

Primena diferencijalne evolucije pri definisanju optimalnog ojačanja mreže na primeru test-sistema

VLADAN D. RISTIĆ, JP „Elektromreža Srbije“ AD, Beograd
DARKO Z. ŠOŠIĆ, Univerzitet u Beogradu,
Elektrotehnički fakultet, Beograd

Originalni naučni rad
UDC: 502.171:620.9
DOI: 10.5937/tehnika2005611R

Izgradnja obnovljivih izvora energije u geografskim oblastima koje prethodno nisu sagledavane kao potencijalno proizvodne može dovesti do značajnih promena u tokovima snaga i naponskim prilikama u elektroenergetskim sistemima u kojima se integracija ovih generatorskih kapaciteta vrši. Nemogućnost operatora sistema da odbije priključenje obnovljivih izvora na mrežu često uslovljava potrebu za ojačanjima delova sistema na pravcima koji povezuju novoformirane proizvodne regione sa postojećim konzumnim područjima. U skladu sa time, ovaj rad se bavi definisanjem optimalnog novog dalekovoda koji bi u sistemu trebalo izgraditi prema rezultatima sprovedene višekriterijumske optimizacije, obavljene korišćenjem metode diferencijalne evolucije, modifikovane na odgovarajući način pomoću principa georeferenciranja, pri čemu su kao kriterijumske funkcije optimizacije odabrane maksimizacija instalisane snage razmatranog obnovljivog izvora i minimizacija troškova namenjenih pokrivanju gubitaka energije u sistemu u toku životnog veka predloženog dalekovoda. Primena kreirane metode je ilustrovana na primeru test-sistema od 30 čvorova, uz pretpostavku da se u jednom od njegovih čvorova vrši priključenje vetroelektrane na mrežu.

Cljučne reči: obnovljivi izvori energije, georeferenciranje, diferencijalna evolucija

1. UVOD

Promene kroz koje su u prethodnim decenijama prošli elektroenergetski sistemi ukazuju kako na neosporni uticaj povećanja ekološke svesti stanovništva na udaljavanje od donedavno neprikosnovanih konvencionalnih izvora energije, što bi se naročito moglo reći za termoelektrane, tako i na posledično okretanje prema obnovljivim izvorima energije, kao prihvatljivijim sa tačke gledišta održivog razvoja i očuvanja životne sredine.

Ovakvo razmišljanje neminovno dovodi i do potrebe za nezanemarljivim ulaganjima u nadogradnju i ojačanje prenosne mreže, a prevashodno njenih segmenata na kritičnim pravcima koji povezuju značajne potrošačke oblasti i novoustanovljene proizvodne regione. Pošto, prema odredbama Člana 117 Zakona o energetici Republike Srbije [1], operator prenosnog sistema nije u mogućnosti da odbije priklju-

čenje objekata po osnovu potencijalnih budućih ograničenja u postojećim prenosnim kapacitetima, ali ni po osnovu dodatnih troškova usled neophodnih povećanja prenosnog kapaciteta elemenata sistema u neposrednoj blizini tačke priključenja, temu ovog rada predstavlja odgovarajuća modifikacija tehnike diferencijalne evolucije u cilju omogućavanja njene primene na definisanje optimalnog novog dalekovoda koji je u sistemu potrebno izgraditi prema rezultatima sprovedene višekriterijumske optimizacije.

Sama diferencijalna evolucija ima dug istorijat primene u različitim aspektima energetike, bilo da se radi o unapređivanju naponske stabilnosti sistema [2-3] ili o određivanju optimalnog načina rekonfiguracije razmatrane realne distributivne mreže [4]. Što se tiče razvoja prenosnog sistema, moglo bi se uočiti da su se najraniji radovi iz ove oblasti uglavnom bavili upoređivanjem diferencijalne evolucije sa opšteprihvaćenim optimizacionim metodama, od kojih bi se, pre svega, morao istaći genetski algoritam [5-6]. Iz rezultata prikazanih u ovim radovima mogao bi se izvući univerzalni zaključak da diferencijalna evolucija predstavlja jedan od adekvatnih odgovora na pitanja vezana za probleme optimalnog planiranja budućeg razvoja sistema. Važno je naglasiti i da ovi proračuni nisu bili

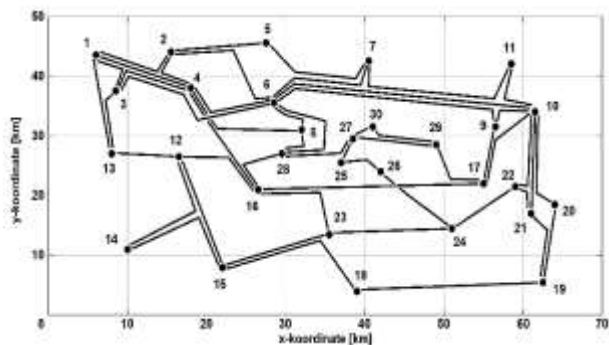
Adresa autora: Vladan Ristić, JP „Elektromreža Srbije“ AD, Beograd, Kneza Miloša 11
e-mail: vladangeniusvr@gmail.com
Rad primljen: 01.09.2019.
Rad prihvaćen: 14.10.2020.

ograničeni striktno na test-slučajeve, za šta se primer može naći u radu [7], u kome su se autori uhvatili u koštac sa razvojem prenosnog sistema Kolumbije, dobijajući pritom rezultate usklađene sa teorijski postavljenim predviđanjima. Pored ovoga, mora se pomenuti i rad [8], koji se bavio utilizacijom diferencijalne evolucije prilikom preciziranja optimalne lokacije distribuiranih generatorskih kapaciteta, kao i rad [9], u kome je diferencijalna evolucija adaptirana radi definisanja najboljeg mogućeg mesta za izgradnju nove transformatorske stanice u elektroenergetskom sistemu, uz primenu Geografskog Informacionog Sistema (Geographic Information System – GIS).

Ovaj rad je koncipiran tako da je u Poglavlju 2 dat opis konkretnog problema koji se analizira, sa posebnim osvrtom na karakteristike test-sistema koji će biti korišćen radi demonstriranja mogućnosti razvijene modifikacije diferencijalne evolucije, do detalja izložene u okviru Poglavlja 3. U nastavku toga, Poglavlje 4 sadrži prikaz dobijenih rezultata, dok se na kraju rada nalazi Zaključak koji, pored toga što sažeto iskazuje teorijske osnovne ustanovljene u sklopu rada i sumira dobijene rezultate, naglašava i potencijal primene razvijene optimizacione tehnike ne samo na test-sisteme, već i na probleme planiranja razvoja postojećih prenosnih sistema.

2. OPIS PRAKTIČNOG PROBLEMA

U skladu sa informacijama datim u okviru uvođenog odeljka, u ovom Poglavlju će biti iznete detaljne informacije o test-sistemu koji je korišćen za prikazivanje primene kreirane modifikacije diferencijalne evolucije. Ovaj test-sistem, sačinjen od 30 čvorova, prikazan je na slici 1.



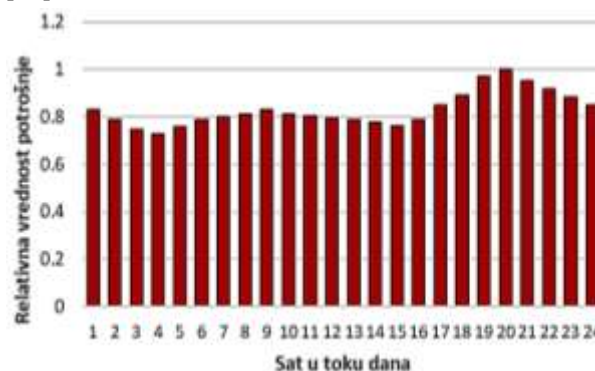
Slika 1 – Šematski prikaz analiziranog test-sistema

Pre otpočinjanja vršenja proračuna, bilo je neophodno usvojiti izvesni broj ulaznih pretpostavki, koje su se primarno odnosile na osobine datog test-sistema, ali i na ograničenja uslovljena usvojenim karakteristikama. Kako je smatrano da se razmatrani sistem nalazi na naponskom nivou od 110 kV, to se, prema Članu 3.2.3.2 Pravila o radu prenosnog sistema Republike Srbije [10], vrednost napona u ma kojoj njegovoj tački morala, u normalnim radnim uslovima, nalaziti u

opsegu između 99 kV i 121 kV. Prema odabranom naponskom nivou, usvojene su i osobine provodnika kojima su čvorovi test-sistema povezani, te je smatrano da su ovi provodnici izvedeni uz pomoć AIČe užadi (aluminijumski provodnik, dodatno ojačan čeličnim užetom), poprečnog preseka od 240/40 mm², što i predstavlja uobičajeni tip provodnika na novoizgrađenim dalekovodima ovog naponskog nivoa.

Kako bi se stekao uvid u najkritičnija stanja do kojih pri radu sistema može doći, analize su vršene za tri specifična radna režima sistema – slučaj zimske maksimalne potrošnje (nadalje, zimski maksimum), slučaj letnje maksimalne potrošnje (nadalje, letnji maksimum), u kome snaga potrošnje tipično iznosi oko 70% vrednosti snage potrošnje u zimskom maksimumu, i slučaj letnje minimalne potrošnje (nadalje, letnji minimum), pri kome je snaga potrošnje približno jednaka 40% one usvojene za zimski maksimum. Ovi režimi su odabrani kao kritični u skladu sa time što u slučaju zimskog maksimuma dolazi do pojave najvećih apsolutnih vrednosti tokova snaga preko vodova u sistemu, dok je režim letnjeg maksimuma izdvojen usled toga što su u letnjim mesecima ograničenja propusnih moći dalekovoda niža u poređenju sa onima koja se koriste u zimskom periodu. Konačno, uslovi rada sistema u slučaju letnjeg minimuma, usled najmanjih vrednosti snaga potrošnje, odgovaraju najpogodnijem stanju za pojavu napona iznad gornjeg postavljenog ograničenja.

Za određivanje sata u kome dolazi do maksimalnih i minimalnih vrednosti snaga potrošnje u toku dana, korišćen je tipični dnevni dijagram potrošnje, dat na slici 2, na kome su, za različite sate, prikazane relativne vrednosti snage potrošnje koje im odgovaraju, svedene u odnosu na dnevnu maksimalnu vrednost ove snage [11].



Slika 2 – Tipični dnevni dijagram potrošnje

U skladu sa potencijalom za implementiranje različitih vidova obnovljivih izvora energije kojim teritorija Republike Srbije raspolaže, uzeto je da je generatorski kapacitet koji se priključuje na test-sistem vetroelektrana, dok je za oblast u kojoj se ovaj sistem nalazi usvojen region Srednjeg Banata, u kome su u toku

2012. i 2013. godine sprovedena merenja atmosferskih uslova, pri čemu su vrednosti brzine vetra beležene sa desetominutnom vremenskom rezolucijom. Kako, prema dijagramu prikazanom na slici 2, do maksimalne vrednosti potrošnje u toku dana dolazi između devetnaestog i dvadeset i prvog sata, to su upravo podaci koji odgovaraju ovim satima korišćeni za određivanje brzine vetra u režimima zimskog i letnjeg maksimuma. Primenom identične logike, brzina vetra koja odgovara radnom režimu letnjeg minimuma definisana je na osnovu izmerenih vrednosti brzine vetra između trećeg i petog sata dana koji pripadaju letnjem periodu. Ovako dobijene brzine vetra u navedenim radnim režimima su potom iskorišćene za određivanje vrednosti snaga kojima vetroelektrana u tim trenucima proizvodi električnu energiju, i to u skladu sa dijagramom datim na Slici 3, koji predstavlja promenu snage generisanja vetroturbinne u zavisnosti od vrednosti brzine vetra na lokaciji njenog postavljanja.



Slika 3 – Karakteristika proizvodnje vetroagregata

Ukoliko bi se ovaj dijagram analizirao, moglo bi se doći do zaključka da najkritičniji uslovi za integraciju vetroelektrana u prenosni sistem podrazumevaju vremenske prilike pri kojima je i vetar najjači. Stoga je, pri obavljanju analiza, za brzine vetra u odabranim radnim režimima usvojena maksimalna vrednost dobijena merenjima sprovedenim u njima odgovarajućim satima dana koji pripadaju zimskom (od 01.12. do 31.01.), odnosno letnjem periodu (od 15.06. do 15.08.), zavisno od samog režima. U skladu sa time su, za izdvojene režime, usvojene sledeće vrednosti brzine vetra i , na osnovu dijagrama datog na slici 3, relativne vrednosti proizvodnje priključene vetroelektrane:

- Zimski maksimum – brzina vetra od 19,55 m/s, koja odgovara tome da vetroelektrana generiše električnu energiju snagom jednakom svojoj instalisanoj snazi;
- Letnji maksimum – brzina vetra od 11,36 m/s, koja odgovara tome da vetroelektrana generiše energiju snagom jednakom 85,11% svoje instalisane snage;
- Letnji minimum – brzina vetra od 10,65 m/s, koja odgovara tome da vetroelektrana generiše energiju snagom jednakom 74,83% svoje instalisane snage.

3. OPTIMIZACIONI ALGORITAM

Pored velikog broja drugih podela, optimizacioni problemi se, u opštem slučaju, mogu podeliti i na diskretne i kontinualne, gde se, kod prvog tipa, kao vrednosti promenljivih mogu razmatrati isključivo diskretne vrednosti iz odgovarajućeg skupa (na primer, skupa prirodnih brojeva), dok, kod drugog tipa, promenljive mogu biti jednake ma kojoj vrednosti iz izabranog domena (primer za ovo je skup realnih brojeva). Pošto diferencijalna evolucija predstavlja metodu za rešavanje kontinualnih problema, dok je, u ovom slučaju, bilo predviđeno da izlazni rezultat predstavljaju brojevi dva čvora koja bi bila povezana novoizgrađenim vodom, a koji pripadaju diskretnom skupu prirodnih brojeva, moglo bi se postaviti pitanje o adekvatnosti primene predmetne metode na problem koji, u osnovi, ne pripada tipu problema koji se njome može rešavati. Ova nedoslednost je, međutim, otklonjena svodenjem početnog diskretnog problema na kontinualni pomoću principa georeferenciranja, to jest, postavljanja posmatrane oblasti u jednu od mogućih kartografskih projekcija, čime se postiže relativizacija kota na tom području u odnosu na izabranu referentnu tačku. Usvajanjem koordinatnog sistema datog na slici 1, otvorena je mogućnost jednoznačnog opisivanja svake od tačaka u regionu test-sistema dvema koordinatama, pri čemu je horizontalna osa proglašena x -osom, a vertikalna osa y -osom. Ovim je postignuto da proces optimizacije, koji bi kao izlazni rezultat trebalo da da brojeve dva odabrana čvora, zapravo na svom izlazu pruža četiri koordinate koje određuju dve tačke u oblasti sistema, gde se čvorom koji odgovara jednoj od tačaka rešenja proglašava čvor koji joj je geografski najbliži. Opravdanje za ovakvo rezonovanje se može pronaći u činjenici da se, u najvećem procentu praktičnih slučajeva, u sistemima mogu jasno grupisati čvorovi koji pripadaju proizvodnim geografskim regionima (često su u pitanju područja bogata nekim od energenata pomoću kojih se vrši proizvodnja električne energije) i čvorovi koji spadaju u potrošačke oblasti (za koje bi se primer mogao naći u velikim gradovima), te bi se povezivanje ovih regija, u neku ruku, moglo poistovetiti sa povezivanjem čvorova koji se u njima nalaze.

Prema prethodno navedenom, jasno je da se svako od mogućih N rešenja problema u iteraciji g može zapisati korišćenjem četiri promenljive, od kojih svaka predstavlja po jednu koordinatu predloženih čvorova, u formi datoj obrascem (1).

$$s_i^g = \{x_{s_i,1}^g, y_{s_i,1}^g, x_{s_i,2}^g, y_{s_i,2}^g\}, i = 1, 2 \dots N \quad (1)$$

U izrazu (1), oznake imaju sledeće značenje:

- $x_{s_i,1}^g$ – x -koordinata prve tačke rešenja s_i^g ;
- $y_{s_i,1}^g$ – y -koordinata prve tačke rešenja s_i^g ;

- $x_{s_i,2}^g$ – x -koordinata druge tačke rešenja s_i^g ;
- $y_{s_i,2}^g$ – y -koordinata druge tačke rešenja s_i^g .

Inicijalizacija rešavanja opisanog problema odvija se nasumičnim generisanjem početne populacije od N potencijalnih rešenja (u ovom slučaju, usvojeno je da ova populacija broji 70 članova), od kojih je svako predstavljeno oblikom specificiranim obrascem (1). Potom je, u svakoj od iteracija proračuna, za svako od rešenja iz postojeće populacije (poznato i kao ciljni vektor) određivano konkurentno rešenje (nazvano probnim vektorom). Formiranje probnog vektora otpočinjalo je izradom takozvanog donorskog vektora, čiji su elementi kasnije korišćeni prilikom stvaranja probnog vektora u procesu mutacije.

Neka je, u iteraciji g , dat ciljni vektor s_i^g . Za ovo, i -to rešenje u odgovarajućoj populaciji, donorski vektor v_i^g je bio generisan tako što su se, na početku mutacije, za svaki od elemenata k ovog rešenja nasumično odabirala po tri indeksa rešenja iz populacije, uz ograničenje dato izrazom (2).

$$r_{1,k} \neq r_{2,k} \neq r_{3,k} \neq i \quad (2)$$

Nakon toga je k -ti element donorskog vektora bio izračunavan tako što je k -tom elementu prvog odabranog rešenja dodavana razlika k -tih elemenata drugog i trećeg odabranog rešenja, skalirana faktorom mutacije F , za koji je, u ovom radu, korišćena vrednost od 0,9.

$$v_{i,k}^g = s_{r_{1,k}}^g + F * (s_{r_{2,k}}^g - s_{r_{3,k}}^g) \quad (3)$$

Po određivanju donorskog vektora, pristupano je procesu ukrštanja, u kome je formiran probni vektor u_i^g , i to tako što je za svaki od elemenata k rešenja i u iteraciji g nasumično generisan realni broj $rand_{i,k}^g$ iz opsega $[0,1]$, posle čega je probni vektor određivan prema formulama (4) i (5).

$$u_{i,k}^g = \begin{cases} v_{i,k}^g, & rand_{i,k}^g \leq CP \\ s_{i,k}^g, & rand_{i,k}^g > CP \end{cases} \quad (4)$$

$$u_i^g = \{u_{i,1}^g, u_{i,2}^g, u_{i,3}^g, u_{i,4}^g\}, i = 1, 2 \dots N \quad (5)$$

U obrascu (4) je sa CP označena verovatnoća vršenja ukrštanja koja predstavlja predefinisani realni broj koji leži između 0 i 1, pri čemu je, za potrebe analiza sprovedenih u ovom radu, usvojena vrednost CP od 0,8. Kada je formiranje probnog vektora završeno, pristupano je izračunavanju vrednosti kriterijskih funkcija ciljnog i probnog vektora, gde je prvim kriterijumom optimizacije smatrana maksimizacija instalisane snage vetroelektrane koja se priključuje na sistem, dok je za drugi kriterijum optimizacije proglašena minimizacija troškova gubitaka energije u sistemu u toku životnog veka izgrađenog voda. Vrednost

prve kriterijumske funkcije nekog od rešenja je, nakon modelovanja same vetroelektrane čije se priključenje razmatra i pripisivanja odgovarajućih čvorova tačkama definisanim koordinatama koje tom rešenju pripadaju, određivana u četiri koraka:

- Između odabranih čvorova uveden je novi dalekovod u simulacioni model sistema, pri čemu su parametri ovog voda bili proračunavani na osnovu njegove dužine, za koju je usvajana vrednost za 20% veća od direktne udaljenosti između čvorova.
- Pretpostavljani su uslovi koji odgovaraju režimu zimskog maksimuma, nakon čega je izračunavana maksimalna snaga proizvodnje vetroelektrane u normalnom radnom stanju sistema tako da u ovom režimu ne dođe do narušavanja uslova njegovog bezbednog funkcionisanja, to jest, do preopterećenja dalekovoda ili pojave napona van dopuštenih granica. Ovaj korak je vršen proračunavanjem optimalnih tokova snaga, u skladu sa opisom datim u [12], pri čemu je kriterijum nalaženja ovih tokova bila minimalna ukupna cena generisanja energije, uz unapred uneti preduslov po kome je jedinična cena energije iz vetroelektrane smatrana višestruko nižom u poređenju sa jediničnim cenama proizvodnje energije iz drugih generatora u sistemu. Prema pretpostavkama važećim za režim zimskog maksimuma, snaga proizvodnje energije je, na kraju ovog koraka, izjednačavana sa instalisanom snagom vetroelektrane.
- Nakon kompletiranja postupka vezanog za normalno stanje sistema, sprovedena je analiza sigurnosti rada istog prilikom jednostrukih ispada elemenata u njemu. Ova analiza je realizovana tako što su simulirani ispadi svakog pojedinačnog voda u sistemu, uključujući i novoizgrađeni vod, posle čega je, za svaku od topologija mreže nastalih na ovaj način, vršen proračun optimalnih tokova snaga, pojašnjen u prethodnom koraku. Time su dobijane maksimalne dozvoljene vrednosti snage proizvodnje vetroelektrane, pri čemu je svaki od ovih kapaciteta predstavljao i najveću dozvoljenu vrednost instalisane snage elektrane. Ti kapaciteti su, zajedno sa instalisanom snagom određenom u koraku 2), formirali skup maksimalnih dozvoljenih instalisanih snaga vetroelektrane za radni režim zimskog maksimuma. Konačno, od članova ovog skupa odabiran je onaj sa najmanjom vrednošću, koji je proglašavan najvećom dopuštenom instalisanom snagom razmatrane vetroelektrane za režim zimskog maksimuma.
- Procedura istovetna onoj izloženoj za zimski maksimum je sprovedena i pri pretpostavkama kojima su definisani režimi letnjeg maksimuma i letnjeg minimuma, čime su dobijeni i maksimalni dozvoljeni instalisani kapaciteti vetroelektrane za

ova dva režima. Na samom kraju je najmanja od tri snage zabeležene za po jedan od odabranih radnih režima izdvajana kao najveća dopuštena vrednost instalisanog kapaciteta analizirane vetroelektrane i samim tim, kao vrednost prve kriterijumske funkcije za rešenje koje se u tom trenutku razmatra.

Ukoliko bi se usvojilo da je rešenje čija se vrednost prve kriterijumske funkcije računa obeleženo sa i , poslednji korak pojašnjenog procesa bi se mogao opisati i preko jednačine (6).

$$K_{1,i} = \min(P_{instVE,i}) \quad (6)$$

Za potrebe određivanja vrednosti druge kriterijumske funkcije rešenja i , godišnji gubici električne energije su određivani uz pomoć metode ekvivalentnog trajanja vršnih gubitaka u razmatranom sistemu, prema kojoj se godišnji gubici energije mogu dobiti množenjem snage gubitaka ($P_{gub,max.}$) u trenutku kada se u sistemu javlja maksimalna vrednost potrošnje (u ovom slučaju, taj momenat odgovara režimu zimskog maksimuma) i ekvivalentnog trajanja ove snage gubitaka, izračunate uz pomoć obrasca (7) [13].

$$\tau = (0,124 + \frac{T_e}{10000})^2 * 8760 [h] \quad (7)$$

U jednačini (7) je sa T_e označeno ekvivalentno vreme trajanja vršne snage opterećenja u sistemu, koje se može izračunati kao odnos godišnje potrošnje energije u njemu i vršne zabeležene snage ove potrošnje u toku posmatrane godine. Prema postojećim podacima [14], za elektroenergetski sistem Republike Srbije je za ovo vreme usvojena vrednost od 5274,7 h.

Utrošak sredstava potrebnih za nadoknadu godišnjih gubitaka električne energije je, u skladu sa primenom metodologijom, bio izračunavan kao proizvod godišnjih gubitaka energije i njihove jedinične cene (c_j), za koju je, za potrebe ovog rada, usvojena vrednost od 49,59 €/MWh [15]. Ukupna cena gubitaka električne energije tokom životnog voda novog dalekovoda, svedena na godinu početka njegove eksploatacije, izračunavana je prema izrazu (8), u kome je sa n obeležen vek trajanja ovog dalekovoda izražen u godinama, za koji je usvojeno da je jednak 40, dok p_n označava stopu aktualizacije troškova na godinu početka eksploatacije novog dalekovoda, za koju je korišćena vrednost od 0,05.

$$C_{DV} = c_j * \tau * P_{gub,max.} * \frac{(1+p_n)^n - 1}{p_n * (1+p_n)^n} \quad (8)$$

Iznos druge kriterijumske funkcije i -tog rešenja je izračunavan kao razlika ukupnih cena gubitaka električne energije u slučaju kada razmatrano rešenje nije primenjeno u sistemu ($C_{DV,0}$) i kada je predloženi novi dalekovod u pogonu ($C_{DV,i}$), kao što se može videti u formuli (9). Pritom je uvažavana činjenica da

dozvoljeni instalisani kapacitet vetroelektrane nije jednak u ova dva slučaja. Odavde sledi i zaključak da se vrednost druge kriterijumske funkcije za neko rešenje nije mogla odrediti pre vrednosti prve kriterijumske funkcije za isto rešenje.

$$K_{2,i} = C_{DV,0} - C_{DV,i} \quad (9)$$

Naredni korak obuhvatao je svođenje vrednosti kriterijumskih funkcija tako da njihovi iznosi leže u opsegu od 0 do 1, i to tako da iznos bliži jedinici označava bolju relativnu vrednost kriterijumske funkcije. Po ovome je normalizovana vrednost kriterijumske funkcije f , određene za rešenje i , izračunavana korišćenjem obrasca (10) [16].

$$NK_{f,i} = \frac{K_{f,i} - Dystopia_f}{Utopia_f - Dystopia_f} \quad (10)$$

Oznake $Utopia_f$ i $Dystopia_f$ se, u formuli (10), odnose, tim redom, na maksimalnu i minimalnu vrednost kriterijumske funkcije f koje se mogu dobiti za ma koje od rešenja iz dopuštenog domena. Mera i -tog rešenja je potom definisana preko izraza (11), pomoću zbira normalizovanih vrednosti kriterijumskih funkcija, pomnoženih težinskim faktorima w_f , pri čemu je važno da suma težinskih faktora mora u svakom trenutku biti jednaka 1.

$$K_i = NK_{1,i} * w_1 + NK_{2,i} * w_2 \quad (11)$$

Na kraju svakog od ciklusa optimizacije, vršena je turnirska selekcija, pri kojoj je, za svaki od ciljnih vektora, obavljano poređenje njegove mere i mere njemu suprotstavljenog probnog vektora, gde bi se rešenje sa povoljnijom vrednošću mere prenosilo u narednu iteraciju postupka, dok bi rešenje sa manjom merom bilo eliminisano iz daljeg optimizacionog procesa. Operatoru sistema je ovde ostavljena mogućnost unošenja maksimalne dozvoljene vrednosti ulaganja u izgradnju novog voda, pri čemu bi rešenje skuplje od te vrednosti bilo automatski odstranjeno iz optimizacije. Sredstva neophodna za investiranje u podizanje dalekovoda računata su množenjem njegove estimirane dužine jediničnom cenom voda 110 kV naponskog nivoa, koja, prema [17], iznosi 175000 €/km.

Rešavanje optimizacionog problema je, u sklopu analiza sprovedenih za potrebe ovog rada, trajalo predefinisani broj iteracija G , za koji je, u ovom slučaju, usvojena vrednost od 60. Taj broj je definisan na osnovu postupka u okviru kog je broj iteracija, počevši od 100, smanjivan za po 10, sve dok nije primećeno da je pouzdanost izvršenih proračuna ugrožena. Kako se ovo dogodilo pri 50 iteracija po optimizacionom ciklusu, to je najmanji broj iteracija za koji su dobijeni rezultati i dalje smatrani verodostojnim, to jest, 60, odabran kao broj koji će biti korišćen u proračunima opisanim u ovom radu. Ovakvim pristupom je obezbeđeno da se optimizacija odigrava što je efikasnije

moгуće, to jest, uz što manji broj iteracija, ali bez narušavanja pouzdanosti dobijenih rezultata, do koga bi moglo doći ako bi se broj iteracija prekomerno smanjio. Optimalnim rešenjem je proglašavano ono koje je u populaciji preostaloj na kraju poslednje iteracije imalo najveću vrednost mere.

4. PRIKAZ DOBIJENIH REZULTATA

U cilju pružanja ilustrativnog primera primene kreirane tehnike, sproveden je test-proračun, u okviru kog je analizirano priključenje vetroelektrane u čvoru 9, u gornjem desnom uglu šeme date na slici 1. Ovaj čvor je odabran potpuno nasumično, čime je oslikana i priroda procesa priključenja obnovljivih izvora, gde operator sistema nikako ne može unapred znati čvoriste u čijoj će se okolini pojaviti novi generatorski kapacitet. Po inicijalnom proračunu, pre izgradnje novog voda u sistemu, u čvoru 9 bi se mogla priključiti vetroelektrana instalisane snage od 210,613 MW.

Potom su, za obe kriterijumske funkcije, određene maksimalne ($Utopia_i$) i minimalne ($Dystopia_i$) vrednosti do kojih bi mogla dovesti realizacija ma kog rešenja u sistemu čija cena ne premašuje dopušteni limit za koji je, za potrebe test-proračuna, usvojena vrednost od 20 miliona €. Izračunate ekstremne vrednosti kriterijumskih funkcija za ovaj slučaj mogu se videti u tabeli 1.

Tabela 1. Ekstremumi kriterijumskih funkcija

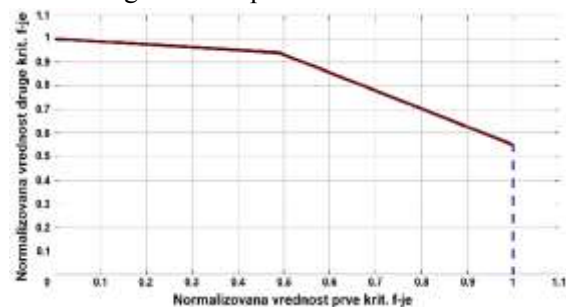
	Prvi čvor voda	Drugi čvor voda	Ekstremum kriterijumske funkcije
$Utopia_1$	9	više čv.	317,294 MW
$Dystopia_1$	9	10	164,802 MW
$Utopia_2$	9	10	930930 €
$Dystopia_2$	9	1	-653150 €

Tabela 2. Rezultati sprovedenih proračuna

w_1	w_2	Prvi čvor voda	Drugi čvor voda	$NK_{1,i}$	$NK_{2,i}$	K_i
0	1	9	10	0	1	1
0,1	0,9	9	10	0	1	0,9
0,2	0,8	9	11	0,49	0,94	0,85
0,3	0,7	9	11	0,49	0,94	0,81
0,4	0,6	9	11	0,49	0,94	0,76
0,5	0,5	9	18	1	0,55	0,78
0,6	0,4	9	18	1	0,55	0,82
0,7	0,3	9	18	1	0,55	0,87
0,8	0,2	9	18	1	0,55	0,91
0,9	0,1	9	18	1	0,55	0,96
1	0	9	18	1	0,55	1

Kako bi se pokazao uticaj izbora vrednosti težinskih faktora na odabir optimalnog rešenja, sprovedeno je 11 odvojenih proračuna, pri kojima je vrednost faktora w_1 varirana od 0 do 1, postepenim povećanjem, u koracima od po 0,1. Shodno uslovu da zbir težinskih faktora uvek mora biti jednak jedinici, iznos faktora w_2 je smanjivan u identičnim koracima. Rezultati sprovedenih analiza prikazani su u tabeli 2, datoj na početku naredne stranice.

Projekcije dobijenih rezultata na odgovarajući Pareto front grafički su prikazane na slici 4.



Slika 4 – Projekcije rešenja na Pareto front

U sklopu diskusije dobijenih rezultata, biće navedeno da su cene gubitaka dobijene u slučajevima u kojima je faktoru w_2 dat veći značaj bili jednaki najnižim mogućim (vrednost $NK_{2,i}$ od 1 i ušteda od čak 930930 € na godišnjem nivou), da bi, kako se važnost ovog faktora smanjivala, taj iznos pao prvo na 835885 € (vrednost $NK_{2,i}$ od 0,94), ne bi li se konačno spustio na 218094 € (vrednost $NK_{2,i}$ od 0,55). Upravo je u slučajevima u kojima je ravnoteža težinskih faktora drastično pomerenjena u korist instalisane snage vetroelektrane ova snaga i bila jednaka najvećoj mogućoj, to jest, 317,294 MW (vrednost $NK_{1,i}$ od 1). Sa smanjivanjem iznosa faktora w_1 , padala je i instalisana snaga ove elektrane, i to prvo do 239,523 MW (vrednost $NK_{1,i}$ od 0,49), pa potom i do najmanje moguće vrednosti od 164,802 MW (vrednost $NK_{1,i}$ od 0). Kako su ovi rezultati u potpunosti usklađeni sa teoretskim predviđanjima o uticaju varijacije težinskih faktora na efekte koje bi novi dalekovod, predložen odabranim rešenjem, mogao imati na uslove rada test-sistema, to sledi da je razvijena modifikacija diferencijalne evolucije, koja uključuje primenu principa georeferenciranja u svrhu konverzije diskretnih varijabli u kontinualne, adekvatna za rešavanje postavljenog tipa problema optimalnog planiranja razvoja prenosnih sistema. Unapređenje prikazane metodologije bi se, prema sagledavanjima autora, moglo ostvariti kroz variranje nekih od usvojenih parametara, poput, primera radi, dijagrama potrošnje u čvorovima.

5. ZAKLJUČAK

Temu ovog rada je predstavljala modifikacija diferencijalne evolucije kako bi se omogućilo njeno

korišćenje pri određivanju najpogodnijeg ojačanja analiziranog sistema u skladu sa rezultatima sprovedenog višekriterijumskog optimizacionog procesa. Formirana metodologija je detaljno izložena, pri čemu je njena primenljivost na definisani tip problema demonstrirana na primeru 110 kV test-sistema od 30 čvorova. Ovim radom je verifikovana i opravdanost potencijalnog korišćenja prikazanog algoritma za zadatke koji se odnose na razvoj postojećih prenosnih mreža, te se može zaključiti da je time još jedanput potvrđeno i da će metode optimizacije imati svoje mesto u planiranju održivih elektroenergetskih sistema budućnosti, usklađenih sa savremenim ekološkim tendencijama.

LITERATURA

- [1] Zakon o energetici, *Službeni glasnik Republike Srbije*, Vol. 145/2014 i 95/2018
- [2] Muthamil Selvi C, Gnanambal K. Power system voltage stability analysis using Modified Differential Evolution, in Proc. *2011 International Conference on Computer, Communication and Electrical Technology (ICCCET)*, Tirunelveli, India, pp. 382-387, 18-19 March 2011.
- [3] Godwin Immanuel D, Selva Kumar G, Christofer Asir Rajan C. A Hybrid Genetic Algorithm based on Differential Evolution Approach for Voltage Stability Improvement, *International Journal of Computer Science*, Vol. 86, No. 16, pp. 29-32, 2014.
- [4] Su CT, Lee CS. Network Reconfiguration of Distribution Systems Using Improved Mixed-Integer Hybrid Differential Evolution, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 18, No. 3, pp. 1022-1027, 2003.
- [5] Qiu X, Zhang Z, Wei Q. An Improved Differential Evolution Algorithm for Transmission Network Planning, in Proc. *2011 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, Weihai, China, pp. 1246-1249, 06-09 July 2011.
- [6] Sum-Im T, Ongsakul W. A Self-Adaptive Differential Evolution Algorithm for Transmission Network Expansion Planning with System Losses Consideration, in Proc. *2012 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)*, Kota Kinabalu Sabah, Malaysia, pp. 151-156, 02-05 December 2012.
- [7] Alhamrouni I, et.al. Differential evolution algorithm for multistage transmission network expansion planning based on AC load flow model, in Proc. *3rd IET International Conference on Clean Energy and Technology (CEAT)*, Sarawak, Malaysia, pp. 1-4, 24-26 November 2014.
- [8] Estabragh MR, Mohammadian MM. Optimal allocation of DG regarding to power system security via DE technique, in Proc. *2011 IEEE Jordan Conference on Applied Electrical Engineering and Computing Technologies (AEECT)*, Amman, Jordan, pp. 26-31, 06-08 December 2011.
- [9] Zhiqiang W, et.al. Substation planning based on geographic information and differential evolution algorithm, in Proc. *2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, Nanjing, China, pp. 1-7, 06-07 April 2009.
- [10] AD Elektromreža Srbije. Pravila o radu prenosnog sistema [Internet]. 2017 [citirano 14.08.2019.]. Dostupno na: <http://www.ems.rs>
- [11] Bailes A. Electricity Demand and the Duck Curve [Internet]. 06.11.2015 [citirano 14.08.2019.]. Dostupno na: <https://www.energyvanguard.com>
- [12] Cain MB, O'Neill RP, Castillo A. History of optimal power flow and formulations [Internet]. 2012 [citirano 08.10.2020.]. Dostupno na: <https://www.ferc.gov>
- [13] Sallam A, Malik O. *Electric Distribution Systems*, Wiley, Hoboken, USA, 2011.
- [14] Električna energija [Internet]. 2007 [citirano 18.08.2019.]. Dostupno na: <http://www.grujic-pondi.hr>
- [15] Regulatorna agencija Crne Gore. Javni poziv sa Nacrtom plana prenosne mreže i planom investicija [Internet]. 08.05.2018 [citirano 19.08.2019.]. Dostupno na: <http://regagen.co.me>
- [16] Deb K. *Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms*, Wiley, Chichester, United Kingdom, 2001.
- [17] ACER. Report on unit investment cost indicators and corresponding reference values for electricity and gas infrastructure, version 1.1 [Internet]. 23.07.2015 [citirano 28.08.2019.]. Dostupno na: <https://www.acer.europa.eu>

SUMMARY

APPLICATION OF DIFFERENTIAL EVOLUTION FOR DEFINING THE OPTIMAL GRID REINFORCEMENT SHOWN ON THE TEST-SYSTEM

Building of the renewable energy sources in the geographic areas that were not, until that moment, recognized as the locations where the energy could be generated could lead to the change in load flows and voltage values in the system in which these sources are being incorporated. The inability of the system operator to deny the connection of the renewable sources can often cause the need for the system reinforcements between the newly created productive regions and the existing zones with the significant consumption. Therefore, the goal of this paper is the determination of the optimal new line that should be commissioned in the system, according to the results of the conducted multi-criteria optimization, performed using the differential evolution method, modified applying the georeferencing principle. This calculation takes into account the maximization of the installed capacity of the connected renewable source and minimization of the energy losses' costs in the system during the lifespan of the built line as the objective functions for optimization. The application of the developed methodology is demonstrated on the test-system containing 30 nodes, with the wind power plant being connected to the grid in one of them.

Key words: *renewable energy sources, georeferencing, differential evolution*