Broj rada: R5-11
DOI:10.46793/CIRED2026.R5-11_108

VIŠEGODIŠNJE PLANIRANJE PROŠIRENJA AKTIVNIH DISTRIBUTIVNIH MREŽA U PRISUSTVU NEIZVESNOSTI KORIŠĆENJEM PRISTUPA ZASNOVANOG NA UPRAVLJANJU RIZIKOM

A RISK-BASED MULTI-YEAR EXPANSION PLANNING OF ACTIVE DISTRIBUTION NETWORKS UNDER UNCERTAINTY

Stanko KNEŽEVIĆ, Schneider Electric, Srbija*
Željko POPOVIĆ, Fakultet Tehničkih Nauka Novi Sad, Srbija

KRATAK SADRŽAJ

U ovom radu predložen je novi pristup zasnovan na dinamičkom programiranju za višegodišnje planiranje proširenja aktivnih distributivnih mreža u prisustvu neizvesnosti, uzimajući u obzir stvaran odnos donosioca odluka prema riziku. Predložena je višekriterijumska formulacija mešovitog celobrojnog linearnog programiranja (MILP) zasnovana na intervalnoj RDM (Relative Distance Measure) aritmetici u cilju generisanja skupa neinferiornih statičkih planova proširenja mreže. Ovi planovi čine osnovu za određivanje višegodišnjeg plana proširenja u okviru predloženog pristupa formulisanog u terminima dinamičkog programiranja, koji ima za cilj minimizaciju finansijskog rizika u skladu sa preferencijama donosioca odluka prema riziku. Upravljanje opterećenjem i kontrola aktivne/reaktivne snage (P/Q) distributivnih generatora se razmatraju kao alternativna rešenja, zajedno sa izgradnjom i pojačanjima u mreži kako bi se smanjio rizik od neefikasnih odluka u planiranju proširenja aktivnih distributivnih mreža. Numerički rezultati demonstriraju ekonomske i strateške prednosti predloženog pristupa u odnosu na tradicionalne višeetapne više-scenarijske pristupe. Rezultati takođe ističu uticaj preferencija donosioca odluka prema riziku na izbor optimalnog višegodišnjeg plana razvoja mreže, kao i ulogu i vrednost alternativnih rešenja u upravljanju rizikom.

Ključne reči: višegodišnje planiranje, neizvesnost, rizik, dinamičko programiranje, alternativna rešenja

ABSTRACT

This paper presents a novel dynamic programming-based framework for the multi-year active distribution networks expansion planning under uncertainty, accounting for the true nature of a decision-maker's attitude towards risk. It proposes a multi-objective mixed-integer linear programming (MILP) formulation based on interval Relative Distance Measure (RDM) arithmetic to generate a set of non-inferior static network expansion plans. These plans form the basis for determining the multi-year expansion plan within the presented dynamic programming framework, which aims to minimize financial risk in accordance with the decision-maker's risk preference. Demand response and active/reactive power (P/Q) control of distributed generators, as non-network alternatives, are co-optimized with network enhancements to support flexible planning and reduce the risk of inefficient expansion

* Stanko Knežević stanko.knezevic@se.com; Željko Popović zpopovic@uns.ac.rs

decisions. The case studies demonstrate the economic and strategic advantages of the proposed approach over traditional multi-stage scenario-based approaches. The results also highlight the impact of the decision-maker's risk preferences on the network expansion decisions, as well as the role and value of the non-network alternatives in managing uncertainties.

Keywords: multi-year expansion planning, uncertainty, risk, dynamic programming, non-network alternatives

NOMENKLATURA

1.1 Parametri

be_a–postojeći presek grane (a),
CLoss – trošak gubitaka snage,
$CINV_{a,s,b}$ – trošak izgradnje/pojačanja grane (a) tipa (s) i veličine (b),
$C_{INT_{min}}$ – jedinična najniža cena neisporučene energije u mreži,
Cdr_n,$Ccurt_n$ – trošak upravljanja opterećenjem i odsecanja u čvoru (n), respektivno,
$CDGcurt_n$ – trošak sečenja aktivne snage generatora u čvoru (n)
$d_{a,\ up}$ – prosečno trajanje prekida napajanja usled kvara na grani (a) za potrošače iznad grane,
$d_{a,down}$ – prosečno trajanje prekida napajanja usled kvara na grani (a) za potrošače ispod grane,
d – diskontna stopa
$drmax_n$ – maksimalno smanjenje opterećenja putem upravljanja opterećenjem u čvoru (n),
KDG_n – fiktivno opterećenje generatora napajano isključivo iz trafostanice,
K_{REL_n} –odnos jediničnog troška neisporučene električne energije u čvoru (n) i najnižeg jediničnog troška neisporučene električne energije u mreži ($C_{INT_{min}}$)
$K_{P_{a,s,b,ns}}$,$K_{Q_{a,s,b,ns}}$ – koeficijenti gubitaka aktivne i reaktivne snage grane (a) tipa (s) i veličine (b), respektivno,
L_a – dužina grane (a),
$LossF(a)$ – faktor gubitaka za granu (a),
NP – broj linearnih segmenata (stranica poligona) korišćenih za linearizaciju ograničenja toka snage u grani,
NV – broj linearnih segmenata (stranica poligona) korišćenih za linearizaciju naponskih ograničenja,
NG(n) – broj linearnih segmenata (stranica poligona) korišćenih za linearizaciju ograničenja generatora u čvoru (n),
n_S – broj trafostanica u mreži,
n_{TOT} –ukupan broj čvorova u mreži uključujući i napojnu trafostanicu,
$PG_{n,max}$ – maksimalna aktivna snaga generatora u čvoru (n),
$PGS^h{}_{n,max}$ – maksimalna snaga solarnog generatora u periodima dana i sezona koji odgovaraju nivou opterećenja (h).
PL_n^h, QL_n^h – prognozirana potrošnja aktivne i reaktivne snage, respektivno, u čvoru (n) pri nivou opterećenja (h), koja odgovara jednoj kombinaciji ulaznih parametara (stanju prirode), kako je opisano u poglavlju 2,
PG_n^h – izlazna aktivna snaga generatora u čvoru (n) pri nivou opterećenja (h), koja odgovara jednoj kombinaciji ulaznih veličina (stanju prirode), kako je opisano u poglavlju 2,
PL_n^{max} – maksimalno opterećenje čvora (n) tokom svih razmatranih nivoa opterećenja,
PG_n^{avr}– srednja vrednost aktivne snage generatora u čvoru (n),

$ps_{a,s,b,ns}$ –dužina segmenta (stranice poligona) (ns) koji se koristi pri linearizaciji ograničenja toka snage u grani (a) tipa (s) i veličine (b),
$pg_{n,ns}$ – dužina segmenta (stranice poligona) (*ns*) koji se koristi pri linearizaciji ograničenja snage generatora u čvoru (*n*),
$p(\psi_{i_t})$ – verovatnoća stanja prirode (posledice) ψ koje odgovara planu razvoja mreže (*i*) u godini (*t*),
$QG_{n,max}$ – maksimalna reaktivna snaga generatora u čvoru (*n*),
$R_{a,s,b}$, $X_{a,s,b}$– otpornost i reaktansa grane (*a*) tipa (*s*) i veličine (*b*), respektivno,
se_a –postojeći tip grane (*a*),
$S_{a,s,b,\,max}$ – nazivna prividna snaga grane (*a*) tipa (*s*) i veličine (*b*),
$SG_{n,max}$ – nazivna prividna snaga generatora u čvoru (*n*),
T – period planiranja,
TE – period koji odgovara ekonomskom veku trajanja opreme (na primer, TE= 25-30 godina).
X_{max}– velika pozitivna konstanta,
V^{min}, V^{max} – minimalna i maksimalna granica napona u mreži, respektivno,
V_{nom} – nominalni napon mreže,
vn_{ns} – dužina segmenta (stranice poligona) (*ns*), koji se koristi pri linearizaciji minimalne granice napona,
vx_{ns} – dužina segmenta (stranice poligona) (*ns*) koji se koristi pri linearizaciji maksimalne granice napona,
$\lambda_{a,s}$ - intenzitet otkaza grane (*a*) tipa (*s*),
$\tau^h(t)$ – trajanje nivoa opterećenja (*h*) u godini (*t*)
δ_n – faktor opterećenja u čvoru (*n*)

1.2 Skupovi

A_a – skup tipova provodnika razmatranih za granu (*a*),
F_n, T_n – skup svih grana za koje je čvor (*n*) izvorni čvor i skup grana za koje je čvor (*n*) terminalni čvor, respektivno,
M_E,M_F –skup postojećih grana (elemenata) i skup mogućih novih grana u mreži, respektivno,
N_{TOT} – skup čvorova u mreži,
N_{DG} – skup čvorova sa generatorima u mreži,
SS(*a,s*) – skup preseka na koji se grana (*a*) tipa (*s*) može izgraditi ili unaprediti (pojačati) u mreži,
Ψ_{i_t} –skup posledica (stanja prirode) pridruženih planu razvoja (*i*) u godini (*t*)

1.3 Promenljive veličine

$Imax^2_{a,s,b}$ – kvadrat maksimalne struje koja teče kroz granu (a) tipa (s) i veličine (b),
$p^h_{a,s,b}$, $p^h{}_{a',s,b}$– aktivna snaga kroz granu (*a* i *a*') tipa *(s)* preseka *(b)* nivoa opterećenja *(h)*, u jednom i drugom smeru respektivno,
$Pl^h_{a,s,b}$ – promenljiva veličina koja opisuje gubitke aktivne snage u grani *(a)* tipa *(s)* preseka *(b)* nivoa opterećenja *(h)*,
$Ql^h_{a,s,b}$–promenljiva veličina koja opisuje gubitke reaktivne snage u grani *(a)* tipa *(s)* preseka *(b)* nivoa opterećenja *(h)*,
$q^h_{a,s,b}$, $q^h{}_{a',s,b}$ – reaktivna snaga kroz granu (*a* i *a*') tipa *(s)* preseka *(b)* nivoa opterećenja *(h)*, u jednom i drugom smeru respektivno
$w_{a,s,b}$– binarna promenljiva koja uzima vrednost 1 ako je postojeća grana *(a)* tipa *(s)* i veličine *(b)* opterećena, ili je pojačana, ili je izgrađena nova grana,u suprotnom promenljiva uzima vrednost 0

xp_n^h –promenljiva veličina koja opisuje sečenje aktivne snage generatora u čvoru (n) pri nivou opterećenja (h),
xq_n^h, xq'^h_n, – promenljive veličine koje opisuju proizvodnju i apsorpciju reaktivne snage generatora u čvoru (n) pri nivou opterećenja (h), respektivno,
$x_{a,s,b}$, $x_{a',s,b}$, $y_{a,s,b}$, $y_{a',s,b}$, $xdg^{\mathrm{h}}_{a,s,b}, xdg^{\mathrm{h}}_{a',s,b}$ – pomoćne kontinualne promenljive veličine,
${}^hV_l^{Re}$, ${}^hV_l^{Im}$ – promenljive veličine koje predstavljaju realnu i imaginarnu komponentu napona u čvoru (l) nivoa opterećenja (h),
zdr_n^h, $zcur_n^h$ – promenljive koje opisuju smanjenje opterećenja u čvoru (n) pri nivou opterećenja (h) usled upravljanja opterećenjem i sečenja opterećenja, respektivno.

UVOD

Ovaj rad razmatra problem višegodišnjeg planiranja razvoja aktivnih distributivnih mreža. S obzirom na to da je budućnost neizvesna, tokom razmatranog perioda planiranja mogu se pojaviti različite moguće budućnosti, odnosno stanja prirode. U takvom neizvesnom okruženju, cilj donosioca odluke jeste određivanje višegodišnjeg plana razvoja koji na efikasan način odgovara na svako moguće stanje prirode. Značajan broj radova bavi se višegodišnjim planiranjem razvoja distributivnih mreža u prisustvu neizvesnosti [1], [2], pri čemu se u literaturi najčešće razmatraju tri osnovna pristupa: stohastičko programiranje, robusna optimizacija i optimizacija sa ograničenjima zasnovanim na verovatnoći [3].

U radu [4] predložen je pristup koji koristi dinamički proračun tokova snaga u okviru neuronskih mreža kako bi se dobilo robusno rešenje problema planiranja proširenja prenosne mreže, uz razmatranje višeperiodnog planiranja u prisustvu neizvesnosti. Rad [5] predlaže robusnu optimizaciju za višegodišnje planiranje razvoja aktivnih distributivnih mreža u uslovima neizvesnosti, zasnovan na trostepenoj dekompoziciji problema. Algoritam razdvaja investicione odluke, modelovanje neizvesnosti i proveru tehničkih ograničenja, poput naponskih i termičkih ograničenja, čime se obezbeđuje robusno rešenje uz ispunjenje zahteva pouzdanosti. Iako je problem planiranja formulisan kao višegodišnji, numerički rezultati su prikazani za dvoetapni slučaj, odnosno za problem statičkog (jednogodišnjeg) planiranja razvoja mreže. U [6] predložena je robusna optimizacija za rešavanje problema dvoetapnog planiranja razvoja prenosnih mreža u prisustvu neizvesnosti opterećenja i proizvodnje, pri čemu su problemi formulisani u terminima mešovitog celobrojnog linearnog programiranja. Pristupi zasnovani na robusnoj optimizaciji [4], [5], [6], daju rešenja koja su često previše konzervativna [6], [7], [8]. Razlog za to je što standardna robusna optimizacija nalazi rešenje koje zadovoljava sva ograničenja u svim mogućim stanjima prirode definsanim ulaznim veličinama u prisustvu neizvesnosti, što često dovodi do rešenja sa većim očekivanim troškovima [6]. Zbog toga standardna robusna optimizacija ne koristi verovatnoće ulaznih neizvesnih veličina.

Nasuprot tome, optimizacije sa ograničenjima zasnovanim na verovatnoći [9], [10], [11], [12], određuju planove razvoja distributivnih mreža u prisustvu neizvesnosti u kojima su ograničenja zadovoljena sa određenom verovatnoćom. U [9] je predložena metodologija zasnovana na genetskom algoritmu i optimizaciji sa ograničenjima zasnovanim na verovatnoći za rešavanje problema višeetapnog planiranja razvoja distributivnih mreža u prisustvu neizvesnosti, dok su numerički rezultati prikazani za troetapni plan razvoja. U [10] je predložena optimizacija sa ograničenjima zasnovanim na verovatnoći uz primenu progresivnog algoritma zasnovanog na binarnoj pretrazi, za rešavanje problema višeetapanog planiranja razvoja distributivnih mreža u prisustvu neizvesnosti. Problem je formulisan kao višescenarijski, mešovito-celobrojni linearni model, a numerički rezultati su prikazani za troetapni plan razvoja. U [11] predložen je

stohastički MILP model koji kombinuje optimizaciju sa ograničenjima zasnovanim na verovatnoći i višescenarijski pristup, dok su numerički rezultati prikazani za troetapni plan razvoja. Rad [12] razmatra višeetapni MILP model zasnovan na optimizaciji sa ograničenjima verovatnoće za rešavanja problema planiranje razvoja distributivnih mreža u prisustvu neizvesnosti opterećenja. Rezultati su i u ovom radu samo dati za troetapni primer. Međutim, svi navedeni pristupi ne ocenjuju moguće posledice narušavanja ograničenja, što može dovesti do izbora rizičnih rešenja, što može dovesti do značajnih finanskijskih gubitka u određenim stanjima prirode.

U [13] je prodložen dvoetapni, višescenarijski stohastički optimizacioni pristup zasnovan na MILP modelu za rešavanje planiranja razvoja distributivnih mreža u prisustvu neizvesnosti opterećenja i proizvodnje iz obnovljivih izvora. Dvoetapni, višescenarijski, stohastički optimizacioni pristup predložen u [14] formulisan je u terminima mešovitog celobrojnog linearnog programiranja u kojem se koristi mera uslovnog rizika (CVaR) za modelovanje donosioca odluke koji nije sklon riziku. Rad [15] predlaže višeetapni, višescenarijski plan razvoja distributivnih mreža zasnovan na MILP modelu i meri uslovnog rizika. Numerički rezultati prikazani su za troetapni plan razvoja. Rad [16] predlaže višeetapni, višescenarijski stohastički optimizacioni pristup za integrisano planiranje razvoja prenosnih i aktivnih distributivnih mreža u prisustvu neizvesnosti, zasnovan na Bendersovoj dekompoziciji uz primenu pristupa zasnovanih na mašinskom učenju. Numerički rezultati prikazani su za troetapni problem planiranja. Pristupi [13]-[16] ne mogu adekvatno da modeluju različite preferencije (stavove) donosioca odluka prema riziku. Modeli u [13] i [16] minimiziraju ukupne očekivane troškove, što odgovara ponašanju donosioca odluka koji ima neutralan odnos prema riziku, dok modeli iz [14] i [15] koriste meru uslovnog rizika što odgovara ponašanju donosioca odluke koji nije sklon riziku (pesimističan donosilac odluke). Međutim, izbor optimalnog višegodišnjeg plana razvoja zavisi upravo od toga kakve preferencije donosilac odluke ima prema riziku, te je stoga neophodno omogućiti modelovanje svih preferencija - od ekstremno pesimističkog do ekstremno optimističkog pristupa - primenom odgovarajuće funkcije korisnosti [17]. Ukoliko se rizik posmatra kao četvorka (A,N,O,U) gde A predstavlja skup alternativa (višegodišnjih planova), N stanja prirode (moguće budućnosti), O posledice, a U pridružene neizvesnosti [18], tada optimalno rešenje mora proizaći iz ocene svakog plana u odnosu na sve moguće posledice uz razmatranje stanja prirode i pripadajućih neizvesnosti. Optimalan plan je onaj koji minimizira rizik uz uvažavanje preferencija donosioca odluka.

Svi stohastički pristupi u planiranju distributivnih mreža [13]-[16], kao i pristupi zasnovani na optimizaciji sa ograničenjima verovatnoće [9]–[12], nezavisno od toga da li se problem razmatra u jednoj vremenskoj etapi ili kroz više etapa u budućnosti, svode se na jedan ekvivalentan deterministički optimizacioni problem kroz definisanje velikog broja scenarija, tj. stanja prirode [3], [19]. Ovakav višescenarijski pristup, rešavan u okviru jedinstvene optimizacione formulacije, dovodi do značajnog povećanja broja optimizacionih promenljivih i ograničenja sa porastom broja scenarija. Kada se razmatra veliki broj scenarija, gde svaki scenario predstavlja jedno stanje prirode, optimizacioni problem postaje računarski neizvodljiv (nerešiv), te se u literaturi primenjuju modeli koji razmatraju samo ograničen broj scenarija, odnosno stanja prirode. U tom slučaju se primenjuju tehnike redukcije scenarija i heuristički pristupi zasnovani na metodi pokušaja i grešaka sa ciljem da ograniče broj reprezentativnih scenarija [20]. Međutim, kao što je pokazano u [20], razmatranje samo malog broja scenarija može dovesti do rešenja lošijeg kvaliteta, čak i pri relativno malim nivoima neizvesnosti, kada je ukupan broj mogućih stanja prirode mali. Takođe, modeli koji razmatraju ograničeni broj etapa (npr. dve ili tri) [5], [6], [9]–[16] nemaju mogućnost da adekvatno ocene efikanost alternativnih rešenja, kao što su upravljanje opterećenjem ili kontrola aktivne i reaktivne snage

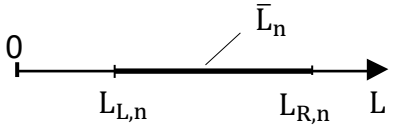
generisane iz obnovljivih izvora energije, kada su njihovi vremenski horizonti kraći od dužine jedne etape [19]. Time se onemogućava korektna ocena efikasnosti alternativnih rešenja, u pogledu odlaganja investicija u izgradnju/pojačanje elemenata mreže.

U ovom radu predložena su unapređenja u cilju prevazilaženja uočenih nedostataka postojećih pristupa u rešavanju problema višegodišnjeg planiranja razvoja distributivnih mreža. Predloženi pristup prevazilazi problem ograničenog broja etapa i ograničenog broja scenarija odnosno stanja prirode. Takođe, predloženi pristup omogućava adekvatnu procenu efikasnosti alternativnih rešenja i fleksibilno. Modelovanje preferencija donosioca odluke prema riziku, od donosioca odluke koji ima neutralan odnos prema riziku, do ekstremno pesimističkog i ekstremno optimističkog pristupa. U tom kontekstu, u ovom radu se predlaže pristup zasnovan na dinamičkom programiranju za rešavanje problema višegodišnjeg planiranja razvoja distributivnih mreža u prisustvu neizvesnosti. Predloženi pristup istovremeno razmatra izgradnju/pojačanje elemenata mreže i alternativna rešenja kao što su upravljanje opterećenjem i kontrola aktivne/reaktivne proizvodnje iz obnovljivih izvora energije. Neizvesnost opterećenja i proizvodnje modeluje se kao intervalna veličina, dobijenim iz intervalnih prognoza [21]. Skup mogućih realizacija neizvesnosti određuje se uz uvažavanje korelacije između intervalnih veličina. Modelovanje neizvesnosti opterećenja i proizvodnje kao intervalnih veličina i korelacije među njima ostvaruje se korišćenjem intervalne aritmetike zasnovane na meri relativne udaljenosti (RDM) koja omogućava primenu aritmetičkih operacija uz uvažavanje njihove međuzavisnosti [22].

Predloženi pristup obuhvata troškove investicija za izgradnju i pojačanje elemenata mreže (vodova i transformatora) u postojećoj i budućoj mreži, troškove gubitaka i prekida snabdevanja usled otkaza elemenata mreže, kao i troškove alternativnih rešenje, uključujući troškove upravljanja opterećenjem i kontrole aktivne/reaktivne proizvodnje iz obnovljivih izvora energije. Cilj planiranja je određivanje višegodišnjeg plana razvoja mreže koji minimizira rizik od finansijskih gubitaka u skladu sa preferencijama donosioca odluke prema rizika. Višegodišnji plan razvoja mreže je predstavljen težinskim grafom, pri čemu stanja predstavljaju planove razvoja mreže u različitim godinama (etapama), dok grane predstavljaju troškove unapređenja mreže koji omogućavaju prelaze između ovih stanja. Stanja u grafu, odnosno statički planovi razvoja mreže, generišu se primenom predloženog višekriterijumskog MILP modela zasnovanog na intervalnoj RDM aritmetici, formulisanog korišćenjem metode ograničenja u prostoru kriterijumske funkcije [23]. Na taj način obezbeđuje se generisanje skupa neinferiornih planova razvoja mreže za svaku godinu (etapu). Svaki od ovih planova predstavlja jedno stanje u grafu. Posledice, koje obuhvataju troškove investicija, troškove gubitaka i neisporučene energije, kao i troškove alternativnih rešenja, procenjuju se za svaki plan razvoja mreže razmatranjem svih realizacija neizvesnosti opterećenja i proizvodnje. Svaka takva zajednička realizacija opterećenja i proizvodnje definiše jedno stanje prirode sa pripadajućom verovatnoćom. Procena posledica vrši se primenom funkcije očekivane korisnosti uz uvažavanje preferencija donosioca odluke prema riziku. Na osnovu statičkih planova razvoja mreže i njihovih procenjenih posledica generiše se i procenjuje veliki broj višegodišnjih planova razvoja mreže. Optimalni plan se određuje primenom alata dinamičkog programiranja i rekuzije unazad i predstavlja višegodišnji plan razvoja mreže koji minimizira finansijski rizik u skladu sa preferencijama donosioca odluke prema riziku. Numerički rezultati pokazuju prednosti predloženog višegodišnjeg pristupa u poređenju sa klasičnim višeetapnim scenarijskim metodama, ukazuju na značaj alternativnih rešenja, kao i na uticaj preferencija donosioca odluke prema riziku i međusobne korelacije neizvesnih veličina na izbor optimalnog rešenja.

2 MODELOVANJE NEIZVESNOSTI

Neizvesnost vezana za stvarnu vrednost prognozirane veličine, kao što su opterećenje ili proizvodnja iz obnovljivih izvora, odnosno neizvesnost same prognoze u literaturi se najčešće modeluje intervalom prognoze [21], [24]. Interval prognoze određuje opseg mogućih budućih vrednosti u kome je verovatno da će se nalaziti stvarna vrednost prognozirane veličine. Interval budućeg opterećenja u čvoru (n) je predstavljen na slici 1.



Slika 1. Intervalni opis opterećenja L u čvoru (n)

Neizvesnost opterećenja opisuje se intervalnim brojem definisanim korišćenjem intervalne aritmetike [22], i to na sledeći način:

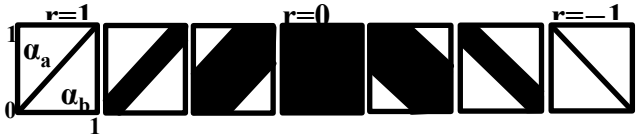
$$\bar{L}_n=L_{L,n}+\alpha_{L,n}\cdot(L_{R,n}-L_{L,n})=L_{L,n}+\alpha_{L,n}\cdot\Delta L_n,\ \alpha_{L,n}\in[0,1], \quad (1)$$

gde $L_L(n)$ označava levu, dok $L_R(n)$ predstavlja desnu krajnju tačku intervala. Neizvesnost proizvodnje obnovljivih izvora opisuje se na sličan način:

$$\bar{G}_n=G_{L,n}+\alpha_{G,n}\cdot(G_{R,n}-G_{L,n})=G_{L,n}+\alpha_{G,n}\cdot\Delta G_n,\ \alpha_{G,n}\in[0,1] \quad (2)$$

Izrazima (1) i (2) opisuju se naizvesnosti aktivne i reaktivne snage opterećenja i proizvodnje generatora, respektivno. Variranjem α-vrednosti u izrazima (1) i (2) u intervalu [0,1] mogu se odrediti sve moguće vrednosti potrošnje i proizvodnje u čvoru (n), tj. mogu se odrediti sva stanja prirode koja se mogu realizovati u razmatranoj mreži. Intervalna RDM aritmetika sprečava dobijanje previše pesimističkih rezultata (preširokih intervala) kada se primenjuju aritmetičke operacije nad intervalima [22]. Takođe, intervalna RDM aritmetika omogućuje tačnu realizaciju aritmetičkih operacija za sve tipove zavisnosti koji mogu da postoje među intervalnim brojevima [22].

Zavisnost između intervala $\bar{a}$ i $\bar{b}$ je definisana kao bilo koje ograničenje u uparivanju vrednosti intervalnih brojeva, u ovom radu se opisuje relacijom zavisnosti D(r) [25], definisanim jednačinom (3). Jednačina (3) definiše da postoji relacija zavisnosti za svaku vrednost koeficijenta korelacije *r* koja pripada intervalu [−1,1]. Grafička predstava modela korelacije opisanog jednačinom (3) za različite vrednosti koeficijenta korelacije prikazana je na slici 2, pri čemu crno obojene oblasti odgovaraju relacijama zavisnosti [26]. Na apscisi su prikazane vrednosti α_a, a na ordinati vrednosti α_b.



Slika 2. Kompletan model korelacije između intervalnih veličina

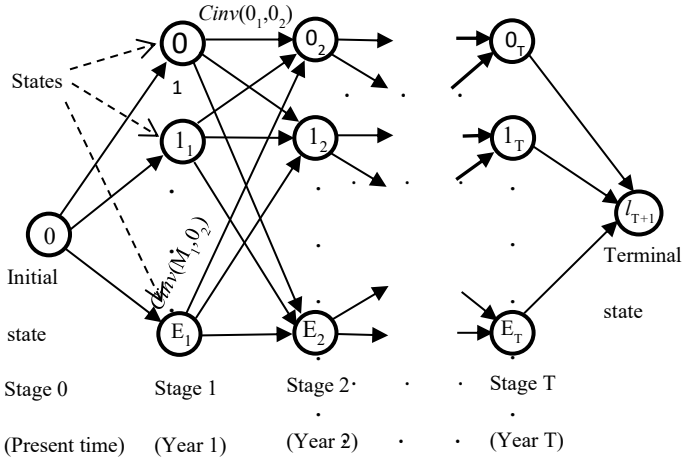
Treba primetiti da slika 2 predstavlja dijagram rasejavanja α_a i α_b za različite vrednosti koeficijenta korelacije *r*. Analizirajući dijagrame rasejavanja razmatranih veličina, koji se dobijaju iz realnih podataka (merenja), mogu se definisati modeli zavisnosti koji opisuju međuzavisnosti koje postoje između njih. Na taj način moguće je odrediti koeficijente korelacije između različitih tipova opterećenja, između različitih tipova obnovljivih izvora, kao i između opterećenja i obnovljivih izvora [27], [28]. Relacija zavisnosti definisana jednačinom (3) može se odrediti analizom ovakvih dijagrama rasejavanja za razmatrane veličine, odnosno opterećenje i proizvodnju [25].

$$D(r)=\{(\alpha_a,\alpha_b):\max(0,-\alpha_a-r,\alpha_a-1+r)\le\alpha_b\le\min(1,\alpha_a+1-r,-\alpha_a+2+r),\ \alpha_a\in[0,1],\ \alpha_b\in[0,1],-1\le r\le 1\} \quad (3)$$

Dugoročno prognoziranje opterećenja [29] i proizvodnje iz obnovljivih izvora energije [30] u distributivnim mrežama karakteriše visok stepen neizvesnosti, zbog čega se može očekivati pojava velikog broja mogućih budućih stanja prirode, čak i u malim mrežama. U analizama rizika, svaka moguća posledica mora se proceniti za svaku alternativu, odnosno plan razvoja mreže, kroz sva razmatrana stanja prirode. Kada se koristi ovakav višescenarijski pristup, rešavan u okviru jedinstvene optimizacione formulacije [17], gde svaki scenario predstavlja jedno stanje prirode, optimizacioni problem postaje računarski neizvodljiv. Zbog toga ovakvi modeli [9]-[16], razmatraju samo ograničen broj budućih scenarija, odnosno stanja prirode, [18]. što može dovesti do rešenja lošijeg kvaliteta [18].

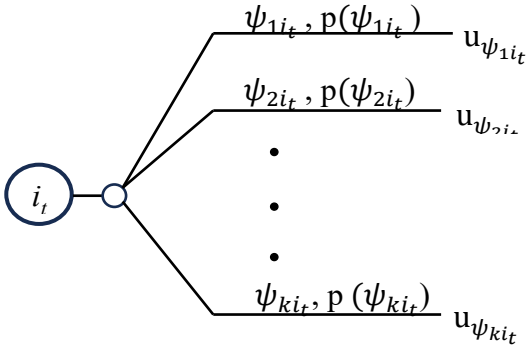
3 PRISTUP ZA VIŠEGODIŠNJE PLANIRANJE RAZVOJA AKTIVNIH DISTRIBUTIVNIH MREŽA U PRISUSTVU NEIZVESNOSTI ZASNOVANE NA RIZIKU

Problem višegodišnjeg planiranja razvoja mreže u prisustvu neizvesnosti predstavljen je usmerenim težinskim grafom prikazanim na slici 3. Svaki čvor (stanje) na slici 3 predstavlja jedan statički plan razvoja mreže za tekuću godinu, pri čemu svaka godina predstavlja jednu etapu. Trošak prelaska iz stanja (i) u godini (etapi) (t) u stanje (l) u narednoj etapi (t+1) je jednak investicionom trošku ($Cinv(i_t,l_{t+1})$) za izgradnju ili unapređenje elemenata mreže neophodnih za prelazak u stanje naredne etape.



Slika 3. *Grafička predstava rešavanja T-godišnjeg plana razvoja*

U svakom čvoru grafa posledice odgovarajućeg plana razvoja procenjuju se kroz sva moguća stanja prirode koja se mogu pojaviti u razmatranoj godini, kao što je prikazano na slici 4. Na slici 4, ψ_j (j=1,…,k) predstavlja stanje prirode, $p(\psi_{j,i_t})$ predstavlja verovatnoću pojave stanja prirode (ψ_j), dok parametar (k) označava ukupan broj stanja prirode (posledica).



Slika 4. *Moguće posledice plana razvoja (i) u godini (t)*

Posledica pridružena planu razvoja (i_t) i stanju prirode (ψ_j) obuhvata trošak gubitaka, trošak neisporučene energije, trošak upravljanja opterećenjem, trošak odsecanja opterećanja, kao i trošak kontrole aktivne/reaktivne snage proizvodnje iz obnovljivih izvora. Očekivana korisnost za dati plan razvoja (i_t) i stanje prirode (ψ_j) označena je sa $u_{\psi_{j,i_t}}$. Očekivana korisnost računa se korišćenjem funkcije korisnosti i odgovarajuće verovatnoće. Pristupi i modeli koji uključuju rizik moraju primeniti funkcije korisnosti u(.) koje adekvatno odražavaju prirodu preferencija donosioca odluke prema riziku. Funkcija korisnosti prevodi posledice iz realnog sveta (npr. dobitke ili troškove) u numeričke vrednosti koje predstavljaju stav donosioca odluke prema riziku [19]. Ona ne meri korisnost u apsolutnom smislu, već služi kao komparativni alat koji omogućava utvrđivanje da li je jedan plan bolji od drugog, bez sugerisanja proporcionalnih razlika u vrednosti (npr. da je jedna opcija „dvostruko bolja“) [17].

U skladu sa tim, funkcija korisnosti, prikazana u izrazu (4), koristi se za modelovanje različitih preferencija donosioca odluka prema riziku: od neutralnog odnosa prema riziku, do ekstremno pesimističkog i ekstremno optimističkog pristupa.

$$u(x) = \frac{x^{\gamma}-1}{\gamma} \quad (4)$$

Ako je 0<γ<1, funkcija korisnosti (4) modeluje ponašanje donosioca odluke koji nije sklon riziku (pesimističan donosilac odluke); kada je γ>1, funkcija korisnosti modeluje ponašanje donosioca odluke koji je sklon riziku (optimističan donosilac odluke); a ako je γ=1, funkcija korisnosti modeluje ponašanje donosioca odluke koji je neutralan prema riziku [19].

Svaki put u grafu na slici 3 koji počinje u inicijalnom čvoru a završava u krajnjem (veštačkom) čvoru predstavlja jedan višegodišnji plan razvoja mreže. Najbolji višegodišnji plan razvoja dobija se određivanjem najkraće putanje u grafu, pri čemu se stav donosioca odluke prema riziku modeluje funkcijom korisnosti definisanoj parametrom γ u relaciji (4). Ova putanja, odnosno najbolji višegodišnji plan razvoja mreže određuje se pomoću alata dinamičkog programiranja i rekurzije unazad:

$$U^*_{\Psi_{i_t}} = \min_{(\text{states l in stage t+1})} U_{\Psi_{i_t}} + U^*{}_{\Psi_{l_{t+1}}}, \quad (5)$$

$$i \in \{0,1,2,\dots\dots,E_t\},\ l \in \{0,1,2,\dots\dots,E_{t+1}\}, t \in \{0,1,2,\dots\dots,T\},$$

$$U^*{}_{\Psi_{l_{T+1}}} = 0 \text{ i } Cinv(i_T, l_{T+1}) = 0 \quad (6)$$

$$u_{\psi_{j,i_t}} = Closs_{\psi_{j,i_t}} + Cint_{\psi_{j,i_t}} + Ccur_{\psi_{j,i_t}} + Cinv(i_t, l_{t+1}), \quad (7)$$

$$u_{\Psi_{i_t}} = \sum_{\psi_j \epsilon \Psi(t)} p(\psi_j) \cdot u_{\psi_{j,i_t}}, \quad (8)$$

$$U_{\Psi_{i_t}} = \frac{u_{\Psi_{i_t}}{}^{\gamma}-1}{\gamma} \quad (9)$$

U izrazu (7), $Closs_{\psi_{j,i_t}}$ predstavlja troškove gubitaka za stanje prirode ψ_j za dati plan razvoja mreže (i) u godini (t), $Cint_{\psi_{j,i_t}}$ predstavlja troškove neisporučene energije. $Ccur_{\psi_{j,i_t}}$ obuhvata ukupne troškove upravljanja opterećenjem, odsecanja opterećanja, kao i kontrole aktivne/reaktivne snage proizvodnje iz obnovljivih izvora. Takođe, $Cinv(i_t, l_{t+1})$ predstavlja investicioni trošak potreban za prelazak iz stanja (i) u godini (t) u stanje (l) u narednoj godini (t+1). Relacija (8) definiše očekivani trošak plana razvoja (i) u godini (t), koji se računa uvažavanjem svih stanja prirode iz skupa $\Psi(t)$. $U_{\Psi_{i_t}}$ predstavlja očekivanu korisnost plana razvoja mreže (i) u godini (t), dobijenu primenom funkcije korisnosti definisane izrazom (9), kojom se očekivanom trošku $u_{\Psi_{i_t}}$ dodeljuju vrednosti u skladu sa preferencijama donosioca odluke prema riziku, definisanim parametrom γ.

Važno je naglasiti da je predloženi pristup nezavisan od konkretnog izbora funkcije za procenu očekivane korisnosti. Drugim rečima, umesto funkcije definisane relacijom (9), moguće je koristiti alternativne funkcije korisnosti iz ekonomske teorije [19] za modelovanje ponašanja donosioca odluke u uslovima neizvesnosti, bez povećanja računarske složenosti problema. Na primer, može se koristiti generalizovana logistička funkcija korisnosti, koja automatski obuhvata različite preferencije prema riziku, ispoljavajući optimističan odnos donosioca odluke pri nižim vrednostima dobitaka i pesimističan odnos donosioca odluke pri višim vrednostima dobitaka [19]. Shodno tome, predloženi pristup zasnovan na dinamičkon programiranju omogućava određivanje višegodišnjeg plana razvoja mreže koji minimizira finansijski rizik u skladu sa stvarnim preferencijama donosioca odluke prema riziku.

4 STATIČKI PLANOVI RAZVOJA I NJIHOVE POSLEDICE U PRISUSTVU NEIZVESNOSTI

Različiti nivoi opterećenja razmatrani u razvoju statičkih planova razvoja mreže opisani su u poglavlju 4.1. U poglavlju 4.2 predstavljen je višekriterijumski model mešovitog celobrojnog linearnog programiranja zasnovan na intervalnoj RDM aritmetici. Ovaj model istovremeno obuhvata više nivoa opterećenja, čime se omogućava generisanje neinferiornih statičkih planova razvoja mreže za svako stanje prirode, odnosno realizaciju neizvesnih veličina, primenom postupka opisanog u poglavlju 4.3. Na kraju, poglavlje 4.4 opisuje postupak procene dobijenih neinferiornih planova razvoja mreže, u kome se za svaki plan razmatraju sva moguća stanja prirode, odnosno sve kombinacije neizvesnih veličina, pri čemu se izračunavaju odgovarajuće posledice i na taj način određuje ukupan trošak plana.

4.1 Nivoi opterećenja u statičkom planiranju razvoja distributivnih mreža

Za definisanje statičkih planova razvoja distributivne mreže koje obuhvataju različite tipove korisnika (domaćinstvo, komercijala, i industrija), kao i obnovljive izvore energije poput vetrogeneratora i solarnih generatora, istovremeno se razmatra više nivoa opterećenja. Razmatranje prevelikog broja različitih nivoa opterećenja dovelo bi do računarski nerešivog optimizacionog problema. Zbog toga se razmatra samo podskup kritičnih nivoa opterećenja, koji su od presudnog značaja sa ekonomskog aspekta u pogledu investicionih troškova, kao i sa aspekta operativnih ograničenja mreže. Pravilnim izborom ovih kritičnih nivoa opterećenja omogućava se validna procena i rangiranje svih razmatranih planova razvoja mreže.

Predloženi pristup zasniva se na uvažavanju nejednovremenih vršnih opterećenja različitih tipova korisnika, odnosno na pretpostavci da se vršna opterećenja ne javljaju u istom vremenskom trenutku, već da mogu nastupiti u različitim delovima dana, u različitim danima u nedelji ili tokom različitih godišnjih doba. Na taj način dobija se plan razvoja mreže koji nije preterano konzervativan, jer se ne zasniva na pretpostavci istovremenog nastupanja svih vršnih opterećenja.

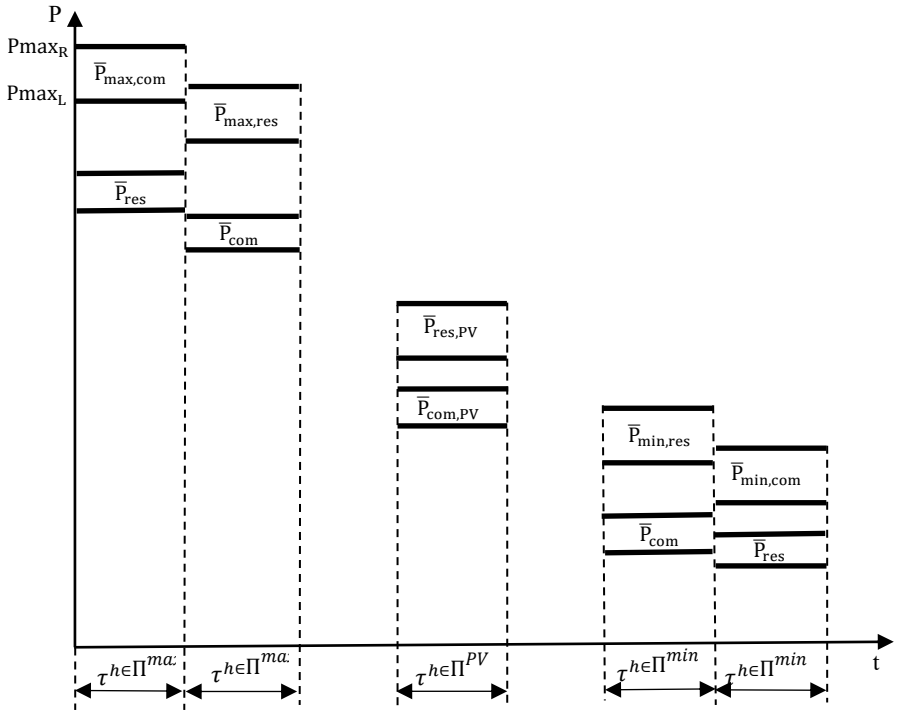
Razmatrani nivoi opterećenja definišu se na sledeći način:

- Nivoi opterećenja koji odgovaraju intervalnim vršnim opterećenjima pojedinačnih tipova korisnika. Broj definisanih nivoa opterećenja jednak je broju razmatranih tipova korisnika u mreži. Za svaki tip korisnika identifikuje se njegov intervalni vršni nivo, odnosno vremenski trenutak u kome taj tip korisnika dostiže svoju maksimalnu intervalnu vrednost. Nivo opterećenja koji odgovara tom trenutku formira se kombinovanjem intervalnog vršnog opterećenja posmatranog tipa sa jednovremenim intervalnim vrednostima opterećenja ostalih tipova korisnika u istom vremenskom trenutku. Na primer, razmatra se nivo opterećenja u kome domaćinstva dostižu svoju

intervalnu vršnu vrednost, dok se opterećenja komercijalnih i industrijskih korisnika uzimaju u vrednostima koje odgovaraju tom istom trenutku. Skup ovako definisanih nivoa opterećenja označava se sa Π^{max}.

- Nivoi opterećenja koji odgovaraju intervalnim minimalnim opterećenjima pojedinačnih tipova korisnika. Broj definisanih nivoa opterećenja jednak je broju razmatranih tipova korisnika u mreži. Za svaki tip korisnika određuje se njegov intervalni minimalni nivo, odnosno vremenski trenutak u kome taj tip opterećenja dostiže svoju minimalnu intervalnu vrednost. Nivo opterećenja koji odgovara tom trenutku formira se kombinovanjem intervalnog minimalnog opterećenja posmatranog tipa sa jednovremenim intervalnim vrednostima opterećenja ostalih tipova korisnika u istom vremenskom trenutku. Skup ovako definisanih nivoa opterećenja označava se sa Π^{min}.
- Nivo opterećenja koji odgovara maksimalnoj proizvodnji iz solarnih generatora označava se sa Π^{PV}. Ovaj nivo opterećenja odgovara trenutku maksimalne solarne proizvodnje, pri čemu se intervalne prognoze svih tipova korisnika uzimaju za taj vremenski trenutak. Ovaj nivo opterećenja je od posebnog značaja jer, za razliku od drugih tipova distributivnih generatora, maksimalna izlazna snaga solarnih generatora zavisi od doba dana i godišnjeg doba. Nivo opterećenja Π^{PV} obezbeđuje da plan razvoja mreže adekvatno uvaži operativna ograničenja u mreži koja se javljaju u periodima vršne proizvodnje iz solarnih generatora.

Na slici 5 prikazan je primer u kome se razmatraju nivoi opterećenja za domaćinstva (res) i komercijalne (com) tipove korisnika. Trajanje svakog nivoa opterećenja u toku godine označeno je sa τ^h, gde h predstavlja konkretan nivo opterećenja i pripada skupu $\Pi = \Pi^{\max} \cup \Pi^{\min} \cup \Pi^{\mathrm{PV}}$.



Slika 5. Ilustrativni primer nivoa opterećenja za domaćinstva (res) i komercijale (com).

Kao što je prikazano na slici 5, iz skupa $\Pi^{\max}$ predstavljen je nivo opterećenja koje odgovara intervalnom vršnom opterećenju komercijale, označenom intervalom $\bar{P}_{\mathrm{max,com}}$, kome odgovara opterećenje domaćinstva $\bar{P}_{\mathrm{res}}$ koje se javlja jednovremeno sa vršnim opterećenjem komercijale.

Na sličan način, prikazan je i nivo opterećenja koji odgovara intervalnom vršnom opterećenju domaćinstva označenom intervalom $\bar{P}_{\text{max,res}}$, kome odgovara opterećenje komercijale $\bar{P}_{\text{com}}$. Na isti način definišu se i ostali skupovi nivoa opterećenja, $\Pi^{\min}$i Π^{PV}, prikazani na slici 5. Važno je naglasiti da se skup $\Pi^{\max}$ može dodatno proširiti uključivanjem novih kombinacija nivoa opterećenja, ukoliko one dovode do većeg ukupnog opterećenja mreže.

4.2 Statički višekriterijumski MILP model zasnovan na intervalnoj RDM aritmetici

Statički (jednoetapni) problem planiranja formulisan je kao problem mešovitog celogbrojnog linearnog programiranja zasnovan na intervalnoj RDM aritmetici koji istovremeno razmatra više niova opterećenja. Ovaj model se koristi za generisanje skupa neinferiornih statičkih planova razvoja mreže za date kombinacije ulaznih paramatera (opterećenja i proizvodnje) u prisustvu neizvesnosti, odnosno za dato stanje prirode. Indeks $\alpha^H(t)$u izrazima (10)–(19) označava jednu moguću kombinaciju ulaznih parametara za sve nivoe opterećenja h, čime se predstavlja jedno stanje prirode u godini t. Indeks $\alpha^h(h_x, t)$ odnosi se na jednu kombinaciju opterećenja i proizvodnje na konkretnom nivou opterećenja h_x. Prema tome, skup kombinacija ulaznih parametera u prisustvu neizvesnosti na svim razmatranim nivoima opterećenja definiše jedno stanje prirode u godini t. Kombinacije ulaznih parametara u prisustvu neizvesnosti predstavljene su u skladu sa izrazima (1) i (2), kako je opisano u poglavlju 4.3.

4.2.1 Kriterijumska funkcija

$$\min {}^{\alpha^H(t)}z = {}^{\alpha^H(t)(t)}\text{Cinv}(t) + {}^{\alpha^H(t)}\text{Ccurt}(t) \tag{10}$$

$${}^{\alpha^H(t)}\text{Cinv}(t) = \sum_{a\in(M_E\cup M_F(t))}\sum_{s\in A_a}\sum_{b\in SS(a,s)} \text{CINV}_{a,s,b}\cdot L_a \cdot {}^{\alpha^H(t)}w_{a,s,b} \tag{11}$$

$${}^{\alpha^H(t)}\text{Closs}(t) = \text{PWF}\cdot\sum_{a\in(M_E\cup M_F(t))}\ \sum_{s\in(A_a\cup se_a)}\ \sum_{b\in(SS(a,s)\cup be_a)}\cdot R_{a,s,b}\cdot \text{LossF}(a)\cdot T\cdot \text{CLoss}\cdot {}^{\alpha^{hx}(t)}\text{Imax}^2_{a,s,b} \tag{12}$$

$${}^{\alpha^H(t)}\text{Cint}(t) = \text{PWF}\cdot\Big\{\sum_{a\in(M_E\cup M_F(t))}\text{CINT}_{\min}\cdot L_a\cdot d_{a,down}\cdot \sum_{s\in(A_a\cup se_a)}\sum_{b\in(SS(a,s)\cup be_a)}\left({}^{\alpha^{hx}(t)}x_{a,s,b} + {}^{\alpha^{hx}(t)}x_{a',s,b}\right)\cdot\lambda_{a,s} + \sum_{n\in N_{TOT(t)}}\text{CINT}_{\min}\cdot \text{KREL}_n\cdot \left({}^{\alpha^{hx}(t)}\delta_n\cdot {}^{\alpha^{hx}(t)}\text{PL}_n^{\max} + \text{PG}_n^{avr}\right)\cdot\sum_{(a,a')\in T_n(t)}\sum_{s\in A_a}\cdot\sum_{b\in(SS(a,s)\cup be_a)}\left({}^{\alpha^H(t)}y_{a,s,b} + {}^{\alpha^H(t)}y_{a',s,b}\right)\Big\} \tag{13}$$

$$\text{PWF} = \sum_{t=1}^{TE}\frac{1}{(1+d)^t} \tag{14}$$

$${}^{\alpha^H(t)}\text{Ccurt}(t) = \text{PWF}\cdot\sum_{h\in\Pi}\left(\sum_{n\in N_{TOT}(t)}{}^{\alpha^h(t)}\text{zdr}_n^h\cdot \text{Cdr}_n\cdot\tau^h(t)\cdot {}^{\alpha^h(t)}\text{PL}_n^h + {}^{\alpha^h(t)}\text{zcur}_n^h\cdot \text{Ccurt}_n\cdot\tau^h(t)\cdot {}^{\alpha^h(t)}\text{PL}_n^h + \sum_{n\in N_{TOT}(t)}\text{CDGcurt}_n\cdot\tau^h(t)\cdot {}^{\alpha^h(t)}\text{PG}_n^h\cdot\left(1 - {}^{\alpha^h(t)}\text{xp}_n^h\right)\right) \tag{15}$$

$${}^{\alpha^h(t)}\text{zdr}_n^h \le \text{drmax}_n, \text{drmax}_n \le 1 \tag{16}$$

$${}^{\alpha^h(t)}\text{zdr}_n^h + {}^{\alpha^h(t)}\text{zcur}_n^h \le 1, \tag{17}$$

$$hx \in \Pi^{max},\ h \in \left\{\Pi^{max}\cup\Pi^{min}\cup\ \Pi^{PV}\right\}$$

Ciljevi razmatrani u kriterijumskoj funkciji (10) opisani su izrazima (11)–(15). Investicioni trošak, detaljno definisan izrazom (11), obuhvata troškove unapređenja postojećih elemenata i izgradnje novih elemenata mreže za datu godinu (t) i stanje prirode predstavljeno sa $\alpha^H(t)$. Izraz (12), zajedno sa izrazima (24) i (25), opisuje troškove gubitaka za stanje prirode $\alpha^H(t)$ svedene na godinu *(t)*, pri čemu se oni računaju za ceo period planiranja, odnosno tokom ekonomskog veka trajanja opreme. Ovi troškovi modelovani su korišćenjem linearne aproksimacije kvadratne funkcije gubitaka snage, kako je opisano u [31]. Trošak usled neisporučene električne energije usled kvarova sveden na sadašnju godinu definisan je izrazom (13). Prvi član u izrazu (13), zajedno sa relacijama (50) i (51), obuhvata troškove neisporučene

energije korisnicima koji se nalaze u delu mreže ispod elementa sa kvarom. Drugi član, u kombinaciji sa relacijama (48) i (49), odnosi se na troškove neisporučene električne energije korisnicima u delu mreže iznad elementa sa kvarom. PWF u izrazu (14) koristi se za svođenje budućih godišnjih troškova koji nastaju u periodu T_E na njihovu sadašnju vrednost. Trošak sečenja opterećenja i proizvodnje definisan je izrazom (15). Prvi član izraza (15), u kombinaciji sa (16) i (17), obuhvata troškove upravljanja opterećenjem i odsecanja opterećenja van programa upravljanja opterećenjem, dok drugi član predstavlja troškove kontrole aktivne i reaktivne snage generisane iz obnovljivih izvora.

4.2.2 Ograničenje u prostoru kriterijumske funkcije

$$^{\alpha^{H}(t)}\mathrm{Closs}(t) \leq {}^{\alpha^{H}(t)}\mathrm{Closs}_{\min} + \beta_1 \cdot ({}^{\alpha^{H}(t)}\mathrm{Closs}_{\max} - {}^{\alpha^{H}(t)}\mathrm{Closs}_{\min}),\ \beta_1 \in [0,1] \quad (18)$$

$$^{\alpha^{H}(t)}\mathrm{Cint}(t) \leq {}^{\alpha^{H}(t)}\mathrm{Cint}_{\min} + \beta_2 \cdot ({}^{\alpha^{H}(t)}\mathrm{Cint}_{\max} - {}^{\alpha^{H}(t)}\mathrm{Cint}_{\min}),\ \beta_2 \in [0,1] \quad (19)$$

U izrazima (18) i (19) primenjen je metod ograničenja u prostoru kriterijumske funkcije [23], [32], kojim se omogućava formiranje skupa neinferiornih rešenja u okviru višekriterijumske optimizacije troškova. Izraz (18) definiše ograničenje u kriterijumskoj funkciji koje se odnosi na troškove gubitaka. Veličina Closs_{max} odgovara trošku gubitaka za plan razvoja mreže sa minimalnim investicionim troškom. Ova vrednost se dobija rešavanjem optimizacionog problema $min\ ^{\alpha^{H}(t)}Cinv(t)$, za dato stanje prirode $\alpha^{H}(t)$, uz uvažavanje ograničenja (20) - (56). Slično tome, Closs_{min} predstavlja trošak gubitaka za plan razvoja mreže koji se dobija rešavanjem optimizacionog problema $min\ ^{\alpha^{H}(t)}Closs(t)$ uz uvažavanje ograničenja (20)-(56). Izraz (19) predstavlja ograničenje u kriterijumskoj funkciji koje je se odnosi na trošak neisporučene električne energije. Veličina Cint_{max} označava trošak neisporučene električne energije za plan razvoja mreže sa minimalnim investicionim troškom. Ovaj plan dobija se rešavanjem optimizacionog problema $min\ ^{\alpha^{H}(t)}Cinv(t)$ uz uvažavanje ograničenja (20)-(56). Slično tome, Cint_{min} predstavlja trošak neisporučene električne energije za plan razvoja mreže koji se dobija rešavanjem optimizacionog problema $min\ ^{\alpha^{H}(t)}Cint(t)$ uz uvažavanje ograničenja (20)-(56).

Skup neinferiornih planova razvoja mreže dobija se promenom parametara β_1i β_2u intervalu [0,1]. Na taj način se povećava broj statičkih planova razvoja mreže (stanja) koji se razmatraju u svakoj godini (etapi), čime se, posledično, povećava broj dobijenih višegodišnjih planova i, u konačnom ishodu, dobija se kvalitetnije rešenje. Posebno je važno istaći da se promenom parametra β_2u intervalu [0,1] generišu neinferiorni planovi razvoja mreže koji se razlikuju po nivou pouzdanosti koji se obezbeđuje korisnicima. Ovo predstavlja osnovu za procenu efikasnosti automatizacije distributivne mreže u cilju unapređenja pouzdanosti mreže u okviru višegodišnjeg planiranja razvoja mreže u prisustvu neizvesnosti [32], što predstavlja fokus budućih istraživanja. Zbog jednostavnosti zapisa, gornji indeks $\alpha^{H}(t)$ neće biti eksplicitno navođen u jednačinama koje slede.

4.2.3 Balans opterećenja

$$\sum_{(a,a')\in T_n} \sum_{s\in A_a} \cdot \sum_{b\in(SS(a,s)\cup be_a)} \left(p^{h}_{a,s,b} + p^{h}_{a',s,b}\right) - \sum_{(a,a')\in F_n} \sum_{s\in A_a} \cdot \sum_{b\in(SS(a,s)\cup be_a)} \left(p^{h}_{a,s,b} + p^{h}_{a',s,b}\right) = Pl^{h}_{a,s,b} + \left(1 - \left(zdr^{h}_{n} + zcur^{h}_{n}\right)\right) \cdot PL^{h}_{n} - xp^{h}_{n} \cdot PG^{h}_{n} \quad (20)$$

$$\sum_{(a,a')\in T_n} \sum_{s\in A_a} \cdot \sum_{b\in(SS(a,s)\cup be_a)} \left(q^{h}_{a,s,b} + q^{h}_{a',s,b}\right) - \sum_{(a,a')\in F_n} \sum_{s\in A_a} \cdot \sum_{b\in(SS(a,s)\cup be_a)} \left(q^{h}_{a,s,b} + q^{h}_{a',s,b}\right) = Ql^{h}_{a,s,b} + QL^{h}_{n} - xq^{h}_{n} \cdot QG_{n,max} + xq'^{h}_{n} \cdot QG_{n,max} \quad (21)$$

$$Pl^{h}_{a,s,b} = R_{a,s,b} \cdot \frac{1}{V^2_{nom}} \left(\sum_{ns=1}^{NP} \left(p^{h}{}_{a,s,b,ns} + p^{h}{}_{a',s,b,ns} \right) \cdot K_{P_{a,s,b,ns}} + \sum_{ns=1}^{NP} \left(q^{h}{}_{a,s,b,ns} + q^{h}{}_{a',s,b,ns} \right) \cdot K_{Q_{a\,s,b,,ns}} \right), \quad (a, a') \in T_n \tag{22}$$

$$Ql^{h}_{a,s,b} = X_{a,s,b} \cdot \frac{1}{V^2_{nom}} \left(\sum_{ns=1}^{NP} \left(p_{a,s,b,ns} + p_{a',s,b,ns} \right) \cdot K_{P_{a,s,b,ns}} + \sum_{ns=1}^{NP} \left(q_{a,s,b,ns} + q_{a',s,b,ns} \right) \cdot K_{Q_{a,s,b,ns}} \right), \quad (a, a') \in T_n \tag{23}$$

$$(I^{hx}_{a,s,b})^2 = \frac{1}{V^2_{nom}} \left(\sum_{ns=1}^{NP} \left(p^{hx}_{a,s,b,ns} + p^{hx}_{a',s,b,ns} \right) \cdot K_{P_{a,s,b,ns}} + \sum_{ns=1}^{NP} \left(q^{hx}_{a,s,b,ns} + q^{hx}_{a',s,b,ns} \right) \cdot K_{Q_{a,s,b,ns}} \right) \tag{24}$$

$$Imax^2_{a,s,b} \geq (I^{hx}_{a,s,b})^2 \tag{25}$$

$a \in (M_E \cup M_F), s \in (A_a \cup se_a), b \in (SS(a,s) \cup be_a), n \in N_{TOT}, hx \in \Pi^{max}$

Izrazi (20) i (21) obezbeđuju da balans opterećenja aktivne i reakivne snage bude zadovoljen u svakom čvoru u mreži. Gubici aktivne i reaktivne snage su opisani izrazima (22) i (23), zajedno sa (26) i (28). Maksimalna struja koja teče kroz granu a tipa s i preseka (veličine) b opisana je izrazima (24) i (25). Sve varijable u modelu definisane su kao nenegativne vrednosti. Mogućnost dvosmernog toka snage po grani je modelovana pomoću virtuelnih grana koje su uvedene između svaka dva čvora u mreži [26], [31]. Varijable asocirane tim granama su označene sa (') u datim izrazima.

4.2.4 Ograničenje kapaciteta

Ograničenje kapaciteta (26)-(38) i naponska ograničenja (39)-(47) su linearizovana korišćenjem poligonalne oblasti sastavljene od više linearnih segmenata kao što je predloženo u [33].

$$q^{h}_{a,s,b} = \sum_{ns=1}^{NP} q^{h}{}_{a,s,b,ns}, \quad q^{h}_{a',s,b} = \sum_{ns=1}^{NP} q^{h}_{a',s,b,ns} \tag{26}$$

$$q^{h}_{a,s,b} \leq w_{a,s,b} \cdot S_{a,s,b,max}, \quad q^{h}_{a',s,b} \leq w_{a,s,b} \cdot S_{a,s,b,\,max} \tag{27}$$

$$p^{h}_{a,s,b} = \sum_{ns=1}^{NP} p^{h}_{a,s,b,ns}, \quad p^{h}_{a',s,b} = \sum_{ns=1}^{NP} p^{h}_{a',s,b,ns} \tag{28}$$

$$p^{h}_{a,s,b} + \sum_{ns=1}^{NP} ps_{a,s,b,ns} \cdot \left(q^{h}_{a,s,b,ns} + q^{h}_{a',s,b,ns} \right) \leq w_{a,s,b} \cdot S_{a,s,b,max} \tag{29}$$

$$p^{h}_{a',s,b} + \sum_{ns=1}^{NP} ps_{a,s,b,ns} \cdot \left(q^{h}_{a,s,b,ns} + q^{h}_{a',s,b,ns} \right) \leq w_{a,s,b} \cdot S_{a,s,b,max} \tag{30}$$

$$ps_{a,s,b,ns} = \frac{P_{a,s,b,ns} - P_{a,s,b,ns+1}}{Q_{a,s,b,ns+1} - Q_{a,s,b,ns}}, \; ns{=}1,..,NP, \tag{31}$$

$$p^{h}_{a(a'),s,b,ns} \leq P_{a,s,b,ns} - P_{a,s,b,ns+1}, \quad q^{h}_{a(a'),s,b,ns} \leq Q_{a,s,b,ns+1} - Q_{a,s,b,ns}, \tag{32}$$

$$P_{a,s,b,1} = P_{a,s,b,max}, \; Q_{a,s,b,1} = 0, \tag{33}$$

$$xq^{h}_{n} = \sum_{ns=1}^{NG(n)} xq^{h}_{n,ns}, \quad xq'^{h}_{n} = \sum_{ns=1}^{NG(n)} xq'^{h}_{n,ns} \tag{34}$$

$$xp^{h}_{n} - \sum_{ns=1}^{NG(n)} pg_{n,ns} \cdot [xq^{h}_{n,ns} + xq'^{h}_{n,ns}] \leq 1 \tag{35}$$

$$pg_{n,ns} = \frac{\frac{[PG_{n,ns} - PG_{n,ns+1}]}{SG_{n,\,max}}}{\frac{[QG_{n,ns+1} - QG_{n,ns}]}{SG_{n,max}}} \tag{36}$$

$$xq^{h}_{n,ns} \leq (Q_{ns+1} - Q_{ns})/SG_{n,max}, \quad xq'^{h}_{n,ns} \leq (Q_{ns+1} - Q_{ns})/SG_{n,max} \tag{37}$$

$$PG_{n,1} = PG_{n,max}, Q_1 = 0, \tag{38}$$

$$(a \in \{M_E \cup M_F\}), b \in \left(SS(a,s) \cup \underline{SS}(a,s) \right) \left(ns \in \{1, \ldots, ns_{a,s,b}\} \right),$$

Ograničenja (26)–(33) obezbeđuju da opterećenje svake grane ne naruši termički kapacitet koji odgovara izabranoj veličini grane. Ograničenja (34)–(38), izražena u relativnim jedinicama zajedno sa (20) i (21), definišu P-Q krivu (krivu mogućnosti proizvodnje) distributivnih generatora.

4.2.5 Naponska ograničenja

$$ {}^{h}V_{l}^{Re} \geq {}^{h}V_{m}^{Re} + \left[R_{a,s,b} \cdot \left(p^{h}{}_{a,s,b} - p^{h}{}_{a',s,b}\right) - X_{a,s,b} \cdot \left(q^{h}{}_{a,s,b} - q^{h}{}_{a',s,b}\right)\right] / V_{nom} + \left(w_{a,s,b} - 1\right) \cdot V^{min} \quad (39) $$

$$ {}^{h}V_{l}^{Re} \leq {}^{h}V_{m}^{Re} + \left[R_{a,s,b} \cdot \left(p^{h}{}_{a,s,b} - p^{h}{}_{a',s,b}\right) - X_{a,s,b} \cdot \left(q^{h}{}_{a,s,b} - q^{h}{}_{a',s,b}\right)\right] / V_{nom} - \left(w_{a,s,b} - 1\right) \cdot V^{min} \quad (40) $$

$$ {}^{h}V_{l}^{Im} \geq {}^{h}V_{m}^{Im} + \left[X_{a,s,b} \cdot \left(p^{h}{}_{a,s,b} - p^{h}{}_{a',s,b}\right) + R_{a,s,b} \cdot \left(q^{h}{}_{a,s,b} - q^{h}{}_{a',s,b}\right)\right] / V_{nom} + \left(w_{a,s,b} - 1\right) \cdot V^{min} \quad (41) $$

$$ {}^{h}V_{l}^{Im} \leq {}^{h}V_{m}^{Im} + \left[X_{a,s,b} \cdot \left(p^{h}{}_{a,s,b} - p^{h}{}_{a',s,b}\right) + R_{a,s,b} \cdot \left(q^{h}{}_{a,s,b} - q^{h}{}_{a',s,b}\right)\right] / V_{nom} - \left(w_{a,s,b} - 1\right) \cdot V^{min} \quad (42) $$

$$ {}^{h}V_{l}^{Im} = \sum_{ns=1}^{NV} {}^{h}V_{l,ns}^{Im} \text{ and } {}^{h}V_{l,ns}^{Im} \leq V_{ns+1}^{Im} - V_{ns}^{Im} \quad (43) $$

$$ {}^{h}V_{l}^{Re} + \sum_{ns=1}^{NV} vn_{ns} \cdot {}^{h}V_{l,ns}^{Im} \geq V^{min} \quad (44) $$

$$ {}^{h}V_{l}^{Re} + \sum_{ns=1}^{NV} vx_{ns} \cdot {}^{h}V_{l,ns}^{Im} \leq V^{max} \quad (45) $$

$$ (m,l) \in N_{TOT}, (a \in \{M_E \cup M_F\}), b \in \left(SS(a,s) \cup \underline{SS}(a,s)\right) \left(ns \in \{1, \ldots\ldots, ns_{a,s,b}\}\right), $$

$$ vn_{ns} = \{(V_{ns+1}^{Re} - V_{ns}^{Re}) / (V_{ns}^{Im} - V_{ns+1}^{Im})\} \quad (46) $$

$$ V_{1}^{Re} = V_{min} \text{ for } vn_{1}, \; ns=1,\ldots,NV, $$

$$ vx_{ns} = (V_{ns+1}^{Re} - V_{ns}^{Re}) / (V_{ns}^{Im} - V_{ns+1}^{Im}), \quad (47) $$

$$ V_{1}^{Re} = V_{max} \text{ for } vx_{1}, \; ns=1,\ldots,NV $$

Ograničenja (39)-(47) obezbeđuju da naponi u mreži ostanu unutar dozvoljenih granica. Kako je u distributivnim mrežama maksimalno fazno odstupanje napona u odnosu na referentni čvor tipično manje od 10° [34], za linearizaciju naponskih ograničenja koristi se jedan linearni segment, odnosno jedna stranica poligonalne aproksimacije.

4.2.6 Fiktivna ograničenja za računanje troškova neisporučene električne energije

Ograničenja fiktivne mreže za proračun troška neisporučene energije iznad kvara.

$$ \sum_{(a,a')\in T_n} \sum_{s\in A_a} \cdot \sum_{b\in(SS(a,s)\cup be_a)} \left(x_{a,s,b} + x_{a',s,b}\right) - \sum_{(a,a')\in F_n} \sum_{s\in A_a} \cdot \sum_{b\in(SS(a,s)\cup be_a)} \left(x_{a,s,b} + x_{a',s,b}\right) = KREL_n \cdot \delta_n \cdot PL_n^{max} + KREL_n \cdot PG_n^{avr}, \; n \in N_{TOT} \quad (48) $$

$$ x_{a,s,b} - w_{a,s,b} \cdot X_{max} \leq 0, \; x_{a',s,b} - w_{a,s,b} \cdot X_{max} \leq 0, \quad (49) $$

$$ (a \in \{M_E \cup M_F\}), b \in (SS(a,s) \cup be_a) $$

Fiktivna opterećenja i proizvodnja u izrazu (48) koriste se za računanje troškova neisporučene električne energije kod korisnika u čvoru (n) usled kvarova na granama koje se nalaze iznad tog čvora, što je obuhvaćeno drugim članom izraza (13). Koeficijent $KREL_n$ predstavlja jedinični trošak neisporučene električne energije u čvoru (n) , izražen relativno u odnosu na najmanji jedinični trošak neisporučene električne energije u mreži, ($CINT_{min}$) Ovakav pristup omogućava uvažavanje opterećenja sa različitim troškovima neisporučene električne energije. Relacije (49) obezbeđuju da se u fiktivnoj mreži razmatraju samo grane koje postoje u stvarnoj mreži. Pri tome, stvarni kapacitet grana nije relevantan, već se uzima u obzir isključivo njihovo postojanje.

Ograničenja u fiktivnoj mreži za izračunavanje troška neisporučene električne energije korisnika u delu mreže ispod kvara na grani

$$ \sum_{(a,a')\in T_n} \sum_{s\in A_a} \cdot \sum_{b\in(SS(a,s)\cup be_a)} \left(y_{a,s,b} + y_{a',s,b}\right) - \sum_{(a,a')\in F_n} \sum_{s\in A_a} \cdot \sum_{b\in(SS(a,s)\cup be_a)} \left(y_{a,s,b} + y_{a',s,b}\right) = \sum_{(a,a')\in T_n} \{\sum_{s\in A_a} \cdot \sum_{b\in(SS(a,s)\cup be_a)} w_{a,s,b}\} \cdot \lambda_{a,s} \cdot L_a \cdot d_{a,up}, n \in N_{TOT} \quad (50) $$

$$ y_{a,s,b} - w_{a,s,b} \cdot X_{max} \leq 0, \quad y_{a',s,b} - w_{a,s,b} \cdot X_{max} \leq 0 \quad (51) $$

Izraz (50) definiše očekivano trajanje prekida kod korisnika u čvoru (n) usled kvarova na granama koje se nalaze ispod tog čvora. Fiktivna ograničenja kapaciteta data izrazom (51) imaju istu svrhu kao i ograničenja definisana izrazom (49).

4.2.7 Ograničenje radijalnosti

$$\sum_{a\in(M_E\cup M_F)}\sum_{s\in A_a}\cdot\sum_{b\in(SS(a,s)\cup be_a)} w_{a,s,b} \le n_{TOT} - n_S, \quad (52)$$

$$\sum_{(a,a\prime)\in T_n}\sum_{s\in A_a}\cdot\sum_{b\in(SS(a,s)\cup be_a)}\left(xdg^h_{a,s,b} + xdg^h_{a\prime,s,b}\right) - \sum_{(a,a\prime)\in F_n}\sum_{s\in A_a}\cdot\sum_{b\in(SS(a,s)\cup be_a)}\left(xdg^h_{a,s,b} + xdg^h_{a\prime,s,b}\right) = KDG_n, (n \in N_{TOT}) \quad (53)$$

$$KDG_n = 1 \quad \forall n \in N_{DG}, \quad (54)$$

$$KDG_n = 0 \quad \forall n \notin N_{DG} \quad (55)$$

$$xdg^h_{a,s,b} - w_{a,s,b} \le 0, xdg^h_{a\prime,s,b} - w_{a,s,b} \le 0 \quad (56)$$

Ograničenja (52)-(56) obezbeđuju rad mreže u radijalnoj konfiguraciji i sprečavaju ostrvski rad distributivnih generatora.

4.3 Generisanje neinferiornih statičkih planova razvoja

Postupak za dobijanje neinferiornih statičkih planova razvoja mreže, koji se razmatraju u svakoj etapi (godini) grafa prikazanog na slici 3, je sledeći:

1. Izabrati godinu (etapu) t unutar planskog perioda i odgovarajuću intervalnu prognozu opterećenja i proizvodnje. U svakoj godini istovremeno se razmatraju sledeći nivoi opterećenja, opisani u poglavlju 4.1: $h \in \{\Pi^{max} \cup \Pi^{min} \cup \Pi^{PV}\}$. Na svakom nivou opterećenja, proizvodnja svih obnovljivih izvora opisana je intervalom: [0, $PG_{n,max}$].
2. Odrediti skup validnih kombinacija $\alpha^h_{L,n}(t)$ za svaki nivo opterećenja koristeći koeficijent korelacije r^h_L(t) između različitih tipova korisnika i relaciju zavisnosti (3). Koeficijent korelacije može varirati u zavisnosti od (t) i nivoa opterećenja (h). Smatra se da postoji perfektna korelacija između korisnika istog tipa, odnosno vrednost koeficijenta korelacije jednaka je 1 za sve godine.
3. Odrediti skup validnih kombinacija $\alpha^h_{G,n}(t)$ za svaki nivo opterećenja koristeći koeficijent korelacije r^h_G(t) između različitih tipova izvora obnovljive energije i relaciju zavisnosti (3). Smatra se da postoji perfektna korelacija između obnovljivih izvora istog tipa, odnosno vrednost koeficijenta korelacije jednaka je 1.
4. Odredi skup validnih kombiacija $\alpha_{L,n}(t)$ i $\alpha_{G,n}(t)$ za svaki nivo opterećenja koristeći koeficijent korelacije r^h_{LG}(t) između opterećenja i proizvodnje. U slučaju da ne postoji korelacija između opterećenja i obnovljivih izvora, odgovarajući koeficijent korelacije postavlja se na vrednost 0, označavajući da su date intervalne veličine nekorelisane.
5. Za svaki nivo opterećenja (h) bira se jedna vrednost $\alpha^h_{L,n}(t)$i $\alpha^h_{G,n}(t)$ iz skupa vrednosti definisanih u koracima 2)-4). Korišćenjem izraza (1) i (2), iz pripadajućih intervala dobijaju se tačne vrednosti opterećenja i proizvodnje za svaki nivo opterećenja. Tačne vrednosti određuju jedno stanje prirode, označeno sa $\alpha^H(t)$.
6. Za jedno stanje prirode generisati skup neinferiornih statičkih planova razvoja korišćenjem MILP modela (10)-(56). Skup neinferiornih statičkih planova razvoja je dobijen menjajući parametre β_1 i β_2, u intervalu [0,1] u (18) i (19), kao što je objašnjeno u 4.2. Konkretno, za svaku kombinaciju vrednosti parametara β_1i β_2, MILP model (10)–(56) generiše jedan neinferiorni statički plan razvoja mreže. Ovakav pristup omogućava generisanje statičkih planova razvoja mreže za razmatrano stanje prirode, i različite nivoe pouzdanosti i gubitaka snage.

7. Ponoviti korak 6) za sledeću izabranu kombinaciju $\alpha_{L,n}^{h}(t)$ i $\alpha_{G,n}^{h}(t)$ iz skupa vrednosti definisanih u koracima 2)-4). Odrediti tačne vrednosti opterećenja i proizvodnje za svaki nivo opterećenja (h)
8. Ponoviti korak 7) dok ne budu iscrpljene sve kombinacije $\alpha_{L,n}^{h}(t)$ i $\alpha_{G,n}^{h}(t)$ za svaki nivo opterećenja (h)
9. Ponoviti korake 1)-8) sve dok se ne obrade sve godine unutar perioda planiranja.

Primenjujući korake 1)-9) formira se skup neinferiornih planova razvoja za svaku godinu perioda planiranja. Ovaj skup definiše skup stanja u svakoj etapi (godini) grafovskog modela višegodišnjeg planiranja, prikazanog na slici 3.

4.4 Procedura za ocenu posledica statičkih planova razvoja

Procedura za procenu mogućih posledica, odnosno određivanje troškova koji se razmatraju u funkciji korisnosti (6) za svaki statički plan razvoja mreže, dobijen u poglavlju 4.3, sastoji se od sledećih koraka:

1. Izabrati godinu (etapu) *t* unutar planskog perioda
2. Definisati reprezentativne dnevne profile opterećenja za svaki tip korisnika u mreži. Ovi profili treba da budu definisani za različite tipove dana (radne i neradne dane) kao i za različite sezone u toku godine. Na primer, u numeričkim rezultatima razmatra se osam reprezentativnih profila opterećenja za svaki tip korisnika, čime se omogućava realističan prikaz promenljivosti potrošnje tokom godine.
3. Izabrati jedan statički plan (*i*) u godini (*t*), dobijen na način kao što je objašnjeno u poglavlju 4.3.
4. Izabrati reprezentativni tip dana (na primer radni ili neradni) i odgovarajuću sezonu (na primer zima, leto).
5. Izabrati validno stanje prirode, odnosno validnu kombinaciju vrednosti $\alpha^{h}(t)$ za intervalna opterećenja i proizvodnju, koja odgovara izabranim reprezentativnim dnevnim profilima opterećenja i konkretnom delu dana, odnosno određenom nivou opterećenja (h), unutar tih profila, za odabrani tip dana i sezonu. Validna kombinacija vrednosti $\alpha^{h}(t)$, zajedno sa odgovarajućim tačnim vrednostima opterećenja i proizvodnje, dobija se na način opisan u koracima 2)–5) poglavlja 4.3. Na svakom nivou opterećenja (h) (odnosno za svaki posmatrani deo dana), snaga generatora osim solarnih predstavlja se intervalom $\left[0, \bar{P}_{G,n,\max}\right]$, dok se proizvodnja solarnih generatora predstavlja intervalom $\left[0, \bar{P}_{GS,n,\max}^{h}\right]$, pri čemu $\bar{P}_{GS,n,\max}^{h}$ označava maksimalnu snagu solarnih generatora u odgovarajućem delu dana i sezoni koji odgovaraju nivou opterećenja h.
6. Za izabranu kombinaciju vrednosti $\alpha^{h}(t)$ i odgovarajuće tačne vrednosti intervalnog opterećenja i proizvodnje, rešiti sledeći optimizacioni problem: $min\ {}^{\alpha^{h}(t)}z = {}^{\alpha^{h}(t)}Ccurt(t)$ uz ograničenja (15) - (17), (20) - (24), (26) - (47), (52) - (56). S obzirom na to da su vrednosti binarnih promenljivih odlučivanja poznate za razmatrani statički plan razvoja mreže, prethodno definisani optimizacioni problem svodi se na problem linearnog programiranja. Njegovim rešavanjem dobijaju se ukupni troškovi sečenja opterećenja i proizvodnje koji obuhvataju troškove upravljanja opterećenjem, odsecanja opterećenja, kao i troškove kontrole aktivne i reaktivne snage iz obnovljivih izvora. Pored toga, u okviru pomenutog statičkog plana razvoja mreže izračunavaju se i troškovi gubitaka snage, kao i troškovi neisporučene električne energije korisnicima.
7. Ponoviti korake 5) i 6) dok ne budu iscrpljene sve kombinacije α -vrednosti za dati deo dana odnosno za posmatrani nivo operećenja (h)

8. Ponoviti korake 5)–7) za sve nivoe opterećenja h, odnosno za sve vremenske periode u toku dana, u okviru reprezentativnih profila opterećenja koji odgovaraju izabranom tipu dana i sezoni.
9. Ponoviti korake 4)-8) za sve reprezentativne tipove dana u izabranoj sezoni
10. Ponoviti korake 4)-9) za sve sezone.
11. Izračunati očekivanu korisnost statičkog plana razvoja mreže za godinu (t) primenom funkcije korisnosti (6), parametra γ (selektovanog na osnovu preferencije donosioca odluke prema riziku) i dodeljenih verovatnoća za svako stanje prirode.
12. Ponoviti korake 3) – 11) za svaki statički plan razvoja u godini (t).
13. Ponoviti korake 1)-12) sve dok se ne obrade sve godine unutar perioda planiranja.

Na osnovu očekivanih vrednosti korisnosti statičkih planova razvoja mreže, izračunatih u koracima 1)–13) za svaku godinu u okviru planskog horizonta, optimalni višegodišnji plan razvoja mreže, usklađen sa preferencijama donosioca odluke prema riziku, određuje se primenom dinamičkog programiranja date izrazima (7)–(9) i rekurzije unazad, kako je opisano u poglavlju 3.

5 NUMERIČKI REZULTATI

5.1 Test mreža i podaci

Predloženi pristup je primenjen za rešavanje desetogodišnjeg problema planiranja u prisustvu neizvesnosti rasta opterećena u 10 kV distributivnoj mreži prikazanoj na slici 6. Test mreža se sastoji od jednog napojnog čvora (napojne transformatorske stanice), 21 postojeće (već izgrađene) grane (pune linije) i 58 mogućih (potencijalnih) novih grana (isprekidane linije). U transformatorskoj stanici nalaze se dva transformatora 110/10 kV/kV kapaciteta 31.5 MVA po transformatoru. Pretpostavlja se da postoje četiri veličine (preseka) sa kojima je moguće izgraditi odnosno na koje je moguće pojačati neku granu u mreži. U tabeli 1 su prikazani jedinični troškovi izgradnje i pojačanja a u tabeli 2 karakteristike za svaku od veličina (preseka).

Tabela 1. Trošak pojačanja

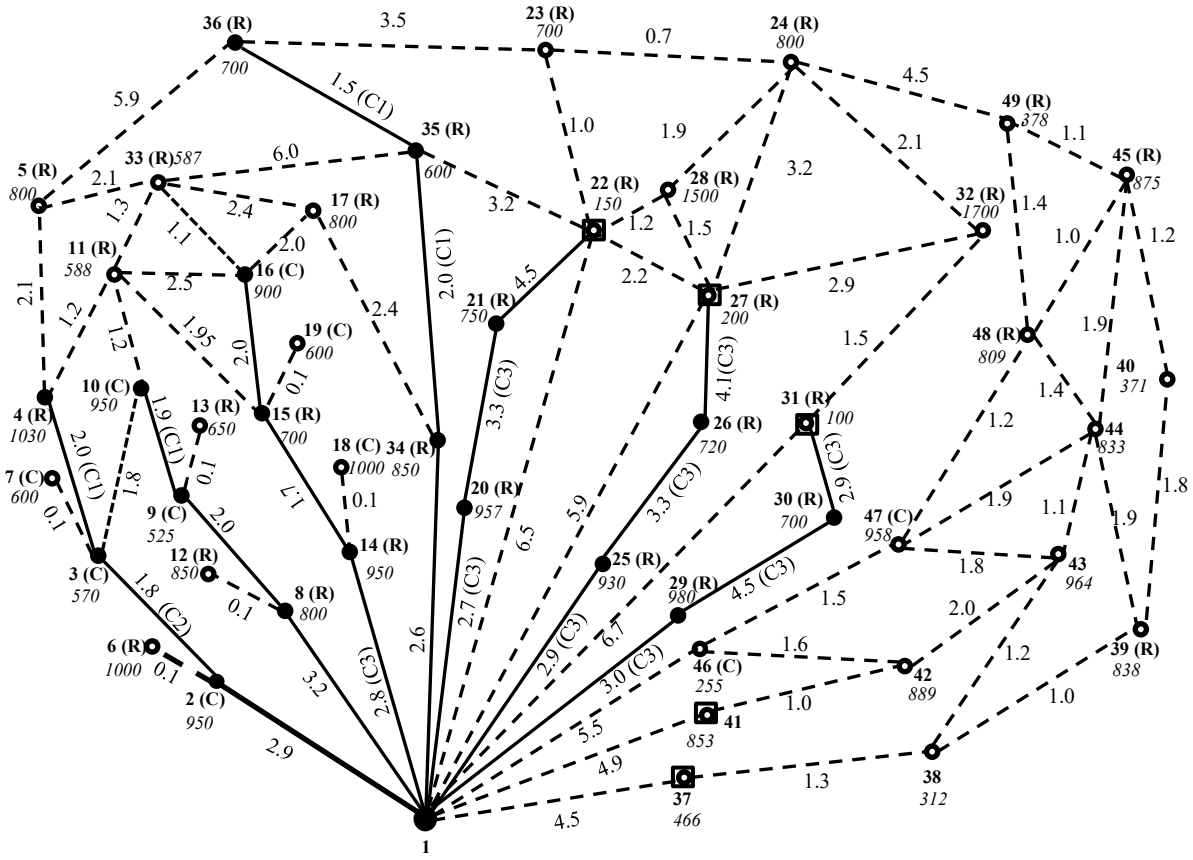
	Trošak [USD x 10^3/km]			
Sa \ Na	2.5	4	5	7
0 [MVA]	60	80	100	160
2.5 [MVA]	-	72	91	120
4 [MVA]	-	-	85	115
5 [MVA]	-	-	-	110

Tabela 2. Podaci o granama

Veličina [MVA]	r [Ω/km]	x [Ω/km]
2.5 (C1)	0.46	0.276
4 (C2)	0.30	0.264
5 (C3)	0.23	0.240
7 (C4)	0.16	0.228

Na slici 6 veličine postojećih grana u mreži prikazane su u zagradama, dok su dužine svih grana izražene u kilometrima. Potrošački čvorovi koji već postoje u mreži predstavljeni su popunjenim krugovima, dok su budući čvorovi prikazani praznim krugovima. Čvorovi sa komercijalnim korisnicima označeni su slovom C, dok su čvorovi sa domaćinstvima označeni slovom R na slici 6. Čvorovi 22, 27, 31 i 37–49 pojavljuju se u prvoj godini perioda planiranja; čvorovi 23, 24, 28 i 32 u četvrtoj godini; čvorovi 6, 7, 12, 13, 18 i 19 u petoj godini; dok se čvorovi 5, 11, 17 i 33 pojavljuju u osmoj godini. Maksimalno opterećenje u potrošačkom čvoru u godini njegovog pojavljivanja prikazano je u kW na slici 6. Reaktivna snaga potrošnje za sva opterećenja računa se uz pretpostavku da je faktor snage 0,95. U početnoj godini tri vetrogeneratora, svaki nazivne snage 5 MVA, priključena su u čvorovima 22, 27 i 31. Pored toga, u devetoj godini u čvorovima 37 i 41 priključeni su vetrogeneratori nazivne snage 1 MVA,

odnosno 1,2 MVA. Vetrogeneratori su na slici 6 predstavljeni pravougaonicima. Maksimalna vrednost reaktivne snage distributivnih generatora ($Q_{\max}$) postavljena je na 33% njihove nazivne snage. Intervalna opterećenja domaćinstava i komercijale u tekućoj godini računa se množenjem opterećenja iz prethodne godine intervalnim faktorom rasta. Za postojeće potrošačke čvorove ovaj faktor se kreće u intervalu od 1,01 do 1,045 (tj. [1.01, 1.045]), dok se za buduće potrošačke čvorove uzima u intervalu od 1,008 do 1,04 (tj. [1.008, 1.04]).

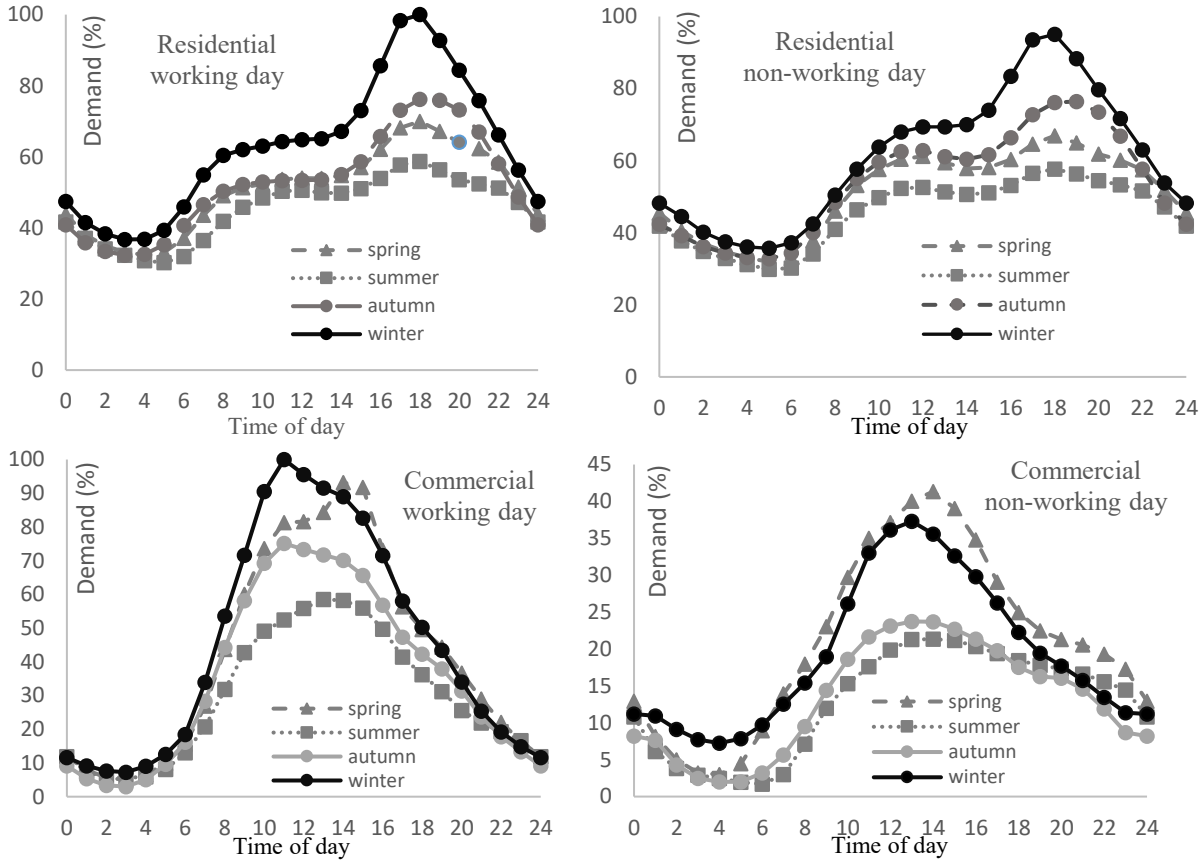


Slika 6. Test mreža

Na slici 7 prikazani su karakteristični dnevni profili opterećenja za domaćinstva i komercijale, za radne i neradne dane u sve četiri sezone u toku godine. Ovi profili su normalizovani korišćenjem baznog opterećenja od 2,898 kW za komercijale i 1,782 kW za domaćinstva. Ovi profili, zajedno sa podacima prikazanim na slici 6 i intervalnim faktorima rasta, koriste se za definisanje nivoa opterećenja koji se razmatraju pri razvoju statičkih planova razvoja mreže, kao što je opisano u poglavlju 4.3. Takođe, ovi profili predstavljaju osnovu za procenu posledica različitih planova razvoja mreže, u skladu sa postupkom opisanim u poglavlju 4.4. S obzirom na to da se u mreži razmatraju samo vetrogeneratori i dva tipa korisnika, pri razvoju statičkih planova razvoja mreže istovremeno se razmatraju četiri nivoa opterećenja, kao što je opisano u poglavlju 4.3.

Za nivo opterećenja koji odgovara maksimalnom opterećenju domaćinstava, u skladu sa slikom 7, intervalno opterećenje komercijale postavlja se na 50% svoje maksimalne vrednosti. Suprotno tome, za nivo opterećenja koji odgovara maksimalnom opterećenju komercijale, intervalno opterećenje domaćinstava postavlja se na 65% svoje maksimalne vrednosti. Minimalne vrednosti aktivne i reaktivne snage potrošnje, u skladu sa slikom 7, određuju se na osnovu odgovarajućih karakterističnih dnevnih profila opterećenja. Za procenu posledica, kao što je i objašnjeno u poglavlju 4.4, razmatra se devet nivoa opterećenja (vremenskih perioda) u

okviru svakog reprezentativnog dana. Četiri jednočasovna perioda definisana su sledećim uslovima: maksimalno opterećenje domaćinstava uz odgovarajuće opterećenje komercijale, minimalno opterećenje domaćinstava uz odgovarajuće opterećenje komercijale, maksimalno opterećenje komercijale uz odgovarajuće opterećenje domaćinstava, kao i minimalno opterećenje komercijale uz odgovarajuće opterećenje domaćinstava. Preostalih pet nivoa opterećenja odabrano je tako da odgovaraju vremenskim periodima približno jednakog trajanja.



Slika 7. *Normalizovani dnevni profili opterećenja za domaćinstva i komercijalne korisnike*

Upravljanje opterećenjem u domaćinstvima iznosi 12% prognoziranog opterećenja, dok za komercijalne potrošačke čvorove iznosi 14% prognoziranog opterećenja. Jedinični trošak gubitaka iznosi 0,1 USD/kWh, faktor opterećenja iznosi 0,6, faktor gubitaka je 0,396, faktor snage opterećenja iznosi 0,95, dok je diskontna stopa postavljena na vrednost 0,08. Trošak upravljanja opterećenjem iznosi 5,39 USD/kWh za komercijalna opterećenja i 0,5 USD/kWh za domaćinstava. Trošak neisporučene električne energije iznosi 2 USD/kWh za domaćinstva i 15 USD/kWh za komercijalne korisnike. Trošak aktivne i reaktivne kontrole snage obnovljivih izvora iznosi 10 USD/kWh, dok je trošak neisporučene energije 17 USD/kWh [35]. Intenzitet otkaza svih grana iznosi 0,1 (1/(km·god)), dok vremena trajanja prekida $d_{a,\text{down}}$ i $d_{a,\text{up}}$ iznose 4,8 h i 3 h, respektivno. Napon u napojnom čvoru (**1**) iznosi 10 kV, sa gornjom dozvoljenom granicom od 10,5 kV i donjom granicom od 9,5 kV. Broj linearnih segmenata korišćenih u linearizaciji ograničenja tokova snage u granama, ograničenja kapaciteta generatora i troškova gubitaka iznosi: NSP=NSG=10.

Usvojene su sledeće pretpostavke što se tiče korelacije: pretpostavljena je perfektna korelacija (r = 1) između distributivnih generatora, kao i između opterećenja istog tipa; smatra se da ne postoji korelacija između opterećenja i proizvodnje (r = 0) [26], [27], dok koeficijent korelacije

između opterećenja domaćinstava i komercijale iznosi 0.7 [28]. Dalje, dati su sledeći skupovi parametara $(\alpha_{LR}, \alpha_{LC}, \alpha_{G},) \in \{0, 0.25, 0.5, 0.75, 1\}$, sa kardinalnošću 5 i skupovi parametara $(\beta_1, \beta_2) \in \{0, 0.5, 1\}$, sa kardinalnošću 3. Sve navedene pretpostavke važe za sve nivoe opterećenja i za sve godine planiranja. Pretpostavlja se da se ista vrednost parametra α primenjuje na svaki tip korisnika (domaćinstva ili komercijala) kroz sve nivoe opterećenja. Na osnovu navedenih pretpostavki i procedure definisane u poglavlju 4.3, u svakoj godini se razmatra ukupno 325 validnih kombinacija opterećenja i proizvodnje u prisustvu neizvesnosti, odnosno stanja prirode. Za svako stanje prirode generiše se devet neinferiornih rešenja korišćenjem svih kombinacija vrednosti parametara β_1 i β_2, kako je opisano u poglavlju 4.3. U postupku procene posledica opisanom u poglavlju 4.4, u skladu sa principom maksimalne entropije [36], pretpostavlja se da sva stanja prirode imaju jednaku verovatnoću.

5.2 Primeri primene

Tabela 3 prikazuje optimalne višegodišnje planove razvoja mreže dobijene za različite donosioce odluka sa različitim preferencijama prema riziku. U tabeli 3 su navedene grane koje povezuju susedne čvorove i koje se ili izgrađuju ili unapređuju, zajedno sa njihovim veličinama/presecima i odgovarajućom godinom ugradnje. Na primer, oznaka „1_41 (C3)" označava da se grana koja povezuje čvorove 1 i 41 izgrađuje korišćenjem preseka C3 (5 MVA).

Tabela 3. Višegodišnji planovi razvoja mreže P1-P3

Plan	Proširenja – Godine				γ	Investicioni trošak [USD]	Očekivana korisnost
	1	4	5	8			
P1	1_41 (C3), 1_37 (C4), 1_46 (C4), 46_47 (C4), 38_39 (C2), 47_48 (C3), 39_40 (C1), 43_44 (C1), 48_49 (C1), 41_42 (C1), 37_38 (C4), 38_43 (C3), 48_45 (C1)	22_23 (C2), 23_24 (C1), 27_28 (C2), 31_32 (C2)	2_6 (C1), 3_7 (C1), 8_12 (C1), 9_13 (C1), 14_18 (C1), 15_19 (C1)	1_2 (C4), 1_8 (C4), 1_14 (C4), 14_15 (C4), 11_15 (C1), 33_17 (C2), 5_33 (C1), 1_34 (C4), 17_34 (C2)	0.5	4,904,853	15,392
P2	1_41 (C1), 1_37 (C3), 1_46 (C3), 46_47 (C3), 38_39 (C1), 47_48 (C2), 43_44 (C1), 41_42 (C1), 37_38 (C3), 38_43 (C2), 40_45 (C1), 48_45 (C1), 49_45 (C1)	22_23 (C1), 23_24 (C1), 27_28 (C1), 31_32 (C1)	2_6 (C1), 3_7 (C1), 8_12 (C1), 9_13 (C1), 14_18 (C1), 15_19 (C1)	1_2 (C4), 4_5 (C1), 1_14 (C4), 14_15 (C4), 11_15 (C1), 11_33 (C1), 17_34 (C1)	2	3,215,756	34,559 x 10^9
P3	1_41 (C3), 1_37 (C3), 1_46 (C3), 46_47 (C3), 38_39 (C3), 42_43 (C1), 47_48 (C3), 39_40 (C1), 48_49 (C1), 41_42 (C2), 37_38 (C3), 39_44 (C1), 48_45 (C1)	22_23 (C2), 23_24 (C1), 27_28 (C2), 31_32 (C2)	2_6 (C1), 3_7 (C1), 8_12 (C1), 9_13 (C1), 14_18 (C1), 15_19 (C1)	1_2 (C4), 4_5 (C1), 1_8 (C4), 10_11 (C1), 1_14 (C4), 16_17 (C1), 11_33 (C1), 15_19 (C1)	1	3,597,078	10,282,286

Višegodišnji plan razvoja mreže koji razmatra vrednost parametra $\gamma = 0{,}5$ u funkciji korisnosti snage (6), označen kao P1 u tabeli 3, predstavlja rešenje koje odgovara donosiocu odluke sa pesimističnim odnosom prema riziku. Sa ekonomskog stanovišta, za pesimistu je dobitak manje značajan od gubitka iste veličine. Drugim rečima, pesimista favorizuje ona stanja prirode koje imaju nepovoljne buduće posledice i zahtevaju značajna ulaganja u mrežu, pa su stoga planovi razvoja i konzervativniji. Plan P2 predstavlja rešenje dobijeno korišćenjem vrednosti parametra $\gamma = 2$ u izrazu (6), koje odgovara donosiocu odluke sa optimističnim odnosom prema riziku. Primećuje se da plan P2 ima manje investicione troškove u odnosu na plan P1. Razlog za to leži u činjenici da optimista favorizuje stanja prirode koja zahtevaju manje investicione troškove i očekuje da je verovatnoća njihove pojave relativno visoka. Suštinski, takav donosilac odluke pridaje veću težinu očekivanim dobicima nego potencijalnim gubicima, što znači da se gubitak percipira kao manje značajan od dobitka iste veličine. Plan P3, dobijen korišćenjem vrednosti parametra $\gamma = 1$ u izrazu (6), predstavlja rešenje koje odgovara donosiocu odluke neutralnom prema riziku. Primećuje se da plan P3 ima investicione troškove niže u odnosu na plan P1, ali više u poređenju sa planom P2. Ovo odražava prirodu neutralnosti prema riziku, pri čemu se gubitak i dobitak iste veličine vrednuju podjednako. Važno je napomenuti da poređenje

očekivanih vrednosti korisnosti planova P1, P2 i P3 prikazanih u tabeli 3 nije smisleno, budući da su one izračunate korišćenjem različitih vrednosti parametra γ u izrazu (6), te su stoga izražene u različitim (apstraktnim) jedinicama.

Tabela 4 pokazuje da se upravljanje opterećenjem (DR), kao alternativno rešenje, primenjuje u planu P3 u periodu od šeste do desete godine, kao i tokom perioda zasićenja od jedanaeste do tridesete godine. Kontrola aktivne/reaktivne snage obnovljivih izvora primenjuje se u prvoj, drugoj i trećoj godini. Ove mere se strateški koriste kako bi se odložila ili izbegla ulaganja u mrežu, čime se smanjuju ukupni troškovi razvoja mreže. Dobijeni rezultati ukazuju na nedostatak kod pristupa koji razmatraju samo mali broj etapa [9]-[16], pri čemu svaka etapa obuhvata više godina. Ovakva podela višegodišnjeg perioda planiranja na mali broj etapa (npr. dve ili tri) ne uspeva da adekvatno obuhvati stvarni doprinos alternativnih rešenja, čiji su efektivni vremenski horizonti (npr. jedna godina) kraći od trajanja tipične etape. Dodatno, ukoliko se distributivni generatori priključuju u kasnijim godinama jedne etape, korišćenje dugih vremenskih etapa može prikriti operativne probleme koji se javljaju u ranijim godinama etape usled njihovog priključenja, budući da se investicione odluke donose na osnovu stanja mreže na kraju etape [31].

Tabela 4. Ukupni trošak za alternativna rešenja za Plan P1

Plan	Godine											Ukupni trošak [USD]
	Alternativna rešenja	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11-30	
P3	Trošak upravljanja opterećenjem [USD]	0	0	0	0	0	1,520	3,830	3,204	5,231	10,399	69,781	825,796
	Trošak kontrole P/Q [USD]	269,542	243,206	219,079	0	0	0	0	0	0	0	0	

U tabeli 5 su dati rezultati dalje analize višegodišnjih planova razvoja mreže, označenih kao P4–P9. Plan P4 dobijen je na isti način kao i plan P3, ali uz pretpostavku da upravljanje opterećenjem nije raspoloživo. Dobijeni optimalni plan razlikuje se od plana P3, a njegova očekivana vrednost korisnosti, odnosno očekivani ukupni trošak, veća je dominantno zbog povećanih investicionih troškova. Plan P5 izveden je analogno planu P3, ali uz pretpostavku da kontrola aktivne/reaktivne snage iz obnovljivih izvora nije dozvoljena. U tom slučaju, i očekivana vrednost korisnosti i investicioni troškovi u planu P5 veći su u odnosu na plan P3. Plan P6 predstavlja slučaj kada nisu dostupni ni upravljanje opterećenjem ni kontrola aktivna/reaktivna snage obnovljivih izvora. Kao posledica toga, plan P6 karakterišu najviši investicioni troškovi i najveći ukupni očekivani trošak u poređenju sa planovima P3, P4 i P5. Ovi rezultati jasno ukazuju na značaj i efikasnost upravljanja opterećenjem i kontrole aktivne/reaktivne snage iz obnovljivih izvora kao alternativnih rešenja u planiranju razvoja mreže u prisustvu neizvesnosti.

Tabela 5 – Očekivani troškovi za planove P3-P9

Plan	Trošak kontrole P/Q [USD]	Trošak upravljanja opterećenjem [USD]	Investicioni trošak [USD]	Ukupni trošak [USD]
P3	731,829 0*	93,967 0*	3,597,078	10,282,286 8,775,157*
P4	0	93,967	5,366,522	11,054,985
P5	731,829	0	4,664,607	10,844,240
P6	0	0	6,434,051	11,617,195
P7	0	9,295	3,255,603	8,094,036
P8	392,731	56,394	5,112,355	10,801,542
P9	895,913	32,641	4,538,772	11,137,364

Plan P7 dobijen je na isti način kao i plan P3, uz pretpostavku da postoji perfektna negativna korelacija ($r=-1$) između opterećenja domaćinstava i komercijale. Dobijeni optimalni

višegodišnji plan razlikuje se od plana P3, što je prikazano u tabeli 5. Ukoliko bi se plan P3 primenio u uslovima pretpostavljenim u planu P7, odnosno uz postojanje perfektne negativne korelacije između ovih tipova opterećenja, očekivani ukupni trošak, označen simbolom (*) u tabeli 5, bio bi viši u odnosu na plan P7, što ukazuje na rešenje lošijeg kvaliteta. Ovaj rezultat naglašava značaj pravilnog modelovanja korelacija između neizvesnih veličina u planiranju razvoja mreže u prisustvu neizvesnosti.

Plan P8 je dobijen primenom algoritma zasnovanog na robusnoj optimizaciji [4]–[6]. Dobijeno optimalno rešenje zadovoljava sva ograničenja za sve razmatrane moguće buduće posledice (stanja prirode) i odgovara rešenju koje se dobija za najnepovoljniju kombinaciju ulaznih parametara [6], [26], [35]. Ovaj scenario odgovara sledećoj kombinaciji opterećenja i proizvodnje iz obnovljivih izvora: maksimalno opterećenje za svaki tip potrošača uz minimalnu proizvodnju, zajedno sa minimalnim opterećenjem za svaki tip potrošača uz maksimalnu proizvodnju [35]. Plan P8 ima veće investicione troškove u odnosu na planove P3 i P1, pri čemu je plan P1 izabran od strane donosioca odluke sa pesimističnim odnosom prema riziku, što je prikazano u tabelama 3 i 5. Očekivani ukupni troškovi u planu P8, uključujući kontrolu aktivne/reaktivne snage, upravljanje opterećenjem, gubitke snage i troškove neisporučene energije, izračunati su na isti način kao i za plan P3, uz razmatranje identičnih stanja prirode i pripadajućih verovatnoća. Kao rezultat toga, ukupan očekivani trošak plana P8 takođe je veći u odnosu na plan P3. Ovi rezultati ukazuju na nedostatak pristupa zasnovanog na robusnoj optimizaciji, jer favorizuju previše konzervativna rešenja.

Konačno, plan P9 predstavlja plan razvoja mreže dobijen na sličan način kao i plan P3, ali uz redukovani skup mogućih kombinacija ulaznih parametara. Konkretno, razmatra se skup parametara $(\alpha_{LR}, \alpha_{LC}, \alpha_G, \beta) \in \{0, 0{,}5, 1\}$ kardinalnosti 3, što rezultuje ukupno sa 27 stanja prirode, u poređenju sa 325 stanja korišćenih u planu P3. Kao posledica toga, plan P9 ima viši očekivani trošak u odnosu na plan P3 i samim tim predstavlja rešenje lošijeg kvaliteta. Na ovaj način se ističe nedostatak višeetapnih, višescenarijskih pristupa za rešavanje planova razvoja predstavljenih u [9]–[16], koji se oslanjaju na relativno mali broj scenarija (odnosno stanja prirode) za opis neizvesnosti. Kada se neizvesnost opisuje ograničenim skupom stanja prirode, ne sagledavaju se svi mogući budući događaji i njihove posledice, što može dovesti do pogrešnih planskih odluka i povećanih troškova u budućnosti, odnosno do izbora rešenja lošijeg kvaliteta.

6 ZAKLJUČAK

U ovom radu predložen je pristup zasnovan na dinamičkom programiranju za višegodišnje planiranje razvoja aktivnih distributivnih mreža u prisustvu neizvesnosti, koji omogućava različite preferencije donosioca odluka prema riziku. Predloženi pristup generiše skup neinferiornih statičkih planova razvoja mreže za svaku godinu perioda planiranja primenom višekriterijumskog modela mešovitog celobrojnog linearnog programiranja zasnovanog na intervalnoj RDM aritmetici. Ovi statički planovi se zatim procenjuju kroz niz mogućih posledica, uzimajući u obzir validne kombinacije ulaznih veličina u prisustvu neizvesnosti, odnosno stanja prirode i njima pridružene verovatnoće. Statički planovi razvoja razmatraju izgradnju i proširenje elemanata mreže kao i primenu alternativnih rešenja odnosno upravljanje opterećenjem i kontrolu aktivne/reaktivne snage obnovljivih izvora energije u skladu sa preferencijama donosioca odluke prema riziku. Na kraju, dobijeni statički planovi se koriste u okviru predloženog algoritma dinamičkog programiranja za generisanje i procenu više višegodišnjih planova razvoja mreže, među kojima se bira optimalno rešenje. Numerički rezultati pokazuju ekonomske i strateške prednosti predloženog višegodišnjeg pristupa u

odnosu na tradicionalne višeetapne, višescenarijske pristupe. Rezultati ističu značaj upravljanja opterećenjem i kontrole aktivne/reaktivne snage obnovljivih izvora energije, ukazujući na njihovu efikasnost u pogledu odlaganja investicija u izgradnju/pojačanje elemenata mreže. Na kraju, dobijeni rezultati ističu uticaj korelacija između neizvesnih veličina, kao i preferencije donosioca odluke prema riziku, na izbor optimalnog rešenja.

LITERATURA

[1] Ehsan A, Yang Q. State-of-the-art techniques for modelling of uncertainties in active distribution network planning: A review, Appl. Energy 2019; 239:1509-23.
[2] Rastgou A. Distribution network expansion planning: An updated review of current methods and new challenges, Renew. Sustain. Energy Rev. 2024; 189 Part B:114062.
[3] Motta VN, Anjos MF, Gendreau M. Survey of optimization models for power system operation and expansion planning with demand response, Eur. J. Oper. Res. 2024;312:401–12.
[4] Löschenbrand M. A transmission expansion model for dynamic operation of flexible demand, Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2021;124:106252.
[5] Pinto RS , Unsihuay-Vila C, Tabarro FH. Reliability-constrained robust expansion planning of active distribution networks, IET Gener. Transm. Distrib. 2022;16 27–40.
[6] Conejo A J, Baringo L, Kazempour SJ, A. Siddiqui S. Investment in Electricity Generation and Transmission: Decision Making Under Uncertainty. Cham: Springer; 2016.
[7] Bertsimas D, Melvyn S. The price of robustness, Oper. Res. 2004;52:35–53.
[8] E. Roos, D. den Hertog, Reducing conservatism in robust optimization, INFORMS J. Comput. 2020;32:1109-127.
[9] Koutsoukis N, Georgilakis P. A chance-constrained multistage planning method for active distribution networks, Energies 2019;12:en12214154.
[10] Chen Y, Basciftci B, Thomas VM. Chance-constrained multi-stage stochastic energy system expansion planning with demand satisfaction flexibility, Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2024;155 Part A:109499.
[11] Zare P, Dejamkhooy A, Davoudkhani IF. Efficient expansion planning of modern multi-energy distribution networks with electric vehicle charging stations: A stochastic MILP model, Sustain. Energy Grids Netw. 2024;38: 101225.
[12] Bañol Arias N, Tabares A, Franco J F, Lavorato M, Romero R, Robust joint expansion planning of electrical distribution systems and EV charging stations, IEEE Trans. Sustain. Energy 2018;9:884-94.
[13] De Lima TD, Franco JF, Lezama F, Soares J. A specialized long-term distribution system expansion planning method with the integration of distributed energy resources, IEEE Access 2022;10:19133-148.
[14] Castro F, Canizes B, Soares J, Almeida J, Vale Z. Comprehensive framework for distribution network multi-investment expansion planning: emissions, uncertainty, and resource remuneration integration, Energy Convers. and Manage 2024;316:118734..
[15] Zhang J, Wang C, Zuo J, Gao C, Zheng S, Cheng R, Duan Y, Wang Y. Multi-stage rolling grid expansion planning for distribution networks considering conditional value at risk, Energies 2024;17:en17205134.
[16] Borozan S, Strbac G. Multi-stage integrated transmission and distribution expansion planning under uncertainties with smart investment options, IEEE Trans. Sustain. Energy. 2025;16:546-59.
[17] Phelps CE. A user's guide to economic utility functions. J. Risk Uncertain. 2024;69:235–80.

[18] Aven T. A conceptual framework for linking risk and the elements of the data–information–knowledge–wisdom (DIKW) hierarchy, Reliab. Eng. Syst. Saf., 2013;111:30-6.
[19] Kall P, Wallace SW. Stochastic Programming. 2nd ed. Chichester John Wiley & Sons;2003.
[20] Growe-Kuska N, Heitsch H, Romisch W. Scenario reduction and scenario tree construction for power management problems, 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference, Bologna, Italy, 2003;3.
[21] Petropoulos F, Apiletti D, Assimakopoulos V, Babai MZ, Barrow DK, Taieb SB, et. al. Forecasting: theory and practice, Int. J. Forecast. 2022;38:705-871.
[22] Piegat A, Landowski M. Is an interval the right result of arithmetic operations on intervals?, Int. J. Appl. Math. Comput. Sci. 2017;27:575–90.
[23] Cohon JL, Marks DH. A review and evaluation of multiobjective programing techniques, Water Resour. J. 1975;11:208-20.
[24] Hyndman RJ, Athanasopoulos G. Forecasting: Principles and Practice.
[25] Ferson S, Kreinovich V. Modeling correlation and dependence among intervals, Second International Workshop on Reliable Engineering Computing, Savannah, US-GA, 2006, p.115-26.
[26] Popovic ZN, Knezevic SD, Brbaklic B. A Risk management procedure for island partitioning of automated radial distribution networks with distributed generators, IEEE Trans. Power Sys., 2020;35:3895-905.
[27] Torres PJF, Ekonomou L, Karampelas P. The correlation between renewable generation and electricity demand: A case study of Portugal. In: Karampelas P, Ekonomou L, editors. Electricity Distribution, Berlin: Springer; 2016, p. 119-51.
[28] Billinton R, Li W. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods, New York: Springer;1994.
[29] Lee Willis H. Spatial Electric Load Forecasting, New York: Marcel Dekker;2002.
[30] Kaltenbach U, Lange M, Sonntag I. International Best Practices in Solar and Wind Power Forecasting, GET.transform, 2023.
[31] Popovic ZN, Kerleta VDj, Popovic DS. Hybrid simulated annealing and mixed integer linear programming algorithm for optimal planning of radial distribution networks with distributed generation, Electr. Power Syst. Res., 2014;108:211-22.
[32] Popovic ZN, Knezevic SD. Integrated approach for expansion and reliability planning of radial distribution networks with island operation of distributed generators, CIRED 2021 - The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2021, p. 2381-385.
[33] Pareek P, Verma A. Piecewise linearization of quadratic branch flow limits by irregular polygon, IEEE Trans. Power Syst., 2018;33:7301 – 304.
[34] Borghetti A. A mixed-integer linear programming approach for the computation of the minimum-losses radial configuration of electrical distribution networks, IEEE Trans. Power Syst., 2012;27:1264-73.
[35] Popovic ZN, Knezevic SD. Dynamic Reconfiguration of distribution networks considering hosting capacity: A risk-based approach, IEEE Trans. Power Sys., 2023;38:3440-3450..
[36] Kapur JN. Maximum-entropy Models in Science and Engineering, New Delhi:Wiley Eastern Limited; 1989.