovori autora:

1. Nakon uvođenja pogonskog napona 20 kV umjesto 10 kV te izravne transformacije 110/20 kV postavlja se pitanje funkcije postojećih vodova 35 kV. Često je rješenje njihovo stavljanje pod napon 20 kV, iznimno rekonstrukcija za napon 110 kV. Da li predložena metoda omogućava valorizaciju navedenog?

Odgovor:

Razvijena metodologija omogućuje procjenu rizika s gledišta vjerojatnosti kvara i mogućih posljedica. Nakon određivanja vodova s najvećom razinom rizika, analiziraju se moguće mjere za smanjivanje rizika (zamjena ovjesne opreme i vodiča, obnova ili zamjena stupova te zamjena dalekovoda kabelskim vodom).

Dakle ključna prednost metodologije je analiza velikog broja dionica i definiranje najrizičnijih dionica, za koje se u drugom koraku mogu provesti detaljne analize usporedbe troškova zahvata s vrijednošću rizika u početnoj godini i nakon određenog razdoblja, npr. za 10 godina. Pritom je za odlučivanje obima zahvata jedan od važnih čimbenika svakako i buduća uloga dalekovoda. Primjerice, u slučaju dva voda s približno istom razinom rizika, prednost s gledišta razdoblja u kojem će se pristupiti zahvatu ili obima zahvata (revitalizacije ili rekonstrukcije) će imati vod koji ima značajniju ulogu u budućnosti. Sukladno tome, obzirom da metodologija uvažava energetske značajke svakog voda kroz iznos energije koja se njime razdjeljuje, prelaskom na 20 kV napon značaj, odnosno rizik voda bi općenito trebao pasti, zbog smanjenja količine razdijeljene energije te time i mrežnih posljedica kvara.

2. U pojedinim slučajevima obnova starog nadzemnog voda 35 kV je skuplja od polaganja novog kabela 35 kV. Što autori misle o tom rješenju?

Odgovor:

Kao što je prethodno objašnjeno, rezultat metodologije je izračun rizika pojedine dionice nadzemnog voda na temelju vjerojatnosti kvara i posljedica kvara. Ideja metodologije je da se vrijednost rizika, a posebice promjena vrijednosti rizika tijekom idućeg vremenskog razdoblja, uspoređuje s mogućim mjerama za smanjivanje rizika – što su najčešće veće ili manje revitalizacije odnosno rekonstrukcije.

U tom smislu primarno je važno da se metodologijom prepoznaju dionice s visokim rizikom, a dalje u analizi je moguće umjesto uobičajenih zahvata revitalizacije ili zamjene obraditi i sve druge relevantne zahvate koji unaprijeđuju stanje mreže i smanjuju rizik.

Kabliranje postojećeg zračnog voda je ravnopravna investicijska mjera posebice u područjima priobalja u kojima posolica značajno utječe na smanjivanje očekivanog životnog vijeka nadzemnog voda.

3. Da li je opisana metodologija postala službena (sa obveznom primjenom) na razini HEP ODS-a?

Odgovor:

Planirano je rezultate metodologije koristiti kao jednu od podloga za definiranje kapitalnih ulaganja u revitalizaciju i rekonstrukciju postojećih DV 35 kV u sklopu idućeg desetogodišnjeg plana razvoja distribucijske mreže HEP ODS-a. Stoga je važno imati na umu da se pri izradi planova ulaganja i razvoja distribucijske mreže obuhvaća ukupna problematika potreba za ulaganjima u DV 35 kV pa isto tako i mogućnost napuštanja voda zbog drugih razvojnih rješenja, pri čemu je nužno osigurati tehničku ispravnost takvog voda do kraja razdoblja korištenja, odnosno do kraja gospodarske eksploatacije voda.

SO5-04 Mario Križić, Filip Jelavić, Tibor Dolenc, Zoran Rubinić, Dalekovod-Projekt d.o.o., Ivan Orišak, HEP ODS d.o.o.: „Planiranje obnove dalekovoda 35 (30) kV kao važne sastavnice distribucijske mreže“

Izvješće recenzenta:

U radu je u prvom dijelu opisana primjena u AIM/CBRM metodologije u kvantifikaciji rizika u Studiji planiranja obnove 35 kV dalekovoda u hrvatskoj distribucijskoj mreži. Detaljno su analizirani parametri koji utječu na konačnu ocjenu zdravlja elementa dalekovoda pomoću čimbenika kojima se vrednuje stanje objekta ili njegovog dijela temeljem opažanja (modifikatora zapaženog stanja), koji se određuju kod pregleda (očevida) i čimbenika kojim se uzima u obzir lokacija dalekovoda.

Stručno i detaljno su opisani uzroci propadanja i najčešća oštećenja koja se pojavljuju na pojedinim elementima nadzemnih vodova.

U drugom dijelu rada razmatraju se općeniti scenariji obnove postojećih nadzemnih vodova. Ovisno o uočenim nedostacima (dotrajnost opreme, nedovoljna prijenosna moć, ugrožena sigurnost pogona i ljudi itd.) predlažu se odgovarajuća tehnička rješenja obnove.

Na kraju je prikazan primjer tehničkog rješenja obnove DV 35 kV Krk – Cres – Lošinj uz primjenu LIDAR tehnologije.

Značaj rada je u sustavno opisanim oštećenjima i nedostacima pojedinih elemenata dalekovoda temeljene na iskustvu projektiranja obnove i izgradnje dalekovoda. Važno je istaknuti i doprinos autora u sistematizaciji mogućih varijanti tehničkih rješenja obnove dalekovoda (Tablica I. Opseg revitalizacije u ovisnosti o uočenim problemima) s detaljnim opisom primjene tehnologije visoko temperaturnih vodiča koja će u budućnosti imati sve veću primjenu.

Pitanja recenzenta i odgovori autora:

1. Autori su u radu sustavno opisali uzroke, nedostatke i oštećenja osnovnih elemenata dalekovoda koji se većim dijelom mogu uočiti vizualno tijekom pregleda – očevida, mogu li autori izdvojiti značajke stanja elemenata dalekovoda za čiju ocjenu je:

- a) potrebna posebna stručna obučena – edukacija
- b) odgovarajuća dijagnostička tehnika?

Odgovor:

a) Sukladno „HRN EN 1993-3-1:2014 Eurokod 3: Projektiranje čeličnih konstrukcija - Dio 3-1: Tornjevi, jarboli i dimnjaci -- Tornjevi i jarboli“, a čija je primjena obvezna prema „Tehničkom propisu za građevinske konstrukcije“ (NN 17/2017), propisana je procedura redovnih i glavnih pregleda. Glavni pregled konstrukcije čeličnih stupova potrebno je povjeriti inženjeru specijalistu (ovlaštenom inženjeru građevinarstva) za čelične konstrukcije koji poznaje kompletnu problematiku konstrukcija, tornjeva i jarbola te može ocijeniti statičko i konstrukcijsko stanje tih građevina. Slično se može smatrati i za ostale dijelove nadzemnih vodova, odnosno preporuka je da detaljnije preglede provode iskusni inženjeri odgovarajućih struka koji su se tijekom svog radnog vijeka specijalizirali za područje nadzemnih vodova.

b) Prikupljanje kvantitativnih podataka o pojedinim elementima dalekovoda provodi se mjerenjem na terenu te laboratorijskim ispitivanjima. Ovisno o vrsti mjerenja ili ispitivanja, metode mogu zahtijevati isključivanje dalekovoda radi uzimanja uzoraka za detaljna ispitivanja. U tablici 2.4 predmetnog članka prikazane su odgovarajuće dijagnostičke tehnike koje se uobičajeno primjenjuju prilikom ispitivanja elemenata nadzemnih vodova

2. Jedna od mjera kojom se može značajno produljiti životni vijek dalekovoda je i antikorozivna zaštita čelično rešetkastih stupova zaštitnim premazima. Kako je u sklopu studije prikupljen značajan skup podataka o postojećim 35 kV dalekovodima u RH je su li autorima raspoloživi podaci o:

- a) duljini i/ili broju stupova 35 kV dalekovoda i
- b) postotku (gledano prema ukupnom broju stupova i duljini dalekovoda u RH) u RH koji su zaštićeni dodatnim antikorozivnim premazima?
- c) Kakvo je stanje kada je riječ o 110 kV dalekovodima HOPS-a?

Odgovor:

a) Prema dostavljenim podacima od strane djelatnika HEP ODS-a, na 766 stupova od ukupno 11828 čelično rešetkasta stupa 35 kV dalekovoda u RH primijenjeni su barem jedanput dodatni antikorozivni zaštitni premazi.

b) Na približno 6.5 % čelično rešetkastih stupova 35 kV dalekovoda u RH, primijenjeni su barem jedanput dodatni antikorozivni zaštitni premazi.

c) Autori ovog članka ne raspolažu predmetnim podacima o broju i udjelu stupova HOPS-a koji su zaštićeni dodatnim antikorozivnim premazima

3. U radu procijenjeni omjeri jediničnih cijena klasičnih i visokotemperaturnih vodiča (Tablica II. Usporedba klasičnog s visoko temperaturnim vodičima). Kako je riječ o podatku iz literature iz 2009. godine imaju li autori novije podatke posebice jer je i na području RH revitaliziran veći broj dalekovoda s visoko temperaturnim vodičima?

Odgovor:

- Problematika zamjene tzv. klasičnih vodiča novim visokotemperaturnim vodičima u pravilu nije jednostavna niti jednoznačna. Izbor optimalne varijante revitalizacija voda odnosno zamjene vodiča zahtjeva odgovarajuću tehnokonomsku analizu za svaki pojedini slučaj pri čemu je uobičajeno potrebno uzeti u obzir zahtjeve za potrebnim povećanjem prijenosne moći uz zadržavanje statičkih opterećenja na postojećim stupovima i očuvanje sigurnosnih visina i udaljenosti te eventualne druge zahtjeve.

- Jedan od zadnjih značajnijih projekata zamjene Al/Če vodiča na 35 kV dalekovodu HEP ODS-a odrađen je na način da se Al/Če vodič presjeka 120/20 mm² zamijenio sa visokotemperaturnim vodičem tipa ACCC Silvassa HTLS 124/28 mm². U ovom konkretnom slučaju i promatrajući isključivo cijenu vodiča, cijena visokotemperaturnog vodiča u odnosu na navedeni klasični Al/Če vodič iznosi približno 5:1, uz istodobni potencijal povećanja prijenosne moći u iznosu od cca. 75%. Međutim, kako je u uvodu ovog odgovora navedeno, prilikom odluke zamjene klasičnog vodiča novim visokotemperaturnim potrebno je razmotriti sve tehnokonomske zahtjeve i aspekte kako bi se odabralo optimalno rješenje.

U nastavku je prikazana usporedba karakteristika navedenih vodiča:

Vodič	Al/Če	Al/Če	ACCC Silvassa HTLS
	120/20 mm ²	240/40 mm ²	124/28 mm ²
1. Masa	494 kg/km	987 kg/km	397 kg/km
2. Vanjski promjer	15.50 mm	21,9 mm	14.35 mm
3. Uzdužni srednji istosmjerni el. otpor kod 20°C	0.2374 Ω/km	0,1188 Ω/km	0.2264 Ω/km
4. Prekidna sila	44.9 kN	88,1 kN	67.4 kN
5. Najviša trajno dopuštena temperatura	80°C	80°C	175°C 2)
6. Nazivna struja	za 80°C - 385 A 1)	za 80°C - 605 A 1)	za 100°C - min. 461 A

			za 180°C 2) - min. 667 A
7. Cijena	≈12 HRK/m	≈20 HRK/m	≈60 HRK/m

1) - pri temperaturi zraka 40°C, brzini vjetra 0.6 m/s

2) - 180°C je temperatura jezgre vodiča, kod koje je temperatura površine vodiča 75°C

Važno je kod tehničko ekonomskog vrednovanja Alče vodiča i HTC vodiča vrednovati vodiče koji imaju istu prijenosnu moć, konkretno HTC vodič ACCC Silvassa HTLS 124/28 mm² kod najviše trajno dopuštene temperature ima 73% veću nazivnu struju od vodiča Alče 120/20 mm², odnosno prijenosnu moć ima usporedivu s Alče vodičem 240/40 mm².

SO5-05 Anamarija Klarić, Goran Grgurić, Danijel Variola, Martina Biondić, HEP ODS d.o.o: "Povećanje prijenosne moći 35 kV mreže prigrada Rijeke"

Izvješće recenzenta:

Nakon prijelaza grada Rijeke na izravnu transformaciju (nakon puštanja u pogon TS 110/20 kV Zamet 2021.), dio prigradske mreže koji je prešao na 20 kV ostat će samostalna cjelina napajana preko 35 kV mreže. Radi se o 35 kV prigradskoj vezi koji je napajana iz dvije čvrste 110 kV pojne točke. U radu je opisano tehničko rješenje koje bi osiguralo dodatnu pouzdanost sadašnjim i budućim korisnicima mreže.

U radu je primjereno uzeta u obzir izgradnja TS 110/20 kV Mavrinci (predviđena za izgradnju u srednjoročnom planu), tako da se promatra povećanje pouzdanosti napajanja veze TS 220/110/35 kV Pehlin – TS 35/20 kV Grobnik – TS 35/20 kV Mavri – TS 110/35 kV Krasica.

Kako nije predstavljena perspektiva promjene opterećenja po ključnim kategorijama korisnika, nije jasno za koje bi razdoblje moglo zadovoljavati predstavljeno tehničko rješenje. Budući da u Elektroprimorju ti podaci svakako postoje, trebalo bi u popisu literature navesti dokumentaciju koja je korištena kao podloga.

Predstavljeno tehničko rješenje se čini tehnički i financijski prihvatljivo, ali treba se dodatno osvrnuti na stanje ostale opreme i stupova DV pa iskazati cijenu obnove u cjelini, po mogućnosti u kn/km.

Pitanja recenzenta i odgovori autora:

1. Pojasniti perspektivu promjene opterećenja na području prigrada Rijeke, odnosno širem području Mavri i Grobnika. Kakve su projekcije porasta opterećenja u narednom razdoblju?

Odgovor:

Za područje konzuma iz napojne TS 35/20 kV Mavri predviđa se godišnji porast opterećenja od 4,5% za sljedećih 5 godina i 3% za sljedećih 10 godina dok se za područje konzuma iz napojne TS 35/20 kV Grobnik predviđa godišnji porast opterećenja od 3% za sljedećih 5 godina i 2% za sljedećih 10 godina.

2. Zbog čega je predložena ZTACIR tehnologija kao optimalno tehničko rješenje, budući da se teži primjeni ACCC tehnologije, zbog iste prijenosne moći, a znatno manjih padova napona i gubitaka po jedinici duljine?

Odgovor

Ovaj rad se naslanja na iskustva vezanim za tehnologiju koja je uvedena u našem DP-u. Svakako ćemo proučiti predloženu tehnologiju.

3. U slučaju ispada vodnog polja Mavri u TS 220/110/35 kV Pehlin, uz vršno opterećenje ostvareno u 2018. godini, rekonstruirani vod, opterećen je gotovo 100%. Isplati li se promatrati ovo rješenje, uzevši u obzir očekivani porast opterećenja? Koliko godina predloženo rješenje treba zadovoljavati i koja je uloga voda nakon toga?

Odgovor:

S obzirom na porast vršnog opterećenja predviđamo da će za cca 5 godina opterećenje postojećeg voda TS Pehlin – TS Mavri u normalnom pogonu dostići 100%. Rekonstrukcijom voda u ZTACIR dobit ćemo još cca 10 godina. Problem ostaje i dalje izvanredni pogon, što imamo već i danas. U tom slučaju jedino rješenje ostaje rasterećenje postojećeg konzuma TS 35/20 kV Mavri na 20 kV naponskom nivou na način da dio konzuma preuzme susjedna TS 110/20 kV Matulji koja je povezana sa tri poprečne 20 kV kabelske veze. Rekonstrukcijom predmetnog voda TS Pehlin – TS Mavri u ZTACIR i spomenuta rasterećenja biti će bitno jednostavnija jer će iste biti manjih razmjera.

SO5-06 Sonja Ravlić Begić, Velimir Ravlić, RAVEL d.o.o., Neven Lang Kosić, Mario Pernar, HEP ODS d.o.o.: „Izgradnja zamjenske TS 110/10(20) kV na lokaciji postojeće TS 30(35)/10 kV“

Izvešće recenzenta:

U referatu se razmatra problematika izgradnje zamjenskih TS 110/10(20) kV na lokaciji postojećih TS 30(10) kV.

Takva rješenja su opravdana sa tehničkog i ekonomskog stanovišta, s obzirom da je u gradskim uvjetima (a često i u vangradskim) teško dobiti nove lokacije za izgradnju TS 110/10(20) kV.

Izgradnjom zamjenske TS 110/10(20) kV iz pogona se automatski eliminira postojeća (u pravilu dotrajala) TS 30(35) kV što je također potpuno opravdano, te je u skladu sa koncepcijom razvoja distribucijskog sustava u Republici Hrvatskoj.

U ovom referatu napravljena je analiza nužnih zahvata za ugradnju zamjenskih TS 110/10(20) kV na lokaciji postojećih TS 30(35)/10 kV. Razradila se mogućnost ugradnje novog metalom oklopljenog i plinom SF₆ izoliranog postrojenja 110 kV u sklopu postojeće zgrade kao i smještaj energetskih i kućnih transformatora, SN postrojenja, ormara sekundarne opreme te pomoćnih napajanja unutar postojeće zgrade.

Navedenim rješenjem se ispunjavaju uvjeti zaštite okoliša, kratki rok izgradnje bez potrebe isključenja konzuma, zadovoljenje tehničkih standarda po pitanju sigurnosti i pouzdanosti pogona, itd.

Referat predstavlja doprinos stručnoj praksi u čitavom HEP ODS-u. S obzirom na očekivani razvoj distribucijske mreže u Republici Hrvatskoj, sigurno je da će potreba za izgradnjom zamjenskih TS 110/10(20) kV na lokaciji postojećih TS 30(35)/10 kV postojati u svim distribucijskim područjima.

Pitanja recenzenta i odgovori autora:

1. Koliko je transformatorskih stanica 30/10 kV u Elektri Zagreb predviđeno za rekonstrukciju na transformaciju 110/20 kV?

Odgovor:

U Elektri Zagreb je nekoliko TS 30/10 kV predviđeno da postanu izvori 110/20 kV i to:

- TS EL-TO (već rekonstruirana)
- TS Cvjetno naselje (u tijeku rekonstrukcija)
- TS Kršnjavoga (razrađeno idejno rješenje)
- TS Ružmarinka (razrađeno idejno rješenje)
- TS Podsused (u međuvremenu se uspjelo, iskoristili postojeću industrijsku TS, pa se od toga zahvata odustalo.

Inače u Elektri Zagreb predviđene su za rekonstrukciju u izravnu transformaciju 110/20 kV i neke TS 110/30/10 kV, odnosno 110/30+30/10 kV. (TS TE-TO, TS Jarun, TS Dugo Selo, TS Jertovec)

2. Koje su snage predviđene za ugradnju na lokacijama u rekonstruiranim TS 30/10 kV?

Odgovor:

U transformatorskim stanicama gdje ima mjesta predviđene su tipske snage do 2x63 MW (ili čak više kao u TS EL-TO), dok je u drugima, s obzirom na gabarite i neproširivost objekata, buduća snaga 2x40 MW.

3. Zbog kojih sve razloga se sve češće pokušavaju iskoristiti postojeće lokacije već dosta starih TS 30/10 kV za izgradnju zamjenskih TS 110/10(20) kV?

Odgovor:

Više je razloga:

- osigurana lokacija
- nova tehnološka rješenja koja se uklapaju u postojeće gabarite
- postojeće TS su praktično u središtu konzuma sa već razvijenom SN mrežom – to znači manje troškove raspleta.

SO5-07 Deni Četković, Nikola Bogunović, HEP ODS d.o.o. „Određivanje optimalne pozicije ugradnje nn regulatora napona primjenom genetskog algoritma“

Izvešće recenzenta:

U referatu je opisan postupak određivanja optimalne pozicije ugradnje NN regulatora napona primjenom genetskog algoritma na vrlo dugačkom NN strujnom krugu napajanom iz TS G.Jelenje. Zbog velikog broja novih potrošača na promatranom

strujnom krugu pojavila se potreba za ugradnjom regulatora napona radi zadovoljavanja propisanih granica. Kako bi se u naselju na kraju NN voda moglo priključiti čim veći broj potrošača, traženju optimalne pozicije ugradnje pristupilo se primjenom genetskog algoritma. NN mreža i potrošači prikazani su matričnim zapisima a pozicija ugradnje i drugi parametri regulatora kao kromosom genetskog algoritma. Napisani algoritam je selekcijom, križanjem i mutacijom kromosoma kroz generacijski razvoj predlagao poboljšana rješenja. Svako od milijun predloženih rješenja pozicije ugradnje regulatora prošlo je kroz kontrolni proračun te je evolucijom pronađeno optimalno rješenje za poziciju ugradnje.

Razrađenom metodologijom omogućeno je sagledavanje svih faktora koje utječu na smještaj regulatora napona te je određeno optimalno rješenje ugradnje koje sagledava sanaciju naponskih prilika na kompletnom vodu i omogućuje priključenje maksimalnog broja potrošača u naselju na kraju NN izvoda.

Pitanja recenzenta i odgovori autora:

1. Da li se kod modeliranja opterećenja postojećih i budućih krajnjih kupaca na NN izvodu uzima u obzir faktor istodobnosti vršnog opterećenja?

Odgovor:

Rješavanju problema pristupilo se na način da se promatra najkritičniji pogonski trenutak.

Prikazano rješenje omogućuje maksimalnu potrošnju od 49.5 kW u naselju na kraju NN voda.

To znači da će se uzevši u obzir faktor istovremenosti od npr. 0.8 za kupce na kraju mreže na tom vodu moći priključiti 61.9 kW instalirane snage, odnosno maksimizacijom vršne snage istovremeno se povećava i maksimalni mogući iznos instalirane snage.

2. Koji model proračuna tokova snaga je korišten u razmatranom postupku (AC pristup, DC pristup proračunu), odnosno da li se u postupku određivanja optimalne pozicije ugradnje NN regulatora napona razmatraju i gubici u mreži?

Odgovor:

Korištena je "backward-forward sweep" metoda proračuna tokova snaga u Matlabu. U ovom slučaju primijenjena je jednokriterijska optimizacija gdje je jedini cilj bio maksimalni prijenos snage te gubici nisu razmatrani. Za očekivati je da bi višekriterijska optimizacija sa uključenim vrednovanjem gubitaka pomicala optimalnu poziciju stabilizatora bliže napojnoj stanici čime bi se smanjivala maksimalna snaga koja se može potrošiti na kraju voda (ovisno o težinskim faktorima za obje varijable u funkciji cilja).

3. Koliki su procijenjeni troškovi ugradnje NN regulatora napona?

Odgovor:

Procijenjeni troškovi su između 170 i 200 tisuća kuna.

SO5-08 Franjo Sukser, Josip Gajger, Igor Bujan, Andrija Bilek, Dejan Ćulibrk, Bojan Đurović, HEP ODS d.o.o.: „Metodologija za odabir spojnih (poveznih) 10(20) kV vodova u Elektri Bjelovar“

Izvješće recenzenta:

HEP – Operator distribucijskog sustava d.o.o., Elektra Bjelovar kao operator distribucijskog sustava ima zadatak svojim kupcima osigurati što veću pouzdanost napajanja. Pouzdanost napajanja kao takva definirana je Uvjetima kvalitete opskrbe električnom energijom. Kako bi se povećala pouzdanost napajanja u određenim dijelovima mreže, a s obzirom na konfiguraciju mreže (veliki udio nadzemnih vodova) unutar distribucijskog područja Elektre Bjelovar odlučeno je da će se graditi povezni vodovi između radijalno napajanih 10(20) kV vodova.

U referatu je opisana metodologija za odabir spomenutih 10(20) kV spojnih (poveznih) vodova koji su nominirani za projektiranje kako bi se što više povećala pouzdanost napajanja. Uz navedeno izračunat je i koeficijent korisnosti za pojedini spojni vod gledano s ekonomske strane.

Pokazatelji pouzdanosti su preuzeti iz Uvjeta kvalitete opskrbe električnom energijom. U grafičkom obliku dani su karakteristični ulazni podaci. Metodologija je zasnovana na bodovanju utjecajnih parametara kao što su: obuhvaćeni broj korisnika mreže, distribuirana električna energija, vršno opterećenja, broj stupova za zamjenu, količina vodiča i izolatora za zamjenu, broj korisnika mreže (kupaca) sa godišnjom potrošnjom većom od 30.000 kWh, dužina trase na nepristupačnim (slabo pristupačnim) područjima, prosječno godišnje trajanje zastoja (2011. – 2018. g.) te broj daljinski upravljivih naprava (DURN). Za svaki parametar dan je izvor.

Referat ima metodološke značajke. On se može iskoristiti i kao podloga za donošenje odgovarajuće metodologije na razini HEP ODS-a.

Pitanja recenzenta i odgovori autora:

1. Da li je razmatran kriterij pada napona u mreži 10 kV(20 kV) kada se jedan povezani vod u potpunosti prespoji na drug?

Odgovor:

Prije nominiranja pojedinih 10(20) kV dalekovoda za izgradnju spojnog voda između njih napravljeni su kontrolni proračuni pada napona softverskim paketom Neplan. Ustanovljeno je da većina istih zadovoljavaju kriterije pada napona dok neki rubno zadovoljavaju ako je između njih spojni vod. Također potrebno je naglasiti da spojni vodovi u budućnosti neće služiti kao trajno pogonsko stanje već samo kao kratkotrajno rješenje prilikom planiranih ili neplaniranih zastoja. Kao olakotna okolnost može se uzeti malo opterećenje navedenih 10(20) kV nadzemnih dalekovoda te skori prelazak 10 kV mreže na 20 kV napajanje što će uvelike smanjiti padove napona.

2. Kakve su tipične dužine postojećih nadzemnih magistralnih vodova 10(20) kV na području DP Elektra Bjelovar?

Odgovor:

Prosjek tipičnih dužina postojećih nadzemnih magistralnih 10(20) kV vodova na području DP Elektre Bjelovar je cca. 10000 m.

3. Postoje li pobliže definicije za dotrajale stupove koje treba zamijeniti te nepristupačna područja?

Odgovor:

Podaci o dotrajalim stupovima te nepristupačnom terenu preuzeti su iz evidencije održavanja koju vode Terenske jedinice. Pregledi 10(20) kV nadzemnih dalekovoda vrše se svake 2 godine gdje se pregledava i evidentira stanje pojedinih elemenata nadzemnih dalekovoda. Dotrajali stupovi mogu biti dotrajali u smislu da zahtijevaju hitnu zamjenu u nekom kratkom vremenskom razdoblju te u smislu da je potrebna zamjena do sljedećeg periodičkog pregleda. Nepristupačnim područjem smatraju se područja unutar DP-a do kojih je otežan pristup mehanizaciji te je potrebno duže vrijeme za zamjenu stupova i/ili drugih elemenata.

SO5-09 mr.sc. Josip Popović, Zvonimir Popović, Dejan Ćulibrk, HEP ODS d.o.o., Mirjana Padovan, Državni inspektorat Republike Hrvatske: „Pristup selektivnosti u zaštiti niskonaponske mreže“

Izvješće recenzenta:

U radu je prikazan jedan pristup selektivnosti u niskonaponskoj mreži šticenoj od struja kratkog spoja osiguračima, što je uobičajeni pristup u distribucijskim niskonaponskim mrežama.

Autori polaze od činjenice da u slučaju serijske ugradnje, među njima zbog ispravnog djelovanja mora biti ispunjen kriterij selektivnost. Selektivnost se određuje iskustveno prema nazivnim strujama osigurača, grafički na njihovim zaštitnim karakteristikama ili proračunom prema struji kratkog spoja.

Kod proračuna selektivnosti nadstrujne se karakteristike osigurača modeliraju analitičkim formulama uz određeno zadovoljavajuće odstupanje. Osigurač koji je niže postavljen i bliži je mjestu kratkog spoja mora djelovati na tu struju brže nego njemu više postavljeni osigurač i udaljeniji od mjesta kratkog spoja.

U referatu je opisan model proračuna zagrijavanja strujom kratkog spoja te uvjeti selektivnosti osigurača. Također je dan analitički model zaštitnih karakteristika osigurača NVO.

U zaključku autori navode da omjer vremena djelovanja za usporedbu međusobne selektivnosti bilo koja dva osigurača mora biti veći od tri.

Pitanja recenzenta i odgovori autora:

1. Da li je temeljem izloženog pristupa razvijen računalni program? Ako jeste, kakva su iskustva u primjeni?

Odgovor:

Ako se tako može reći, računalni pristup je određen tako da se za svaki pojedinačni slučaj izračuna struja kratkog spoja iz uvjeta koji su određeni svojstvima niskonaponske mreže. Iz vrijednosti struja kratkog spoja analitički se određuju odnosi nazivnih struja susjednih osigurača kod kojih oni sigurno selektivno djeluju. U primjeni se to može prikazati i tablično.

2. Da li se u Elektri Bjelovar ugrađuju osiguraču u niskonaponski (nadzemni) vod, tzv. linijski osigurači? Ako da, kakva su iskustva u primjeni?

Odgovor:

Takozvani linijski osigurači ugrađivani su u niskonaponske nadzemne mreže kad se nije mogla postići zadovoljavajuća zaštita od struje jednopolnog kratkog spoja na kraju ili na odcjepu niskonaponske mreže osiguračem postavljenim u transformatorskoj stanici na početku te niskonaponske mreže jer je za njega nazivno i pogotovo vršno opterećenje bilo veće od same struje kratkog spoja.

3. Da li se mreže niskog napona štite i drugim zaštitnim uređajima (osigurači drugih značajki od NVO, prekidači)?

Odgovor:

Iako su osigurači i dalje najviše zastupljeni u zaštiti niskonaponskih mreža od struja kratkog spoja i posebno sve češćih pojava strujnih preopterećenja ugradnja niskonaponskih prekidača ima sve veći udjel u njihovoj zaštiti.

SO5-10 Josipa Barišin, Tomislav Koledić, Ana Crnolatac, HEP ODS d.o.o. „Ukidanje 30 kV naponske razine i prijelaz na 20 kV naponsku razinu iz 4TS 28 TE-TO“

Izvješće recenzenta:

Referatom razmatra mogućnosti uvođenja 10(20) kV naponske razine iz 4TS TE-TO te mogućnost postupnog ukidanja 30 kV naponske razine. Dan je pregled postojećeg stanja 30 kV elektroenergetske mreži te nekoliko varijanti uvođenja 10(20) kV naponske razine.

Kako tema obuhvaća široko područje koje zahtjeva duboku analizu svakog pojedinog segmenta, radom su mogle biti prikazane samo najosnovnije informacije i ideje uvođenja nove naponske razine bez detaljne razrade predloženih rješenja.

Referat daje dobar temelj za buduća razmatranja predmetne problematike te je zadovoljio tražene kriterije.

Pitanja recenzenta i odgovori autora:

1. Obrađuje li članak cjelokupni rasplet istočne mreže grada Zagreba uključujući Resnik?

Odgovor:

U članku nije obrađen cjelokupni rasplet istočne mreže grada Zagreba jer izlazi izvan okvira članka. Članak obrađuje prijedlog optimalnog rješenja ukidanja 30 kV napona u distribucijskoj mreži istočnog dijela grada Zagreba napajane iz 4TS 28 TE-TO.

2. Koje je trenutno stanje proizvodnog pogona DIOKI-a?

Odgovor:

Na lokaciji postojećeg proizvodnog postrojenja DIOKI primijećena je pojava novih većih kupaca što je rezultiralo otpuštanjem priključne snage od strane DIOKI-a i raspodjela iste na njih. Novi kupci se priključuju na naponsku razinu od 10kV; odnosno u zadnje vrijeme im je uvjetovan priključak i na 20 kV naponsku razinu jer elektroenergetska mreža u okolici dolazi do maksimuma svojih kapaciteta na 10 kV. S

obzirom na navedeno može se još jednom istaknuti kako je dugoročni cilj Elektre Zagreb postojeći elektroenergetski sustav transformirati u sustav s jednom razinom srednjeg napona (20 kV), odnosno razvoj mreže temelji se na ukidanju naponske razine 30 kV.

3. U članku su navedena tri rješenja rekonstrukcije 4TS 28 TE-TO. Koje od tih rješenja predstavlja najočekivaniji postupak rekonstrukcije 4TS 28 TE-TO na 20 kV razinu?

Odgovor:

S obzirom na kompleksnost zahvata rekonstrukcije 4TS 28 TE-TO koja ovisi o raspletu okolne srednjonaponske elektroenergetske mreže te o ispunjavanju određenih preduvjeta, u prvoj fazi očekujemo ugradnju jednog transformatora 110/10(20) kV nazivne snage 20 ili 40 MVA. Kako bi 4TS 28 TE-TO u konačnici prešao na 20 kV naponsku razinu, potrebno je prvotno pripremiti okolnu mrežu za isto. Kako to nije moguće u kratkom vremenskom roku, novi će ugrađeni transformator privremeno raditi na 10 kV naponskoj razini i tek kada okolna mreža bude spremna za prelazak i kada bude bio osiguran kriterij n-1, transformator će moći raditi na 20 kV naponskoj razini te će se dalje moći razmatrati ugradnja drugog 110/20 kV transformatora nazivne snage 40 MVA.

SO5-11 Filip Relić, Tin Tomašić, Krešimir Špicnagel, Mladen Vuksanić, HEP ODS d.o.o. „Završetak prijelaza 10 kV mreže Elektre Sisak na 20 kV pogonski napon“

Izvešće recenzenta:

U radu je dan pregled završnih aktivnosti na prijelazu distribucijskog područja Elektre Sisak na 20 kV pogonski napon. U prvom dijelu rada su pojašnjena načela i poticaji za prijelaz mreže s 10 kV na 20 kV pogonski napon, prednosti u pogonu takve mreže, te izazovi koji se pri tome očekuju.

Autori su pojasnili osnovna obilježja distribucijskog područja, povijesni pregled ulaganja u prijelaz mreže na 20 kV napon, pri čemu su detaljnije opisali operativne zahvati na primarnim dijelovima distribucijskih postrojenja, te su se kratko osvrnuli na pogon i održavanje mreže nakon njenog prijelaza na 20 kV pogonski napon.

U drugom dijelu rada pojašnjen je financijski aspekt prijelaza Elektre Sisak na 20 kV u periodu od 2006 do danas, opisan je prijelaz područja napajano iz TS 110/10(20) kV Petrinja, prikazano je godišnje kretanje gubitaka električne energije, te je obrađen proračun opterećenja i pada napona vodova napajanih iz predmetne transformatorske stanice.

Autori na kraju zaključuju kako prijelaz mreže na 20 kV pogonski napon donosi svoje prednosti i nedostatke promatrane s tehno-ekonomskog aspekta, pri čemu su neke od prednosti povećanje prijenosne moći i poboljšanje naponskog profila uzduž voda.

Značaj rada je u tome što sažeto prikazuje aktivnosti na prijelazu na 20 kV pogonski napon u distribucijskom području Elektre Sisak kao prvo distribucijsko područje u Hrvatskoj koje je u potpunosti napustilo mrežu s 10 kV pogonskim naponom, te na uspješan način daje presjek aktivnosti od 1975. godine, kada se s ulaganjima započelo pa sve do 2019. kada je završen prijelaz na 20 kV pogonski napon.

Pitanja recenzenta i odgovori autora:

1. Kakva su iskustva u vođenju pogona SN mreže nakon dovršetka prijelaza na 20 kV napon, konkretno:

- a) je su li, i na koji način, mijenjana uklopna stanja i konfiguracija dijelova mreže u normalnom uklopnom stanju te
- b) koliko se povećala fleksibilnost pogona mreže u slučaju održavanja i otklanjanja kvarova u poremećenom pogonu dijela mreže?
- c) Koliki je utjecaj prijelaza na 20 kV na broj zastoja odnosno kvarova?

Odgovor:

- a) Nije došlo do promijene normalnog uklopnog stanja mreže direktno zbog prijelaza na 20 kV pogonski napon, ali je manjim dijelom promijenjena konfiguracija kabela mreže jer se odustalo od zamjene nekih kabela. Uglavnom su formirane nove kabelaške petlje s transformatorskim stanicama tipa s srednjenaponskim blokovima tipa 2VT.
- b) Prijelazom kompletnog DP-a na 20 kV pogonski napon dobili smo mogućnost lakšeg izoliranja dijela postrojenja u kvaru. U smislu održavanja, povećalo se opterećenje na održavanje jer su nedostaci na opremi postrojenja, koji nisu bili vidljivi tijekom rada na 10 kV pogonskom naponu, sada rezultirali kvarom.
- c) Broj kratkotrajnih kvarova (otklonjenih nakon odrade APU-a) se povećao. Pretpostavljamo da je razlog povećanja broja kratkotrajnih kvarova u prvoj godini nakon prijelaza na 20 kV neadekvatna prosjeka. Analiza dugotrajnih kvarova je pokazala da nema korelacije između promijene naponske razine i broja kvarova.

2. Možete li prokomentirati i detaljnije opisati utjecaj prijelaza na 20 kV na gubitke (tehničke) u mreži. Na grafu (slika 6.) je vidljivo da gubitci imaju izrazito veliki raspon i pod znatnim su utjecajem drugih čimbenika (rat i okupacija, utjecaj velikih potrošača na gubitke i sl.) npr. Pojasniti detaljnije stanja za godine 1996., 2004.-2009. i 2018.

Odgovor:

Pitanje gubitaka je komplicirano zato što se promatra kroz dulji vremenski period, tijekom kojeg je bilo značajnih promjena u konfiguraciji mreže, te je izmijenjen i značajan broj elemenata mreže (vodova, transformatora i sl.). U navedenom grafu se navode ukupni gubici, odnosno nisu izdvojeni isključivo tehnički gubici te se ne može procijeniti u kolikom udjelu neovlaštena potrošnja električne energije doprinosi eratičnom ponašanju grafa. U periodu od 1995. do 2005. se može tumačiti kao razdoblje obnove i izgradnje devastirane mreže te uređenja priključaka i obračunskih mjernih mjesta. U narednom razdoblju (2005. – 2009.) se više pristupilo detaljnijoj optimizaciji mreže, analizi optimalnih uklopnih stanja, nadziranju neovlaštenih potrošnji i slično. Povećanje gubitaka u periodu koji slijedi može biti uzrokovan gospodarskom krizom koja je smanjila potrošnju velikih potrošača (koji su bili uglavnom na srednjem i visokom naponu te su manji gubici dopreme energije do tih potrošača budući da je smanjen broj transformacija i duljina vodova do mjesta mjerenja potrošnje). Gubici tijekom 2018. godine su smanjeni u odnosu na prethodnu godinu zbog prelaska TS Sisak 2 na 20 kV te prelaska dijela TS Petrinja na 20 kV. Puni doprinos prelaska TS Sisak 2 je ostvaren tek 2019. godine kad je od početka godine cijeli TS Sisak 2 bio na 20 kV pogonskom naponu. Sličan trend se očekuje i od TS Petrinja za 2020. godinu. Također su i u ranijim periodima puštane u pogon elektrane (hidroelektrane, elektrane na biomasu) koje su mogle imati utjecaj na smanjenje gubitaka te valovitost krivulje.

3. Kako se u referatu navodi, postoje brojne izravne koristi prijelaza mreže s 10 na 20 kV pogonski napon. Mogu li autori navesti koje su sve neizravne koristi takvog projekta te detaljnije opisati utjecaj na stanje i dotrajalost opreme u mreži na primjeru transformatora i/ili SN kabela.

Odgovor:

Neke od neizravnih koristi su povećana fleksibilnost u otklanjanju kvarova, jednostavnija nabava opreme, upravljanje zalihama i zamjena dotrajale postojeće opreme u mreži. Tijekom pripreme za prijelaz na 20 kV pogonski napon, mijenjani su kabeli tipa IPO 13/IPO 13-A, te velik dio EHP 48-A srednjenaponskih kabela, pa je samim time i prosječna starost kabela u Elektri Sisak značajno smanjena. Procijenjeno je da u Elektri Sisak nakon prijelaza na 20 kV pogonski napon ima još 20 km EHP 48-A dionica za zamijeniti, dok je ostalo kabel tipa XHE ili XHP. U sklopu prijelaza na 20 kV napon zamijenjeni su nepreklopivi transformatori 10/0,4 kV i ugrađeni su novi transformatori 20/0,4 kV s manjim gubicima, što svakako doprinosi kako smanjenju gubitaka tako i povećanju pouzdanosti sustava.

SO5-12 Anamarija Klarić, Goran Grgurić, Danijel Variola, Martina Biondić, HEP ODS d.o.o., „Prijelaz složene mreže grada Rijeke na 20 kV pogonski napon“

Izvešće recenzenta:

Distribucijsko područje Elektroprimorje Rijeka ima vrlo razvijenu 20 kV distribucijsku mrežu. Do sada je u pogonu na 20 kV naponu gotovo cijela mreža distribucijskog područja osim užeg dijela samog grada Rijeke.

Preostali dio mreže i dalje u pogonu na 10 kV naponu napaja se, odnosno biti će napajan nakon izgradnje TS 110/20 kV Zamet, pomoću četiri pojne točke 110/x kV – Sušak, HE Rijeka, Turnić i Zamet.

U elektroenergetskom smislu, strujno-naponske prilike u 10 kV su zadovoljavajuće, no ipak se očekuju značajne koristi od prelaska na 20 kV napon kroz smanjenje gubitaka u SN vodovima kao i fleksibilniju te pouzdaniju poveznju mrežu unutar grada, a između dviju ili više pojmih TS 110/x kV.

Radom je detaljno obrađena problematika pripreme i prijelaza mreže na 20 kV napon u okruženju korisnika mreže s visokom priključnom snagom i potrošnjom i vlastitom mrežom znatno integriranom u SN mrežu grada Rijeke. Problematika je razrađena analizom i prikazom više varijanti mogućeg napajanja korisnika u slučaju nemogućnosti ili otežane rekonstrukcije SN mreže (instalacija) samih korisnika.

Naglašen je i značaj kvalitetne pripreme i planiranja trasa novih podzemnih vodova za zamjenu starih 10 kV kabela ili izgradnju novih za potrebe razvoja mreže ili priključenje novih korisnika mreže.

Autori završno ne daju vlastiti konačan sud oko načina i varijante konačnog prijelaza gradske mreže na 20 kV, no predlaganjem kvalitetnih varijanti rješenja i provođenjem analiza istih, daje se dobra osnova za daljnju raspravu i promišljanje prije konačne odluke. I u tome je poseban značaj ovog stručnog rada, primarno za dovršetak prijelaza grada Rijeke, ali i kao podloga za pripremu drugih velikih gradskih središta za prijelaz na 20 kV kao što su Zagreb, Split, Osijek itd.

Pitanja recenzenta i odgovori autora:

1. Osim strateškog cilja potpunog prelaska DP-a na izravnu transformaciju i korištenje 20 kV napona, mogu li autori konkretno navesti odnosno procijeniti kakvo je trenutno stanje u pogonu na 10 kV i buduće na 20 kV vezano uz:

- Naponske prilike u gradskoj mreži
- Prijenosne moći vodova odnosno zagušenja u mreži
- Iznose gubitaka u SN mreži

a kako bi bile jasnije izravne koristi od prijelaza na 20 kV.

Odgovor:

Prema proračunima i analizi SN mreže grada Rijeke stanje je sljedeće:

- Padovi napona u 10 kV mreži su do 4 % u normalnom pogonu, dok se za 20 kV mrežu procjenjuje da neće biti veći od 1,5 % u normalnom pogonu.
- Najveće opterećenje u 10 kV mreži u normalnom pogonu dostiže oko 90 % prijenosne moći voda (kabelski vodovi tipa NPO 13-A, 3x120 mm²), a za 20 kV mrežu se procjenjuje da će najveće opterećenje iznositi oko 30 % prijenosne moći voda.

Gubici na vodovima u 10 kV mreži su oko 1,5 MW, a za buduće stanje na 20 kV naponskom nivou se procjenjuje da će isti iznositi oko 0,4 MW.

2. U nastavku na prethodno pitanje, može li se dati komentar na usporedbu navedenih koristi i planiranih troškova za zamjenu opreme i vodova u distribucijskoj mreži i za rješavanje problematike četiri velika korisnika obrađena u referatu?

Odgovor:

Planirani troškovi prijelaza su cca 80.000.000,00 kn. Oprema i vodovi koji se mijenjaju su na isteku životnog vijeka, tako da osim te koristi, promjena naponskog nivoa omogućit će sigurniji pogon prije svega kod izvanrednih okolnosti i redovitih manevara prilikom održavanja postrojenja. Isto vrijedi i za četiri velika korisnika mreže iz referata, jedino je nepoznato da li su i oni spremni za ovaj projekt.

3. U nastavku na prethodno pitanje, mogu li autori predložiti svoje viđenje optimalne dinamike aktivnosti do potpunog prelaska SN mreže grada Rijeke na 20 kV?

Odgovor:

Nakon provedenih analiza autori referata predlažu da prijelaz SN mreže grada Rijeke ima sljedeću dinamiku: prijelaz SN mreže TS Zamet (1. faza) može biti neovisan od drugih faza dok prijelaz TS Sušak (2. faza) i TS Turnić - TS Rijeka (3. faza) će biti istovremeni (eventualni odmak od 6 mjeseci).

SO5-13 Miro Levak, Andrija Bilek, Štefan Ivičić, Josip Gajger, Ivan Nikolić, Dalibor Cinek, HEP ODS d.o.o., „Primjena C-I metodologije u Elektri Bjelovar“

Izješće recenzenta:

U referatu je opisana primjena C-I metodologije na primjeru mreže HEP ODS-a, DP Elektra Bjelovar. Autori navode da su prilikom izrade plana investicija za naredni period koristili upravo ovu metodologiju.

Osnovno polazište u primjeni C-I metodologije je činjenica da svi elektroenergetski objekti i oprema imaju svoj rok trajanja unutar kojeg se očekuje da će njihov rad biti u skladu s danim karakteristikama. Kada se njihov radni vijek približava kraju počinju se događati kvarovi i zastoji što dovodi do nepouzdanosti, nesigurne i nekvalitetne isporuke električne energije i povećanih gubitaka. C-I metodologijom pokušava se na temelju egzaktnih pokazatelja (važnost objekta, starost, okolišni uvjeti, isporučena energija, broj kvarova i sl.) kreirati relevantna rang lista objekata za koje je potrebna rekonstrukcija ili revitalizacija. Svi dijelovi elektroenergetske mreže (transformatori, kabelski dalekovodi, zračni dalekovodi i niskonaponske mreže) mogu se obuhvatiti prilikom primjene ove metodologije.

U referatu je opisana C-I metodologija. Dan su konkretni referentni podaci za ocjenu stanja opreme, te je opisan način izračuna bodova.

U primjeni metodologije izvršilo se povezivanje podataka iz nekoliko baza (DISPO, Trafogled, Billing, Planiranje razvoja, De-GIS, Pogonska mjerenja). Kreirane su vlastite rang liste objekata za koje je, prema pravilima metodologije, određeno hoće li se raditi revitalizacije ili rekonstrukcije.

Referat predstavlja koristan doprinos u području planiranja investicijskih ulaganja, naročito zato jer je nastao primjenom u praksi distribucijskog područja.

Pitanja recenzenta i odgovori autora:

1. Da li C-I metodologija omogućava rangiranje investicija uvjetovanih sanacijom loših naponskih prilika?

Odgovor:

C-I metodologija ne omogućava rangiranje investicija uvjetovanih sanacijom naponskih prilika. HEP ODS ima program za razradu investicijskih ulaganja za sanaciju naponskih prilika koji ima zasebnu metodologiju.

2. U distribucijskim mrežama postoje elementi čija je starost veća od vrijednosti iz tablice 1. Kako se u bodovanju pristupa takvim elementima?

Odgovor:

Kod slučaja da elementi čija je starost veća od vrijednosti iz tablice 1. svi bodovi se izračunaju prema referentnoj formuli, a nakon toga se bodovi skaliraju na maksimalan broj bodova koji je moguće dodijeliti (100 bodova). Ukoliko je više objekata sa istovjetnim brojem bodova, može se objekte rangirati prema koloni *Bodovi bez ograničenja*.

3. U pogl. 3.2.1 ukazuje se na problem nedosljednosti u nazivima niskonaponskih izlaza i transformatorskih stanica. Radi se o problemu koji je prisutan u svim distribucijskim područjima, i to desetljećima. Da li je taj problem riješen u potpunosti u Elektri Bjelovar? Postoji li konceptijski pristup tom problemu u HEP ODS-u

Odgovor:

Prilikom kontrole baze podataka (DISPO, Trafogled, Billing, Planiranje razvoja, De-GIS, Pogonska mjerenja) u zadnjih nekoliko godina u Elektri Bjelovar se kontinuirano usklađuju nazivi NN izlaza dok su nazivi TS kompletno usklađeni.

HEP ODS je izradio aplikaciju *DIFFERO* koja služi za kontrolu usklađenosti naziva NN izlaza i TS te eventualnih korekcija.

Preporučena tema 4. Investicijski planovi operatora distribucijskog sustava

SO5-14 dr.sc. Minea Skok, Danko Vidović, Tomislav Baričević, Energetski institut Hrvoje Požar, dr.sc. Lahorko Wagmann, HERA „Procijenjeni utjecaj krajnjih kupaca s vlastitom proizvodnjom i korisnika postrojenja za samoopskrbu na iznos naknade za korištenje prijenosne i distribucijske mreže“

Izvešće recenzenta:

U radu su prikazani rezultati studije koju je tijekom 2019. godine izradio EIHP za HERA-u u kojoj je detaljno procijenjen utjecaj kupaca s vlastitom proizvodnjom i korisnika postrojenja za samoopskrbu na prihode operatora prijenosnog i distribucijskog sustava iz naknade za korištenje prijenosne i distribucijske mreže. Rad je usredotočen na krajnje kupce na niskonaponskoj distribucijskoj mreži. Analize su provedene na temelju obračunskih podataka s obračunskih mjernih mjesta te značajki korisnika distribucijske mreže za 2018. godinu, podataka o zgradama, odnosno samostalnim uporabnim cjelinama zgrade iz registara izvješća o energetskim pregledima zgrade i izdanih energetskih certifikata te podataka prikupljenih kod popisa stanovništva 2011. godine o stambenim jedinicama.

Pitanja recenzenta i odgovori autora:

1. Da li ovakav model poticanja (kupac s vlastitom proizvodnjom i korisnik postrojenja za samoopskrbu) kako je postavljen u ZOIEVUK-u omogućuje krajnjem kupcu jednostavnu odluku o pokretanju investicije u izgradnju vlastitog proizvodnog postrojenja?

Odgovor:

U RH model poticanja i utvrđivanja ušteda koje iz njega proizlaze za korisnike postrojenja za samoopskrbu (KPS) nije jednostavan (jednostavno shvatljiv) što je bitan preduvjet donošenja odluka kod fizičkih osoba (kućanstava). Kada uštede nije moguće jednostavno procijeniti to ili sprječava odluku ili stvara prostor za manipulacije netočnim informacijama.

Naime, temeljem odredbi ZOIEK (članak 44.), za korisnike postrojenja za samoopskrbu kao model poticanja se koristi „neto-mjerenje“. Stoga oblik krivulje opterećenja (satna potrošnja) u intervalu „neto-mjerenja“ (u RH to je kalendarski mjesec) ne utječe toliko na razinu ušteda; odnosno, utječe u mjeri razdiobe mjesečne potrošnje kućanstava na razdoblja više (VT) i niže (NT) dnevne tarifne stavke kod tarifnog modela Bijeli i Crveni (za tarifni model Plavi ne). Taj podatak velikoj većini kućanstava nije poznat jer se radi o mjesečnim vrijednostima.

Razdjela godišnje potrošnje kućanstava po kalendarskim mjesecima ipak utječe na razinu ušteda kod kućanstava na samoopskrbi zato što je u RH obračunsko razdoblje „neto-mjerenja“ kalendarski mjesec. Dakle za utvrđivanje ušteda /isplativosti kod kućanstava u RH bitno je poznavati mjesečne potrošnje no taj je podatak velikoj većini kućanstava nepoznat zbog šestomjesečnih očitavanja brojila. Da je u RH, kao u Sloveniji, propisano da je obračunsko razdoblje „neto-mjerenja“ kalendarska godina, tada

razdjela potrošnje kućanstva po satima i kalendarskim mjesecima ne bi utjecala na razinu ušteta.

Slično vrijedi iz za kupce s vlastitom proizvodnjom (poduzetnišvo); KVP. U RH je model poticanja i utvrđivanja ušteta koje iz njega proizlaze za KVP dosta složen i to je sigurno ne doprinosi vjerodostojnom i jednostavnom donošenju odluke o investiciji u FN sustav kao i o optimalnoj instaliranoj snazi FN sustava. Naime, u RH se višak električne energije KVP preuzima uz naknadu. Predmetna naknada (jedinična cijena preuzimanja) je ovisna o omjeru ukupne električne energije koju je KVP preuzeo iz mreže (E_{pi}) i ukupne električne energije koju je KVP predao u mrežu (E_i) unutar obračunskog razdoblja (kalendarskog mjeseca) (ZOIEK, članak 44.). U tom je slučaj analiza optimalne instalirane snage FN postrojenja složenija budući ovisi o nizu veličina: obliku krivulje opterećenja i proizvodnje KVP (razdjela na VT i NT, razdjela po danima, razdjela po mjesecima), cijeni preuzimanja i cijeni isporuke električne energije u mrežu, očekivanoj vrijednosti pokazatelja uspješnosti ulaganja, itd.

2. Možete li navesti slične primjere poticanja iz zemalja članica EU-a?

Odgovor:

Neto-mjerenje je mjera poticanja u kojoj je interval „netiranja“ veći od mjernog intervala. Može dakle biti 1 sat, pa do uključivo godinu dana. Što je dulji, uštete su za kupca veće. Uvriježeno je navoditi da u intervalu „netiranja“ kupac s vlastitom proizvodnjom koristi elektroenergetsku mrežu kao spremnik za pohranu viškova električne energije koju koristi za umanjene potrošnje u razdobljima unutar intervala „netiranja“ u kojima viškova nema. Viškovi električne energije kojima se umanjuje potrošnja u razdobljima unutar intervala „netiranja“ vrednuju se po jednakoj cijeni kao i potrošena električna energija. „Neto-mjerenje“ može se dakle primjenjivati u razdobljima različitog trajanja i isto tako na različiti broj sastavnice računa za električnu energiju (opskrbeni dio, dio za korištenje mreže, naknadu za OIEK, trošarine,..). U tom smislu se „neto-mjerenje“ dosta razlikuje u pojedinim zemljama (više je ili manje povoljno za krajnje kupce).

Neto-obračun je mjera poticanja u kojoj se račun za električnu energiju u dijelu koji se odnosi na preuzetu električnu energiju umanjuje za vrijednost predane električne energije. Kao vrijednost predane električne energije koriste se različite cijene, npr. poticajna cijena (FIT), cijena na veleprodajnom TEE, cijena na maloprodajnom TEE, nula (viškovi se ne otkupljuju/plaćaju).

Za KVP i KPS u RH na snazi sljedeće mjere poticanja:

- kod KPS: mjesečno neto-mjerenje i to odvojeno u VT i NT, te mjesečni neto-obračun,
- kod KVP: mjesečni neto-obračun,

uz korištenje („prebacivanje“) negativnih novčanih iznosa za opskrbu u sljedeće obračunsko razdoblje s ciljem umanjivanja vrijednosti narednog(ih) računa.

Od 30 europskih zemalja, 12 ih primjenjuje „neto-mjerenje“ (izvor: *Best practices on Renewable Energy Self-consumption, Delivering a New Deal for Energy Consumers, European Commission, COM(2015) 339 final, 15.7. 2015.*, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_autre_document_travail_service_part1_v6.pdf):

Zemlja	Granica snage	Razdoblje „netiranja“	Godišnja kvota
BE	10 kW (Brisel 5 kW)	godišnje	-

CY	<3kW	mjesečno & godišnje	10 MW
DK	satno „netiranje“: 50 kW FN; 25 kW WPP; 11 kW CHP (do kraja 2012. kućanstava ≤6 kW)	satno (do kraja 2012. godišnje)	-
EL	20 kW i 0,5x priključna snaga kupca	godišnje	-
HU	50 kW	pregovori s ODS-om (mjesečno, polugodišnje ili godišnje)	-
HR	kućanstva	mjesečno (odvojeno VT, NT) & godišnje (prebacivanje „ušteda“ na naredno obračunsko razdoblje)	-
IT	500 kW	godišnje	-
LI	10 kW		da
LV	11 kW	godišnje	-
NL	50 kW	godišnje	-
PO	50 kW	polugodišnje	300 MW za <3 kW 500 MW za 3- 10 kW
SI	11 kW (do 05/2019) 0,8 x priključna snaga NN kupca	godišnje	- 10 MVA (do 05/2019)

Iz tablice je moguće primijetiti kako su neto-mjerenje u većini zemalja ograničeno na manje snage FN sustava nego li je to u RH; u RH to je priključna snaga kućanstva za koju ne postoji propisana granica i u praksi može dosegnuti i par stotina kW. Jednako vrijedi i za KVP; u RH objektivno nema ograničenja snage proizvodnog postrojenja kod KVP. Uvođenje ograničenja ima smisla zbog ograničavanja negativnih učinaka „netiranja“ na korištenje distribucijske mreže i prihode ODS-a kao i mjere energetske učinkovitosti. U tom smislu autori članka su mišljenja kako je i u RH trebalo ograničiti instaliranu snagu proizvodnog postrojenja korisnika postrojenja za samoopskrbu na 11 kW.

U nastavku je dana kratka usporedba modela samoopskrbe električnom energijom iz OIE i poticanja istog „netiranjem“ u RH i Sloveniji. U Sloveniji je riječ je o puno jednostavnijem pristupu nego li je pristup koji se primjenjuje u RH. Slovenija ga je odlučila uvesti kao alternativu puno skupljem modelu poticanja poticajnom cijenom (FIT) s ciljem zadovoljenja propisane razine 25 % udjela OIE u ukupnoj finalnoj potrošnji za 2020. U Sloveniji je samoopskrbu električnom energijom odlučeno uvoditi kontrolirano i postupno od siječnja 2016. stupanjem na snagu Uredbe o samoopskrbi električnom energijom iz OIE. Primjena je započela s ograničenjima: godišnjom kvotom proizvodnih postrojenja za samoopskrbu od najviše 10 MVA (7 MVA za kućanstva i 3 MVA za malo poduzetništvo) i najvećom nazivnom snagom svakog pojedinog proizvodnog postrojenja za samoopskrbu od 11 kVA (16 A, 3f). Odvojene kvote za kućanstva i male poduzetnike uvedene su s ciljem kako bi samoopskrba prevladavala u kategoriji kućanstva, te kako mali poduzetnici ne bi „zauzeli“ cjelokupnu godišnju kvotu. Ukoliko do 1. listopada tekuće godine u nekoj kategoriji kvota nije popunjena, raspoloživi dio se može koristiti za drugu kategoriju.

U prvij inačici Uredbe obračunsko razdoblje „netiranja“ je jedna kalendarska godina, a višak predane nad preuzetom električnom energijom na godišnjoj razini se ne plaća korisniku. Predviđeno je da bi 10 MVA sustava za samoopskrbu trebalo proizvesti 10,5 GWh električne energije godišnje, te da će radi toga 20 % te električne energije

(na godišnjoj razini) umanjiti ukupnu električnu energiju kojom se opskrbljuju takvi korisnici mreže (dakle koji se samoopskrbljuju).

Radi jednostavnosti i manjih troškova, na mjestu priključenja predviđeno je jedno dvosmjerno intervalno brojilo električne energije. Osim toga, radi jednostavnosti, korisnici mreže koji se samoopskrbljuju se smatraju jednotarifnim korisnicima mreže (na taj se način provodi i „netiranje“, dakle ne odvojeno u višoj i nižoj tarifi kao u RH).

U usporedbi s hrvatskim modelom za KVP i KPS, ocjenu utjecaja na prihode ODS-a, OPS-a, uštede investitora, na trošarine, naknade za OIE, i sl. u Sloveniji je moguće relativno jednostavno provesti s obzirom da:

- su propisane maksimalne snage pojedinačnih sustava te ukupne godišnje kvote (u RH objektivno nema ograničenja snage proizvodnog postrojenja kod KVP, a isto vrijedi i za kućanstva na samoopskrbi),
- se otkup viškova isporučene električne energije na godišnjoj razini ne provodi (predaje se opskrbljivaču/otkupljivaču), a time ni cijene otkupa ne ovise o omjeru primo/predane električne energije na sučelju s distribucijskom mrežom (kao u RH za KVP), a
- „netiranje“ se provodi jednotarifno i to na godišnjoj razini pri čemu je predmetna neto razmjena osnovica izračuna svih troškova i naknada (npr. mrežarina se obračunava temeljem razlike ukupne godišnje preuzete i predane električne energije iz/u distribucijsku mrežu mjerene na dvosmjernom brojilu električne energije na sučelju s mrežom).

Prethodno navedeno ne vrijedi za RH zbog čega je ocjena utjecaja vlastite proizvodnje kod korisnika na hrvatskom tržištu puno složenija, i to ne samo u pogledu utjecaja na iznos naknade za korištenje prijenosne i distribucijske mreže, naknade za OIEK i trošarina, već i samim investitorima kod donošenja odluke o ulaganju. A poznato je da je jedan od bitnih preduvjeta donošenja odluke o investiciji razumijevanje ušteda, jednostavnost izgradnje i što niži rizik u budućnosti.

Budući je u Sloveniji propisano da se višak proizvedene električne energije na godišnjoj razini ne otkupljuje (u prvoj inačici Uredbe je čak izravno uređeno da ga besplatno preuzima opskrbljivač), nema gospodarske djelatnosti koja zahtijeva registraciju u poslovni registar AJPES (Agencija za javnopravne evidence in storitve), nema paušalnog plaćanja socijalne i zdravstvene zaštite, a vlasnik/korisnik sustava je motiviran dimenzionirati sustav i proizvoditi električnu energiju na godišnjoj razini primarno samo za svoje potrebe (samoopskrbu).

Kao posljedica Uredbe koja je na snazi od 2016. i bespovratnih potpora (sufinanciranja) koja su osigurana iz tzv. EKO fonda („EKO sklad“), do kraja 2018. godine u sustav samoopskrbe bilo je uključeno oko 2.000 proizvodnih postrojenja.

Uredba je izmijenjena i dopunjena u svibnju 2019. godine s ciljem širenja modela samoopskrbe, ne samo na kupce (kućanstva, malo poduzetništvo) u pojedinačnim objektima već i na skupine kupaca u višestambenoj i/ili stambeno-poslovnoj zgradi, te zajednice obnovljive energije koje su u Sloveniji prostorno (lokacijski) ograničene na kupce koji su priključeni na istu TS SN/NN. Osim toga, priključna snaga proizvodnog postrojenja kod individualne i samoopskrbe skupine kupaca ograničena je na 0,8 vrijednosti priključne snage u smjeru preuzimanja električne energije („kao kupca“), a ukinuta je i godišnja kvota.

U Sloveniji proizvodna postrojenja koja su trenutačno ili su bila u sustavu poticanja poticajnom cijenom (FIT), ne mogu ni po isteku predmetnog ugovora o otkupu postati kupci na samoopskrbi (u RH to nije propisano). Kategorije kupaca koje imaju pravo na model samoopskrbe su kućanstva i malo poduzetništvo (dakle, prema slovenskom Zakonu o energiji to je poduzetništvo na NN s priključnom snagom manjom od 41 kW).

U Sloveniji je razvidno kako svrha samoopskrbe nije stvaranje dobiti, već proizvodnja električne energije za vlastite potrebe ili pokrivanje potreba za električnom energijom međusobno povezanih krajnjih kupaca. Kako bi se izbjegle bilo kakve špekulacije vlasnika o samoopskrbi, dodana je odredba da vlasnik uređaja za samoopskrbu električnom energijom ne može steći status proizvođača električne energije i ne smije prodavati električnu energiju proizvedenu u tom uređaju. Bilo koji višak električne energije kupac može „predati“ samo svom „dobavljaču“ (opskrbljivaču). Dakle, svaki kupac „predaje“ svom dobavljaču viškove, što vrijedi i za samoopskrbu u zajednici (kupci u zajednici ne zaključuju poseban ugovor o predaji viškova samo jednom određenom „dobavljaču“). S obzirom da koncept besplatne predaje viška električne energije (kako je bilo uređeno Uredbom iz 2016.) nije u skladu s paketom energetske propisa EU (zimski paket – „Čista energija za sve Europljane“), Uredba iz 2019. više ne predviđa takvo ograničenje, već odluku o načinu „predaje“ viška (besplatno ili uz naknadu) prepušta tržištu.

Slovenski model „netiranja“ vrlo jednostavan: provodi se na godišnjoj razini, i nema složene metodologije utvrđivanja cijene otkupa (kao na primjer u RH u slučaju KVP). Zbog toga razdioba (način) potrošnje i proizvodnje KVP tijekom dana, mjeseca i godine ne utječe na konačni rezultat (račun). Usporedbe radi, to ne vrijedi za RH i u tom smislu je pitanje odabira optimalne instalirane snage FN sustava te ocjena njegova učinaka (kako za investitora, tako i za nadležne subjekte) u RH dosta složenija nego li je u Sloveniji.

3. Kakve će posljedice na opisani model imati odredba članka 15. stavka 4. Direktive 2019/944?

Odgovor:

Članak 15. stavak 4. Direktive 2019/944 propisuje:

Države članice koje imaju postojeće programe kojima se zasebno ne iskazuje električna energija koja je predana u mrežu i električna energija koja je potrošena iz mreže, ne dodjeljuju nova prava u okviru tih programa nakon 31. prosinca 2023. U svakom slučaju kupci koji podliježu postojećim programima imaju mogućnost u svakom trenutku odabrati novi sustav obračuna zasebno za električnu energiju koja je predana u mrežu i električnu energiju koja je potrošena iz mreže kao osnovu za izračun naknada za mrežu.

U kombinaciji s člankom 21. Direktive 2018/2011, članak 15. Direktive 2019/944 nalaže zemljama članicama EU da preispitaju učinke i opravdanost neto-mjerenja i vlastite proizvodnje u pogledu korištenja elektroenergetske mreže :

Države članice uspostavljaju okvir koji omogućuje promicanje i olakšavanje razvoja potrošnje vlastite energije iz obnovljivih izvora .. Poticajnim okvirom se osigurava (između ostalog) da potrošači vlastite energije iz obnovljivih izvora na odgovarajući i uravnotežen način doprinose podjeli troškova sustava kada se električna energija predaje u mrežu.

Nadalje, članak 15. stavak 2e. Direktive 2019/944 nalaže da aktivni kupci:

podliježu naknadama za mrežu koje odražavaju troškove, transparentne su i nediskriminacijske te zasebno iskazuju za električnu energiju koja je predana u mrežu i električnu energiju koja je preuzeta iz mreže.

Stoga, države članice EU koje primjenjuju neto-mjerenje kao mjeru poticanja (a to je i RH) moraju istražiti učinak predmetnih Direktiva na svoje postojeće sheme.

Iz članka 15. stavak 4. Direktive 2019/944 se može zaključiti kako se u RH nakon 2023. vjerojatno više neće odobravati novi zahtjevi za neto-mjerenje (samoopskrbu). Ostaje otvoreno pitanje kako će se RH odrediti u pogledu primjene neto-mjerenja kod korisnika postrojenja za samoopskrbu koji su do 1.1.2024. stekli status KPS – da li će se neto-mjerenje kod postojećih KPS ukinuti počevši od 2024. na dalje (vjerojatno „ne“) i ako „ne“ koliko dugo će se neto-mjerenje primjenjivati kod tih korisnika (npr. još samo određeni broj godina)?

Članak 21. Direktive 2018/2011 odražava uvriježeni pristup da se za proizvedenu i potrošenu obnovljivu energiju koja ostaje „iza brojila električne energije“ (samoopskrba) ne naplaćuju naknade i naknade. Međutim, članak 21. omogućava da države članice pod određenim uvjetima primijene nediskriminirajuće i proporcionalne namete, naknade i pristojbe čak i na tu energiju, npr. u slučaju postrojenja na obnovljive izvore energije veće od 30 kW ili čak i manje, ako su potpore učinkovite. Izraz "nediskriminirajući i proporcionalan" može se naći u različitim kontekstima. S jedne strane, u kontekstu "postupaka", ali s druge strane u kontekstu "nameta, naknada i naknada". Izraz "troškovno orijentiran" koristi se samo vezano uz „mrežne troškove“. U kontekstu provedbe otvoreno je pitanje kakvo će značenje imati ti termini i kako će ih se transponirati u zakonodavstvo RH.

SO5-15 Mladen Vuksanić, Anđelko Tunjić, Goran Vidmar, Ivan Baran, HEP ODS d.o.o., „Izazovi u implementaciji napredne metodologije za ocjenu rizika na postojećoj imovini“

Izvješće recenzenta:

U referatu je opisan pilot projekt korištenja metodologije za ocjenu rizika imovine temeljem stanja - AIM/CBRM (eng. Asset Investment Management/Condition Based Risk Management) na dvije važne sastavnice mreže, srednjonaponske kabele i transformatorske stanice TS SN/NN te u dva distribucijska područja, Elektroprimorje Rijeka i Elektra Koprivnica. Navedena metodologija je alat koji koriste operatori distribucijske mreže u Velikoj Britaniji za vrednovanje rizika na postojećoj imovini.

Opisani su preduvjeti za implementaciju metodologije, a posebno je istaknuta važnost dostupnih kvalitetnih i ažurnih podataka o imovini. Zaključeno je da je u cilju šire implementacije metodologije nužno pristupiti uvođenju i osiguranju slijedećih ključnih preduvjeta:

- Konsolidacija i integracija ključnih HEP ODS-ovih aplikacija GIS, SCADA, Billing i DISPO,
- Izrada jedinstvene IT podrške za provedbu održavanja,
- Uspostava registra kvarova te
- Unificiranje i normizacija pregleda i dijagnostičkih ispitivanja po pojedinim sastavnicama i elementima mreže.

Pitanja recenzenta i odgovori autora:

1. U referatu autori opisuju preduvjete za širu implementaciju opisane metodologije u poslovanje HEP ODS-a. Može li se dati kraći opis tijeka odnosno dinamike projekta takve šire implementacije?

Odgovor:

Kako je u radu navedeno, zbog složenosti i opsežnosti metodologije važno je širu implementaciju izvesti u više koraka od kojih bi prvi korak svakako bio upoznavanje svih distribucijskih područja s osnovnim načelima i rada po metodologiji.

Isto je već u velikoj mjeri napravljeno dovršetkom projekta odnosno studije „Planiranje obnove DV 35 kV kao važne sastavnice distribucijske mreže HEP ODS-a“ utemeljenoj na AIM/CBRM metodologiji u svibnju 2020. godine. Studija je obuhvatila sve dionice nadzemnih vodova 35 kV u HEP ODS-u te su u radu tima sudjelovali stručnjaci iz većeg broja distribucijskih područja, a ostali kolege kroz sistematizaciju ulaznih podataka i analizu dobivenih rezultata.

Naredni korak bio bi širenje metodologije tj. analize po već razvijenim modelima za transformatorske stanice SN/NN i kabele 10(20) kV na sva distribucijska područja. Isto je moguće realizirati unutar ciklusa jedne planske godine, no obzirom na vrlo velik broj takvih objekata vrlo je važno osigurati odgovarajuću informatičku platformu odnosno izraditi bazu podataka za prikupljanje, obradu i pohranu ulaznih i izlaznih podataka kako bi cijeli posao bio obavljen sa što većom efikasnošću.

Tek potom se preporuča nastaviti razvoj modela za preostale elemente mreže i to kroz par faza i redom prema prioritetu postoji li potreba za naprednim alatom za pomoć pri definiranju ulaganja u takvu kategoriju imovine. Može se pretpostaviti sljedeći popis faza razvoja modela:

1. Za opremu u pojnim točkama 110/x i 35/x kV u nadležnosti HEP ODS-a (transformatori, zgrade i ostali građevinski elementi, primarna i sekundarna oprema)
2. Za preostale srednjonaponske vodove (KB i PKB 35(30) kV te nadzemni vodovi 10(20) kV)
3. Mrežu niskog napona

Za svaku od navedenih faza procjenjuje se projektni ciklus za razvoj modela i implementaciju u poslovanje u trajanju od oko 18 do 24 mjeseca

2. Od navedenih i u referatu opisanih izazova/preduvjeta, koji od njih autori smatraju najizazovnijim i zbog čega?

Odgovor:

Jedno od osnovnih obilježja metodologije je čvrsta sprega između ocjene zdravlja pojedinog elementa mreže i izračuna pripadajuće vjerojatnosti nastanka kvara. U tu svrhu ključno je raspolagati kvalitetnim reprezentativnim detaljnim podacima o kvarovima na promatranoj populaciji imovine.

Trenutno se takvim podacima ne raspolaže, a pogotovo za sve kategorije imovine koja se želi u budućnosti ocjenjivati ovom metodologijom u HEP ODS-u.

Kako bi se navedeno ostvarilo nužno je osmisliti i implementirati informatičku platformu opisano kao registar kvarova.

Po razvoju i implementaciji takvog jedinstvenog sustava u poslovanje za cijeli HEP ODS, za osiguranje kvalitetne statistike kvarova i pripadajućih veličina za ocjenu rizika

na imovini, nužno je vjerodostojno punjenje takve baze kroz dostatan period. Procjenjuje se potreban minimalan uzorak podataka od barem tri do pet godina, a poželjno je i do deset godina.

Na temelju navedenog, odnosno uslijed dugog perioda do pune funkcionalnosti registra kvarova, ovo se procjenjuje najvećim rizikom odnosno izazovom za implementaciju.

3. Što je moguće napraviti kako bi se brže implementirala ovakva metodologija u redovno poslovanje? Postoje li određene „quick win“ mogućnosti?

Odgovor:

Kako je i navedeno u referatu, primarno je potrebno za uspješnu implementaciju podignuti svijest o važnosti i koristima ovakvog sustava na razini cijelog HEP ODS-a. U smislu brže implementacije, dobro je početi prilagođavati poslovne procese kako bi bili sve više u skladu s načelima i potrebama ovakve metodologije, npr. početi organizirati poslovne aplikacije i baze podataka da budu pripremljene za prihvata i obradu važnih podataka za AIM/CBRM metodologiju.

Isto tako pravilima i uputama za rad posebno u dijelu aktivnosti pregleda i održavanja uvažiti promjene koje osiguravaju značajan dio ulaznih podataka o elementima mreže, npr. usklađenje mjernih i ispitnih metoda koje se uobičajeno koriste.

„Quick win“ mogućnostima primarno se smatra korištenje većeg broja ulaznih vrijednosti i kalibracijskih veličina prema javno dostupnoj verziji metodologije CNAIM (eng. Common network asset indices methodology) kojom se koriste svi operatori distribucijskog sustava u Velikoj Britaniji za ocjenu rizika na imovini dok se na razini HEP ODS-a ne osiguraju i usuglase adekvatni podaci. Time se metodologija može zadovoljavajuće primijeniti i početi koristiti na gotovo svim kategorijama imovine.

SO5-16 Igor Đurić, Josip Kožar, Željko Sokodić, HEP ODS d.o.o. „Ulaganje u sustave uzemljenja neutralne točke ruralne srednjonaponske elektrodistribucijske mreže 20 kV“

Izvešće recenzenta:

U uvodnom dijelu referata ukazano je na razvojnu orijentaciju HEP ODS-a, koji ubrzava aktivnosti prijelaza mreže 10 kV na 20 kV. Time se povećava udio mreže u pogonu na 20 kV naponu. Prijelaz na 20 kV kao i povećanje duljine kabela srednjonaponske mreže priključene na pojedinačnu pojnu transformatorsku stanicu nepovoljno utječe na porast kapacitivne struje zemljospoja. Podizanjem pogonskog napona 10 kV na 20 kV u istoj mreži dolazi do udvostručenja te struje. Također su navedeni načini uzemljenja zvjezdišta koji se trenutačno koriste u Republici Hrvatskoj.

Postrojenje za uzemljenje neutralne točke srednjonaponske mreže napona 20 kV je točka u kojoj se moraju uskladiti tehničke značajke srednjonaponskog postrojenja u transformatorskoj stanici i tehničke značajke priključene srednjonaponske mreže sa pogonskim pravilima i zahtjevima zakonskog okvira. U referatu je opisana pripremna procedura koja prethodni provedbi uzemljenja zvjezdišta. Dani su statistički podaci o aktivnostima na izgradnji/rekonstrukciji TS VN(SN)/SN, te načinu uzemljenja zvjezdišta.

Među mogućim tehničkim rješenjima za uzemljenje neutralne točke nužno je izabrati tehnički zadovoljavajuće i financijski optimalno. U radu su prenesena iskustva prikupljena kroz nedavne projekte prijelaza na 20 kV i rekonstrukcije pojnih transformatorskih stanica. Dan je konkretan primjer takvih aktivnosti u TS 35/10(20) kV Čazma i pripadnoj SN mreži.

Ovaj referat ima metodološke značajke jer na sustavan način obrađuje problematiku uzemljenja zvjezdišta SN mreže. Osim toga referat daje konkretne podatke o relevantnim parametrima za provedbu uzemljenja zvjezdišta u TS 35/10(20) kV Čazma i pripadnoj SN mreži. Ti podaci će biti pomoć pri provedbi uzemljenja dugih TS 35/10(20) kV sa sličnim značajkama pripadne mreže SN.

Pitanja recenzenta i odgovori autora:

1. Da li HEP ODS d.o.o. planira donijeti i objaviti tipizaciju rješenja za provedbu uzemljenja zvjezdišta u različitim okolnostima?

Odgovor:

Tipizacija je važna. Stupanj tipizacije odražava razinu zrelosti tehničkih kompetencija i sustavnog pristupa djelatnosti. U okruženju stalnih promjena u kojem djeluje Operator distribucijskog sustava određuju se prioriteti tipizacije, tako su danas stručni potencijali uglavnom usmjereni tipizaciji tehničkih rješenja na sučelju korisnika i mreže. Od 2010. se prikupljaju iskustva iz primjene tehničkih rješenja prema prošlim tipizacijama u području transformatorskih stanica x/SN i testiraju modificirana tehnička rješenja. Za sada postoje preporuke i smjernice za uzemljenje neutralne točke koje koristimo kod projektiranja izgradnje i rekonstrukcije pojnih točaka i planiramo pretvoriti u tipizaciju u budućnosti.

2. Zašto je podešenje zaštite od jednopolnih kvarova u mreži 10(20) kV priključenoj na TS 35/10(20) kV Čazma odabrano na 1 sekundu? Podešenjem na vrijednost od npr. 0,5 sekundi postigli bi se laki uvjeti na uzemljivačima TS 10(20)/0,4 kV.

Odgovor:

Jakost struje jednopolnog kratkog spoja u srednjonaponskoj ovisi uglavnom o tome:

- radi li se o čvrstom ili prolaznom spoju,
- koji je materijal u strujnom krugu kratkog spoja,
- koliko je kvar daleko od pojne točke i koliki je specifični otpor tla,
- kako je uzemljena neutralna točka SN mreže.

Brzina i točnost prorade relejne zaštite ovisi o tehničkim značajkama uređaja i mjernih transformatora. Granična vrijednost od 1s za bliski jednopolni kratki spoj je početna vrijednost koja će osigurati da proračun bude na sigurnoj strani. Ovisno o stanju sekundarne opreme, specifičnostima mreže, proračunu i procjeni stručnjaka za udešenje relejne zaštite - brzina prorade može se skraćivati čak do 0,4 s u uvjetima modernih numeričkih terminala polja i novih strujnih mjernih transformatora.

3. Da li se u svim distribucijskim područjima HEP ODS-a sustavno mjere i analiziraju otpori uzemljenja TS 10(20)/0,4 kV (poglavito u nadzemnim mrežama). Ako da, da li postoji jedinstvena baza podataka na razini HEP ODS-a.?

Odgovor:

Da, mjere se i analiziraju otpori uzemljenja TS 10(20)/0,4 kV. Uredni uzemljivači su preduvjet sigurnog pogona mreže i redovito se održavaju. Za ažuriranje podataka je osobito korisna priprema prijelaza na 20 kV koja ima učinak velike revizije stanja opreme i elemenata mreže. Na žalost, trenutno ne postoji jedinstvena baza podataka za čitav HEP ODS, ali postoje podaci u distribucijskim područjima.

SO5-17, Darko Duktaj, Vjekoslav Milorad, Vladimir Čavlović, Matija Babić, HEP ODS d.o.o. „Program obnove komunalne i elektroenergetske infrastrukture grada Vukovara“

Izješće recenzenta:

U referatu je razmatran program obnove elektroenergetske mreže grada Vukovara, tj. dovršetak obnove koja traje od početka mirne reintegracije hrvatskog Podunavlja 1997. godine.

Program se sastoji od tri osnovna dijela: razvoj primarne distribucijske mreže Grada Vukovara (TS 110/SN, TS 35/SN i pripadajući vodovi), prijelaz SN mreže na 20 kV napon i uređenje transformatorskih stanica SN/NN.

Opisano je postojeće stanje mreže, izazovi definiranja tehničkih rješenja i dinamike ulaganja u obnovu i razvoj primarne distribucijske mreže te ulaganja u prijelaz SN mreže na 20 kV, analizirani su tokovi snaga te je definiran opseg zahvata. Dana je rekapitulacijom troškova obnove.

Prezentirana iskustva mogu poslužiti i kod obnove elektroenergetske infrastrukture u drugim gradovima Republike Hrvatske.

Pitanja recenzenta i odgovori autora:

1. Kao podloga za izradu Programa obnove, detaljno je opisano postojeće stanje elektroenergetskih postrojenja HEP ODS-a, međutim nije dan pregled stanja sa strane korisnika mreže. Molimo autore da prikažu informacije o ukupnom postojećem opterećenju elektroenergetske mreže na promatranom području (po pojnim točkama - TS VN/SN, TS SN/SN), te sumarne podatke o priključenim obnovljivim izvorima energije (elektrane po vrsti primarnog izvora, broju te priključnoj snazi).

Odgovor:

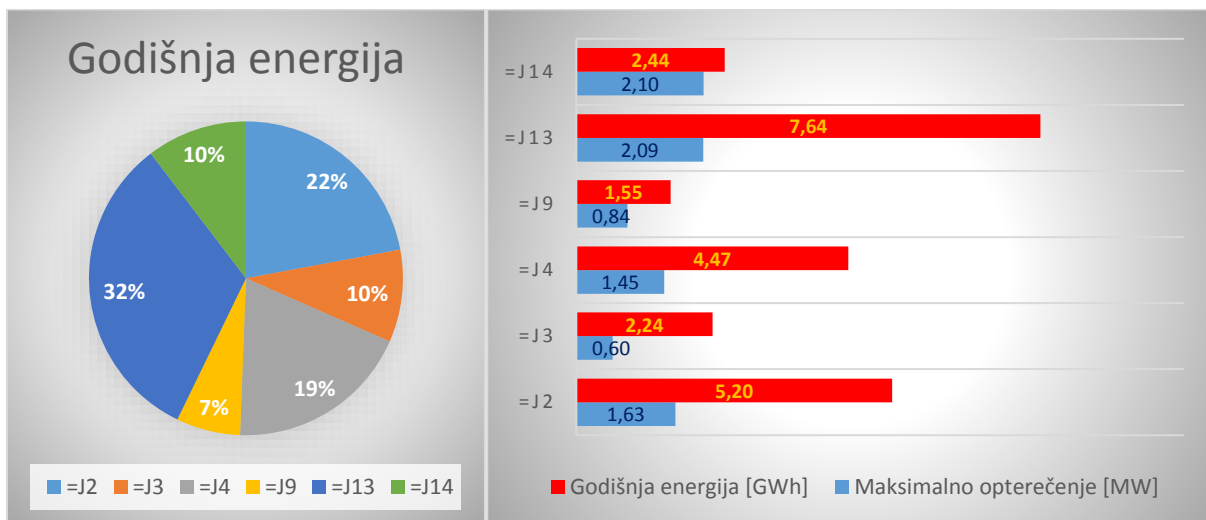
Kao podloga za izradu Programa obnove, detaljno je opisano postojeće stanje elektroenergetskih postrojenja HEP ODS-a, međutim nije dan pregled stanja sa strane korisnika mreže. Molimo autore da prikažu informacije o ukupnom postojećem opterećenju elektroenergetske mreže na promatranom području (po pojnim točkama - TS VN/SN, TS SN/SN), te sumarne podatke o priključenim obnovljivim izvorima energije (elektrane po vrsti primarnog izvora, broju te priključnoj snazi).

Na području koje pokriva Program postojeće opterećenje elektroenergetske mreže po pojnim točkama:

1.1. TS 35/10kV Vukovar 1

Šifra TS	prijenosni omjer	TS SN/SN	S inst	Pmax		
			[MVA]	[MW]	vrijeme	%
03-01-3005	35/10kV	TS 35/10kV Vukovar 1	4 + 8	5,69	5.6.2018 12:15	47,4%

Oznaka	Napon	Naziv	Maksimalno opterećenje			Godišnja bilanca energije [GWh]
			P [MW]	vrijeme	I [A]	
=H2	35,0kV	TP 1	3,51	19.6.2018 22:15	59	3,98
=H3	35,0kV	KB Vukovar 2	7,61	4.7.2018 11:30	128	24,17
=H4	35,0kV	TP 2	5,50	26.7.2018 12:00	93	19,88
=H5	35,0kV	KB Vinkovci 1	7,93	11.5.2018 0:15	134	0,09
=H6	35,0kV	KB Vukovar 3	4,53	8.11.2018 7:30	76	0,80
=J2	10,0kV	DV Bogdanovci-Marinci	1,63	15.10.2018 18:45	96	5,20
=J3	10,0kV	KB Radničko naselje	0,60	6.11.2018 18:30	35	2,24
=J4	10,0kV	DV Petrovci	1,45	19.3.2018 10:15	85	4,47
=J9	10,0kV	KB Vukovar-Radnička	0,84	5.6.2018 10:30	24	1,55
=J13	10,0kV	KB KTS 22	2,09	4.9.2018 9:15	123	7,64
=J14	10,0kV	KB Olajnica	2,10	5.6.2018 12:30	124	2,44

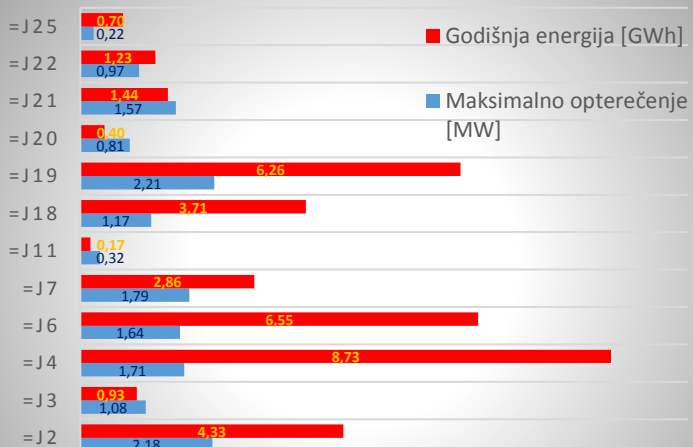
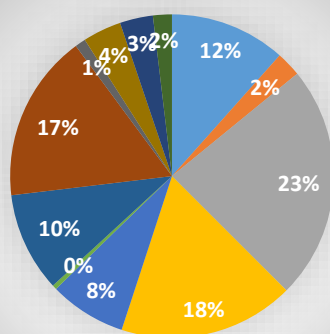


1.2. TS 110/35/10kV Vukovar 2

Šifra TS	prijenosni omjer	TS SN/SN	S inst	Pmax		
			[MVA]	[MW]	vrijeme	%
03-01-3006	110/35kV	TS 110/35/10kV Vukovar 2	2 x 40	18,51	13.2.2018 10:30	23,1%
03-01-3006	35/10kV	TS 35/10kV Vukovar 2	2 x 8	7,33	7.6.2018 12:00	45,8%

Oznaka	Napon	Naziv	Maksimalno opterećenje			Godišnja bilanca energije [GWh]
			P [MW]	vrijeme	I [A]	
=H2	35,0kV	KB Vukovar 3	4,30	7.5.2018 12:15	72	4,84
=H4	35,0kV	TP 1 110/35kV	16,98	3.12.2018 17:00	286	48,64
=H5	35,0kV	KB Borovo naselje 2	3,22	13.2.2018 10:15	54	4,61
=H7	35,0kV	TP 1 35kV	5,51	1.8.2018 12:15	93	20,18
=H11	35,0kV	TP 2 35kV	3,70	7.6.2018 12:00	62	17,15
=H13	35,0kV	TP 2 110/35kV	18,51	13.2.2018 10:30	312	38,27
=H14	35,0kV	KB Borovo naselje 1	6,48	26.11.2018 17:30	109	16,78
=H15	35,0kV	KB Vukovar 1	7,76	4.7.2018 11:45	131	24,46
=J2	10,0kV	KB KTS 25	2,18	7.6.2018 12:00	128	4,33
=J3	10,0kV	KB Silos 2	1,08	25.5.2018 15:45	64	0,93
=J4	10,0kV	DV Bobota	1,71	28.2.2018 21:30	101	8,73
=J6	10,0kV	KB/DV Bršadin	1,64	12.10.2018 8:30	97	6,55
=J7	10,0kV	KB Trpinjska cesta	1,79	6.6.2018 22:15	106	2,86
=J11	10,0kV	KB Gospodarska zona 6	0,32	25.5.2018 11:15	19	0,17
=J18	10,0kV	KB Lužac	1,17	22.1.2018 21:30	69	3,71
=J19	10,0kV	KB Priljevo	2,21	12.6.2018 12:00	130	6,26
=J20	10,0kV	KB Luka	0,81	21.3.2018 11:15	48	0,40
=J21	10,0kV	KB Nova Bolnica	1,57	12.6.2018 13:00	93	1,44
=J22	10,0kV	KB Kombinat Borovo	0,97	7.6.2018 8:15	57	1,23
=J25	10,0kV	KB Gospodarska zona 1	0,22	29.12.2018 16:45	13	0,70

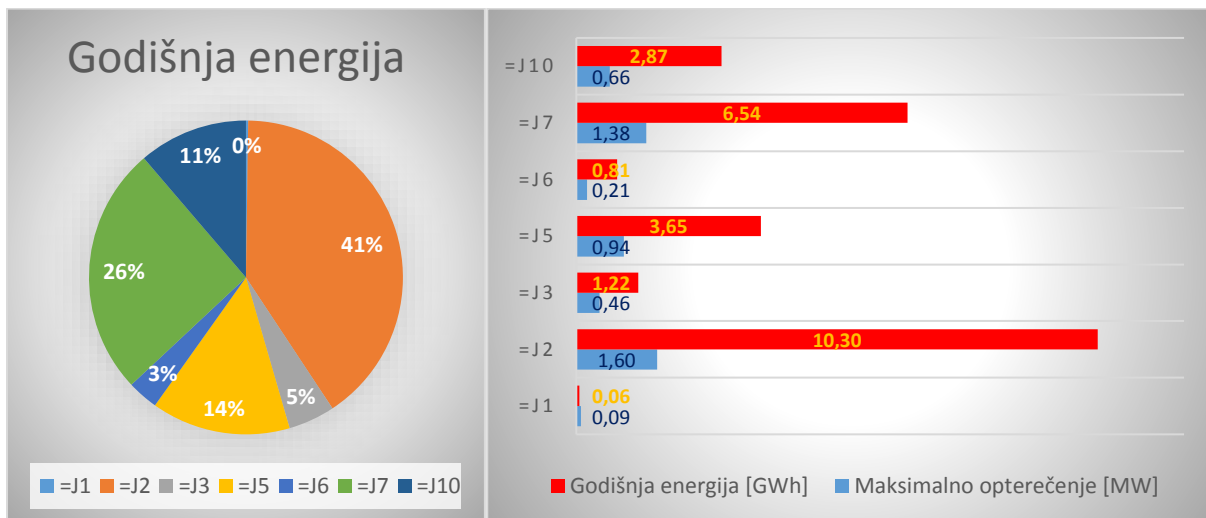
Godišnja energija



1.3. TS 35/10kV Vukovar 3

Šifra TS	prijenosni omjer	TS SN/SN	S inst	Pmax		
			[MVA]	[MW]	vrijeme	%
03-01-3007	35/10kV	TS 35/10kV Vukovar 3	4 + 8	3,44	3.12.2018 17:00	28,7%

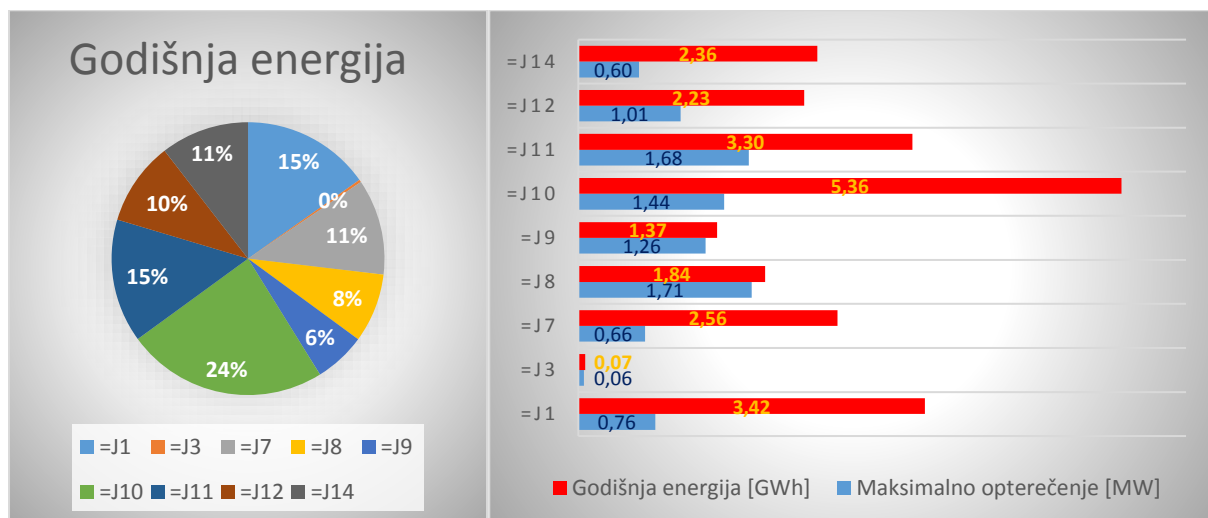
Oznaka	Napon	Naziv	Maksimalno opterećenje			Godišnja bilanca energije [GWh]
			P [MW]	vrijeme	I [A]	
=H3	35,0kV	KB Vukovar 2	4,24	7.5.2018 11:30	71	4,70
=H6	35,0kV	DV Opatovac	3,63	8.11.2018 7:30	61	0,24
=H7	35,0kV	DV Vukovar 1	3,48	8.11.2018 7:30	59	0,61
=H11	35,0kV	TP 3	2,94	6.6.2018 21:15	50	3,69
=H14	35,0kV	TP 4	2,26	30.5.2018 14:45	38	2,03
=J1	10,0kV	KB ŽSTŠ 57	0,09	12.11.2018 17:30	5	0,06
=J2	10,0kV	DV Ovčara-Sotin	1,60	24.6.2018 5:00	47	10,30
=J3	10,0kV	KB Vinarija	0,46	5.9.2018 9:15	9	1,22
=J5	10,0kV	KB Dalmatinska	0,94	12.6.2018 12:45	14	3,65
=J6	10,0kV	KB Lijeva Bara	0,21	31.12.2018 19:00	2	0,81
=J7	10,0kV	KB Đanovcia	1,38	4.6.2018 21:30	13	6,54
=J10	10,0kV	KB Mitnica	0,66	31.12.2018 17:45	5	2,87



1.4. TS 35/10kV Borovo naselje

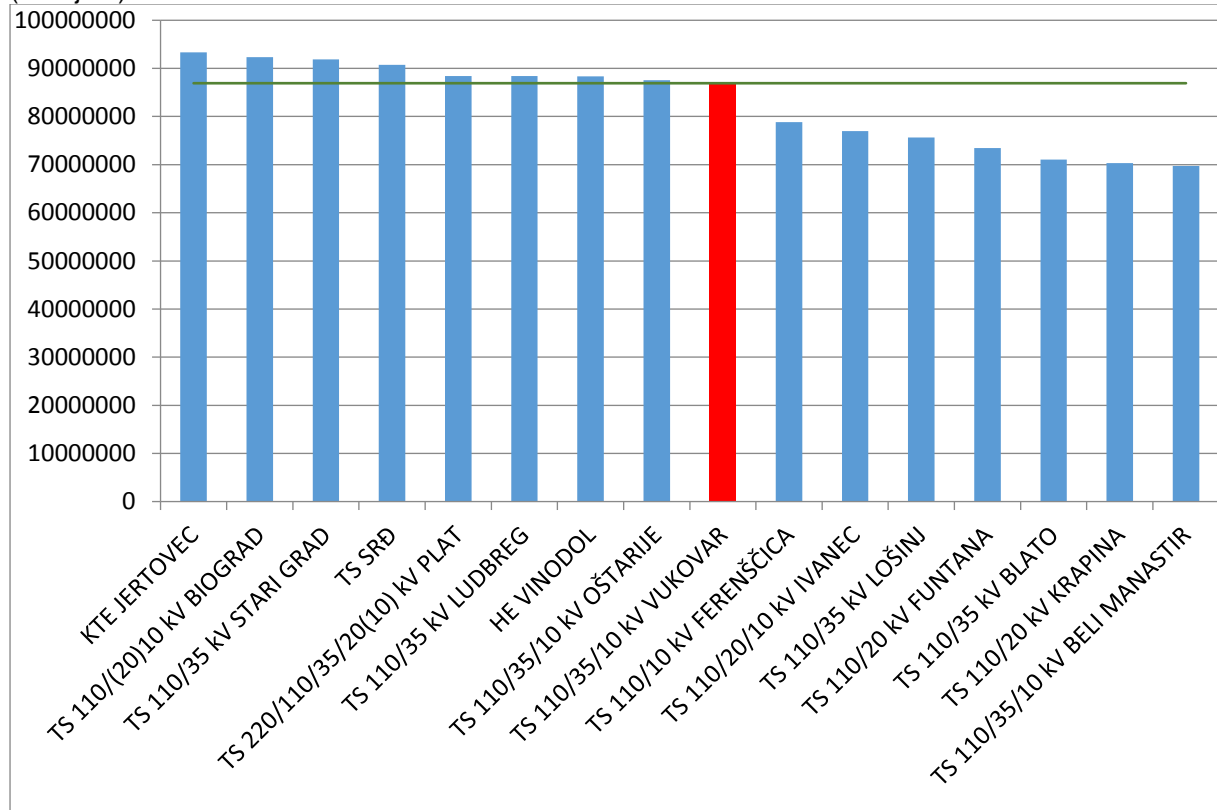
Šifra TS	prijenosni omjer	TS SN/SN	S inst	Pmax		
			[MVA]	[MW]	vrijeme	%
03-01-3001	35/10kV	TS 35/10kV Borovo naselje	2 x 8	4,69	24.5.2018 21:00	29,3%

Oznaka	Napon	Naziv	Maksimalno opterećenje			Godišnja bilanca energije [GWh]
			P [MW]	vrijeme	I [A]	
=H2	35,0kV	KB Vukovar 2/1	6,15	26.11.2018 17:30	104	15,67
=H3	35,0kV	KB Vukovar 2/2	2,99	13.2.2018 10:30	50	4,18
=H4	35,0kV	TP 1	3,23	17.1.2018 10:30	54	9,13
=H6	35,0kV	DV Dalj	3,10	26.11.2018 19:30	52	0,10
=H7	35,0kV	TP 2	3,79	22.2.2018 10:15	64	11,21
=J1	10,0kV	KB BKTS	0,76	26.2.2018 19:15	45	3,42
=J3	10,0kV	KB Vodocrpilište Cerić	0,06	18.7.2018 13:45	3	0,07
=J7	10,0kV	KB Borovo naselje - sjever	0,66	27.2.2018 21:30	39	2,56
=J8	10,0kV	KB Vodovod	1,71	25.5.2018 12:00	50	1,84
=J9	10,0kV	KB Borovo kombinat TS 5	1,26	23.2.2018 7:45	74	1,37
=J10	10,0kV	KB Borovo Selo - 6. kolonija	1,44	29.11.2018 19:45	85	5,36
=J11	10,0kV	KB Borovo Selo - Crepulje	1,68	24.5.2018 21:00	99	3,30
=J12	10,0kV	KB Borovska cesta	1,01	31.10.2018 18:00	60	2,23
=J14	10,0kV	KB Borovo naselje - soliteri	0,60	5.12.2018 22:00	35	2,36

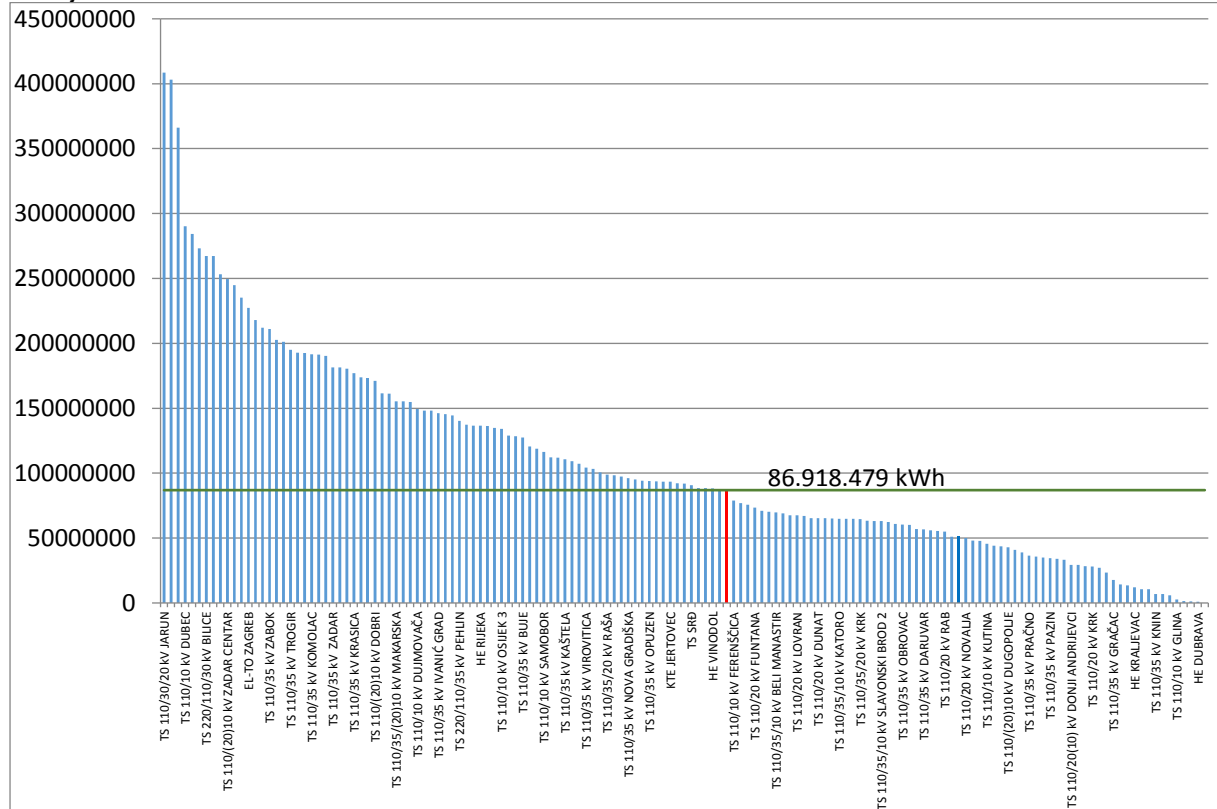


Usporedba godišnje energije distribuirane preko 110/x kV stanica na području HEP ODS d.o.o.

(verzija 1)



Verzija 2



Na području koje pokriva Program nalazi se trenutno u pogonu 21 elektrana na obnovljive izvore energije ukupne instalirane snage preko 3 MW.

r.b.	Naziv	Potrošnja (kW)	Proizvodnja (kW)	Tip	Trajni pogon
1	TEHNOSTAN D.O.O.	250	30		15.10.2019 0:00
2	SE RAKO	1	29,52	Sunčane elektrane instalirane snage veće od 10 kW do uključivo 30 kW	20.12.2013 0:00
3	SE MRAVAK	1	10	Sunčane elektrane instalirane snage do uključivo 10 kW	5.11.2013 0:00
4	SUNČANA ELEKTRANA VUKOVAR 2	83,72	102	integrirane sunčane elektrane instalirane snage veće od 30 kW do uključivo 300 kW	9.11.2016 0:00
5	SUNČANA ELEKTRANA BIC VUKOVAR - 1	13,8	2	integrirane sunčane elektrane instalirane snage do uključivo 10 kW	22.2.2017 0:00
6	SUNČANA ELEKTRANA KOLAR	1	8,8	Sunčane elektrane instalirane snage do uključivo 10 kW	19.6.2013 0:00
7	SE VINKOPROM 2	1	30	Sunčane elektrane instalirane snage veće od 10 kW do uključivo 30 kW	11.12.2013 0:00
8	SE VINKOPROM 3	1	30	Sunčane elektrane instalirane snage veće od 10 kW do uključivo 30 kW	11.12.2013 0:00
9	SE TICA 1	0,5	10	Sunčane elektrane instalirane snage do uključivo 10 kW	25.7.2013 0:00
10	Solar 9580 d.o.o. - SE Vilko Kolak	1	10	integrirane sunčane elektrane instalirane snage do uključivo 10 kW	30.7.2014 0:00
11	SE DAR SUNCA	1	13,505	Sunčane elektrane instalirane snage veće od 10 kW do uključivo 30 kW	26.9.2013 0:00
12	Solar 9580 d.o.o. - SE Grgo Sabljčić	1	10	integrirane sunčane elektrane instalirane snage do uključivo 10 kW	2.6.2014 0:00
13	Solar 9580 d.o.o. - SE Robert Vučković	1	10	integrirane sunčane elektrane instalirane snage do uključivo 10 kW	5.6.2014 0:00
14	Solar 9580 d.o.o. - SE Ruža Horvatović	1	10	integrirane sunčane elektrane instalirane snage do uključivo 10 kW	2.6.2014 0:00
15	ENERGIJA GRADEC DOO	400	2000	Elektrane na bioplin instalirane snage veće od 300 kW	28.9.2015 0:00
16	KOGENERACIJSKO POSTROJENJE "ENNA BIOMASA VUKOVAR"	30	495	elektrane na biomasu instalirane snage veće od 300 kW do uključivo 2 MW	19.4.2019 0:00
17	STUDENSKI DOM SA SUNČANOM ELEKTRANOM "STUDENSKI DOM"	400	100	integrirane sunčane elektrane instalirane snage veće od 30 kW do uključivo 300 kW	22.1.2019 0:00
18	TEHNOSTAN D.O.O. TOPLANA BOROVO NASELJE	85	50	integrirane sunčane elektrane instalirane snage veće od 30 kW do uključivo 300 kW	15.10.2019 0:00
19	HEP - ODS D.O.O. ELEKTRA VINKOVCI	100	20	Sunčane elektrane instalirane snage veće od 10 kW do uključivo 30 kW	17.1.2020 0:00
20	VELEPROMET VUKOVAR D.D.	24,15	20	Sunčane elektrane instalirane snage veće od 10 kW do uključivo 30 kW	18.3.2020 0:00
21	TEHNOSTAN D.O.O.	22,08	15	Sunčane elektrane instalirane snage veće od 10 kW do uključivo 30 kW	15.10.2019 0:00

2. Prilikom izrade analize tokova snaga rađene su i procjene gubitaka električne energije. Koliko se očekuje ukupno postotno smanjenje gubitaka i kolike će se time financijske uštede ostvariti (na godišnjoj razini)?

Odgovor:

Realizacijom cjelovitog projekta Vukovar i prelaskom na rad sa naponom 20 kV ostvarit će se i između ostalih prednosti i značajne uštede na gubitcima u mreži. Izračunato smanjenje gubitaka je oko **36%**, sto za promatrano područje, pri prosječnim teretima, iznosi oko **580 MWh/god** ili cca **=29.000,00 €/god**.

3. Vežano za automatizaciju po dubini mreže, u referatu su dani financijski podaci o potrebnoj opremi i radovima na TS SN/NN. Koliki je postojeći i planirani broj daljinski upravljivih naprava po dubini kableske i nadzemne SN mreže?

Odgovor:

Na području grada Vukovara u pogonu su 4 trafostanice SN/NN u sustavu daljinskog vođenja:

Postojeći DUTS-ovi na području Vukovara

R. br.	Naziv postrojenja	SN blok Proizvođač Tip	Naziv polja	Proizvođač indikatora kvara/tip	Proizvođač strujnih senzora	Indikatori kvara*		Daljinska stanica	Kom.	Godina montaže SDV opreme
						I>>	Io			
1	KTS 10/0,4kV Olajnica 10, Vukovar*	3VT1TP SCHNEIDER ELECTRIC FBX-C/24- 16/C-C-C-T2	VP 10kV KTS Olajnica 2	SIEMENS/ FCM SICAM	ZELISKO	450 A	30 A	Siemens/ A8000	TETRA	2019.
			VP 10kV KTS Hotel Dunav			450 A	30 A			
			VP 10kV KTS Olajnica 1			450 A	30 A			
2	KTS 10/0,4kV Borovo Naselje 5, Vukovar*	3VT1TP SCHNEIDER ELECTRIC FBX-C/24- 16/C-C-C-T2	VP 10kV KTS II. Kolonija	SIEMENS/ FCM SICAM	ZELISKO	450 A	30 A	Siemens/ A8000	TETRA	2019.
			VP 10kV KTS Borovska cesta 4			450 A	30 A			
			VP 10kV KTS Borovo Naselje 3			450 A	30 A			
3	KTS 10/0,4kV Soliteri 1, Vukovar*	3VT2TP SIEMENS 8DJHRRR + 8DJH - LL	VP 10kV KTS III. Kolonija	SIEMENS/ FCM SICAM	ZELISKO	450 A	30 A	Siemens/ A8000	TETRA	2019.
			VP 10kV KTS Domovinskog rata			450 A	30 A			
			VP 10kV KTS Zapad 1			450 A	30 A			
4	KTS 10/0,4kV Preradovičeva 1, Vukovar*	3VT1TP SIEMENS 8DJH RRLL	VP 10kV KTS Vatroslava Lisinskog	SIEMENS/ FCM SICAM	ZELISKO	450 A	30 A	Siemens/ A8000	TETRA	2019.
			VP 10kV KTS Vijeća Europe			450 A	30 A			
			VP 10kV KTS Masarikova			450 A	30 A			

Na području Programa je planirana ugradnja sustava za daljinsko upravljanje u još 14 trafostanica SN/NN. 9 trafostanica SN/NN će biti financirano iz Programa Vukovar.

R.br.	Opis ulaganja	Objekt broj	Broj polja	Razlog ulaganja i kritična vrijednost opterećenja relevantnog elementa mreže
1	KTS Bršadin 6		2VT	Oprema osigurana – plan ugradnje 2020.g.
2	KTS Čakovečka 2		3VT	Oprema osigurana – plan ugradnje 2020.g.
3	KTS AMD		3VT	Oprema osigurana – plan ugradnje 2020.g.
4	KTS Radnička 2		3VT	Oprema osigurana – plan ugradnje 2020.g.
5	KTS Novo Groblje		2VT	Oprema osigurana – plan ugradnje 2020.g.
6	KTS Trpinjska cesta 3		2VT	Program Vukovar

R.br.	Opis ulaganja	Objekt broj	Broj polja	Razlog ulaganja i kritična vrijednost opterećenja relevantnog elementa mreže
7	KTS Borovska cesta 4		3VT	Program Vukovar
8	KTS Bolnica		3VT	Program Vukovar
9	KTS Policija		3VT	Program Vukovar
10	KTS Rupe		3VT	Program Vukovar
11	KTS Dvor		3VT	Program Vukovar
12	KTS Ružičkina kuća		3VT	Program Vukovar
13	DTS Nama		3VT	Program Vukovar
14	KTS Đanovica		3VT	Program Vukovar

SO5-18, Dejan Ćulibrk, Josip Popović, Igor Bujan, Zvonimir Popović, Štefan Ivičić, HEP ODS d.o.o., Mirjana Padovan, Državni inspektorat Republike Hrvatske, „10g perspektiva povezivanja radijalnih zračnih vodova u kontekstu smanjenja pokazatelja SAIDI i CAIDI“

Izvešće recenzenta:

U radu su prikazana neka rješenja za smanjivanje neisporučene električne energije prilikom redovnih i izvanrednih radova na nadzemnoj srednjenaponskoj distribucijskoj mreži.

S obzirom na konfiguraciju terena i same distribucijske mreže, te veliki broj radijalnih nadzemnih vodova, u referatu se ukazuje na potrebu povećanja ulaganja u povezivanje radijalnih vodova. Dan je ilustrativni prikaz srednjenaponske nadzemne mreže Elektra Bjelovar, kao i opis povezivanja radijalnih distribucijskih vodova iz različitih pojnih TS, te iz iste pojne TS. Ukazano je na načine povezivanja radijalnih vodova, ovisno o izvedbi spojnih vodova.

Kvantitativno je obrazloženo što se postiže povezivanjem radijalnih vodova, To je preduvjet za kvalitetnije upravljanje i smanjenje broja pogođenih kupaca prilikom nestanka električne energije uslijed kvara ili redovnog održavanja te smanjenje parametara SAIFI i SAIDI.

Referat daje praktična iskustva vezano za sustavno povezivanje radijalnih srednjenaponskih vodova.

Pitanja recenzenta i odgovori autora:

1. Da li je pristup Elektre Bjelovar povezivanju radijalnih nadzemnih srednjenaponskih vodova usvojen na razini HEP ODS-a?

Odgovor:

Po našim saznanjima, ovakav pristup povezivanja radijalnih nadzemnih srednjenaponskih vodova za sada nije usvojen na razini HEP ODS-a. Ovakvim pristupom ideja je bila da se potakne na razmišljanje o ovoj tematici s obzirom na okolnosti koje nam donose nova mrežna pravila.

2. Da li je izgradnja poveznog voda 10(20) kV u kabelskoj izvedbi bitno skuplja od izgradnje nadzemnog voda? Ako nije, zašto se ne koriste isključivo kabeli?

Odgovor:

U današnje vrijeme kod izgradnje ovakvih (novoprojektiranih) objekata, najveći problem su imovinsko pravni odnosi, odnosno, vrijeme za njihovo rješavanje. Kod izgradnje kabela, građevinski radovi se izvršavaju preko velikog broja čestica, za koje treba postojati pravo služnosti za prelazak. Kod izvedbe preko stupova niskonaponskih mreža, koristi se stupno mjesto, na čiju se lokaciju dimenzioniraju stupovi za prihvat (ovješanje) niskonaponskog i srednjenaponskog kabela, te se za tu lokaciju ne moraju ishoditi pravo služnosti jer je pretpostavka da već postoji.

3. Izgradnjom poveznih vodova moguće je znatno poboljšati parametre stalnosti isporuke (posebno SAIDI). Za to osim poveznih vodova treba koristiti i upravljanje po dubini 10(20) kV mreže (ugradnja DURN-ova). Kakva je koncepcija Elektre Bjelovar ?

Odgovor:

Koncepcija upravljanje po dubini Elektre Bjelovar detaljno je razrađena. U suradnji sa kolegama iz Službe za vođenje postoje razrađene lokacije ugradnje daljinski upravljivih naprava (DURN-ovi ili prekidači).

U HEP ODS-u postoji program „*Program automatizacije*“ koji u suradnji sa Sektorom za upravljanje imovinom dodjeljuje svake godine sredstva za nabavku i ugradnju daljinski upravljivih naprava za svaki DP.