

# TEHNIČKO-EKONOMSKI PRISTUP ZA ODREĐIVANJE PRIORITETNIH INVESTICIJA U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI

Dr. sc. Srđan Ž u t o b r a d i ć - mr. sc. Lahorko W a g m a n n - Tomislav B a r i č e v i ć, Zagreb

UDK 621.316.1.003  
PREGLEDNI ČLANAK

U referatu su prikazani temelji matematičkog modela za ocjenu tehničke i ekonomske opravdanosti pojedinih investicijskih odluka u distribucijskoj djelatnosti. Dobiveni rezultati služe kao osnova za izradu liste prioriteta. Također su dani primjeri uporabe predložene metodologije.

**Ključne riječi:** distribucijska mreža, investicije.

## 1. UVOD

Potrebe za novim investicijama velike su u svim elektroprivrednim tvrtkama u svijetu, pa tako i u HEP-u. S druge strane, obično je prisutan manjak raspoloživih financijskih sredstava. Takva situacija dovodi planere mreže u problematičnu situaciju glede određivanja prioriteta prilikom izrade planova sanacije i razvoja mreže. Zbog toga će se u ovom referatu predložiti metoda (temeljena na svjetskim iskustvima) za određivanje prioriteta kod donošenja investicijskih odluka. U prvoj fazi razrade obuhvaćene su samo investicije u tzv. **kapitalne objekte** kao što su TS 110/10(20) kV, TS 35/10(20) kV, vodovi 35 kV, te eventualno novi magistralni vodovi 10(20) kV. Dakako, metoda se nakon verifikacije u praksi može poopćiti i na niže naponske razine.

Prilikom uspostave metodološkog pristupa treba uvažiti slijedeće bitne razloge koji uvjetuju značajna investicijska ulaganja u distribucijsku mrežu. To su:

- porast opterećenja elemenata mreže koji može dovesti do termičkog preopterećenja
- ostvarivanje pouzdanog napajanja konzuma
- sanacija loših naponskih okolnosti
- revitalizacija dotrajalih (nepouzdanih) dijelova mreže.

U sljedećim točkama prikazat će se korištena metodologija, te temelji razvijenog programskog paketa.

## 2. METODOLOŠKI PRISTUP

Uobičajeni pristup koji se koristi kod valorizacije kapitalnih investicija temelji se na određivanju parametra ICB [1, 2]:

$$ICB = \frac{D}{I} \quad (1)$$

$D$  - sadašnja vrijednost izbjegnutih troškova koji su rezultat ostvarene investicije

$I$  - sadašnja vrijednost investicije

Temelj razmatrane metode je tzv. "cost - benefit" pristup. Prema navedenim izvorima [1, 2] smatra se da je investicija ekonomski opravdana ako je ispunjen uvjet:

$$ICB > a \quad (2)$$

$a$  - diskontna stopa (stopa aktualizacije)

Diskontnom stopom uzima se u obzir poznata činjenica da je stvarna vrijednost kapitala danas veća nego u budućnosti. Veličina diskontne stope približno odgovara veličini kamatnih stopa koje su danas u Hrvatskoj visoke. No, pri tome treba uvažiti da je diskontna stopa ovisna o rizičnosti investicije. Budući da, investicije u elektroenergetsku mrežu ne spadaju u osobito rizičnu kategoriju, koriste se niže vrijednosti. U Hrvatskoj obično se koristi vrijednost  $a = 8\% \dots 10\%$ .

Izbjegnuti troškovi imaju više komponenti:

- troškovi neisporučene električne energije
- troškovi održavanja mreže
- troškovi gubitaka električne energije.

U većini slučajeva najvažniji su troškovi neisporučene električne energije. Pri tome se ne misli na penale (koji kod nas nisu propisani), nego na veličinu kojom se obuhvaća šteta koju potrošači trpe zbog prekida isporuke električne energije. Prema tome, radi se o šteti sa stanovišta **društva**, odnosno o društvenoj opravdanosti investicijskih ulaganja. Na razini HEP-a još nisu definirani jedinični troškovi neisporučene energije i snage. Zbog toga su u ovom referatu usvojene prosječne vrijednosti iz dostupne svjetske literature:

- troškovi neisporučene snage: 1.25 DEM/kW
- troškovi neisporučene energije: 5 DEM/kWh.

Dakako, u konkretnim analizama poželjno je koristiti različite jedinične troškove, ovisno o vrsti potrošača.

Ako se u budućnosti propišu penali za neisporučenu električnu energiju potrošačima, tada će se proračuni

vršiti s tim veličinama. U tom slučaju moći će se govoriti o šteti sa stanovišta poduzetnika (sadašnji HEP).

Način određivanja izbjegnutih troškova ( $D$ ) uvjetovan je razlozima zbog kojih se želi pristupiti investicijskoj izgradnji. Treba uočiti da često postoji više razloga (npr. želja da se poboljša pouzdanost isporuke električne energije, te da se poprave loše naponske okolnosti u mreži srednjeg napona). Tada se veličina  $D$  dobiva kao zbroj izbjegnutih troškova.

U sljedećim točkama prikazat će se način proračuna izbjegnutih troškova, za nekoliko karakterističnih situacija.

### 2.1. Izgradnja novih TS 110/10(20) kV i TS 35/10(20) kV zbog pouzdanosti napajanja

Uobičajeni način planiranja pojnih TS X/10(20) kV temelji se na poštivanju kriterija "n-1". To znači da je moguće održati pogon mreže bez prekida napajanja u slučaju ispada nekog transformatora X/10(20) kV. Rezerva se osigurava kroz druge transformatore, bilo u istoj transformatorskoj stanici, bilo iz susjednih TS (preko povezne mreže). U slučaju da kriterij "n-1" nije ispunjen, nastoji se izgraditi nova pojna TS X/10(20) kV; rezultat će biti izbjegnuti troškovi neisporučene električne energije. Osim toga, u slučaju izgradnje nove TS 110/10(20) kV obično je moguće staviti izvan pogona jednu do dvije stare TS 35/10 kV, čime se izbjegavaju povećani troškovi održavanja dotrajalih postrojenja.

Prilikom procjene neisporučene električne energije treba uvažiti činjenicu da opterećenje konzumnog područja varira ovisno o sezoni te vremenu nastanka kvara. To znači da ispad transformatora X/10(20) kV koji u prosincu dovodi do redukcije konzuma ne mora imati takve posljedice tijekom ljetnih mjeseci.

Ukupni troškovi neisporučene električne energije i snage određuju se pomoću formule:

$$C_{EPND} = \sum_{i=1}^{12} \left( A \cdot \lambda_m \cdot P_{ispi} + B \cdot \lambda_m \cdot \frac{P_{ispi} \cdot T_{vm} \cdot t_k}{720} \right) \quad (3)$$

Ulazni podaci za primjenu gornje formule su sljedeći:

$P_c$  - raspoloživi slobodni kapacitet transformacije i povezne mreže u slučaju ispada jednog transformatora (kW)

$P_v$  - godišnje vršno opterećenje (kW)

$P_{vi}$  - mjesečne vršne snage  $P_{vi}$ , u postocima godišnje vršne snage  $P_v$ , gdje je  $i = 1, 2, \dots, 12$  (kW)

$T_v$  - trajanje vršnog opterećenja (sati)

$\lambda$  - godišnji broj kvarova po transformatoru i pripadajućoj opremi u trafo poljima

$t_k$  - prosječno trajanje jednog kvara (sat)

$A$  - cijena neisporučene snage (DEM/kW)

$B$  - cijena neisporučene energije (DEM/kWh)

Na temelju izloženih veličina računaju se sljedeći parametri:

$\lambda_m$  - mjesečni broj kvarova koji je jednak  $\lambda/12$

$T_{vm}$  - trajanje mjesečnog vršnog opterećenja koje je jednako  $T_v/12$

$P_{ispi}$  - snaga ispada u i-tom mjesecu koja je jednaka  $P_{vi} - P_c$ .

Ukoliko je  $P_c \geq P_{vi} \Rightarrow P_{ispi} = 0$

$END_i$  - neisporučena energija u i-tom mjesecu koja se računa na osnovi formule:

$$END_i = \lambda_m \cdot \frac{P_{ispi} \cdot T_{vm} \cdot t_k}{720} \quad (4)$$

Ukoliko se izgradnjom nove TS X/10(20) kV u potpunosti eliminiraju troškovi neisporučene električne energije, tada vrijedi:

$$D = C_{EPND} + \Delta C_0 \quad (5)$$

$\Delta C_0$  - ušteda (eventualna) zbog smanjenih troškova održavanja starih TS 35/10 kV

Veličina investicije ( $I$ ) za izgradnju nove TS X/10(20) kV određena je troškovima izgradnje same stanice, ali i priključnih vodova gornjeg i donjeg napona.

### 2.2. Zamjena (dogradnja) transformatora 110/10(20) i 35/10(20) kV zbog pouzdanosti napajanja

Ova investicija je slična prethodnoj, s time što su investicijski troškovi ( $I$ ) znatno niži. Obično se radi o zamjeni transformatora 110/10(20) kV, snage 20 MVA jedinicama snage 40 MVA. Također je veoma čest slučaj da TS 110/10(20) kV rade u početnoj fazi samo s jednim ugrađenim transformatorom, pa se zbog pouzdanosti napajanja konzuma želi ugraditi i druga jedinica. Slična situacija može se pojaviti i kod TS 35/10(20) kV, s time što su tada investicijska sredstva doista relativno malena. Ulazni parametar  $D$  računa se kao i u prethodnoj točki.

### 2.3. Temeljita rekonstrukcija rasklopnih postrojenja u TS 110/10(20) i TS 35/10(20) zbog dotrajalosti

Dotrajalost postrojenja predstavlja jedan od najvećih tehničkih problema u distribucijskim mrežama HEP-a. Prisutan je veliki broj TS X/10(20) kV za koje se traži temeljita rekonstrukcija postrojenja srednjeg napona. Navedeni zahtjevi prvenstveno su uvjetovani željom da se poboljša pouzdanost razmatranih postrojenja, te da se smanje troškovi održavanja i otklanjanja posljedica kvarova. Dakako, uvođenje suvremenih tehnoloških rješenja u transformatorske stanice donosi i neka dodatna unaprjeđenja koja je teško financijski trenutačno kvantificirati. To se naročito odnosi na sekundarnu opremu (numerička relejna zaštita), ali i na ugradnju opreme sa stupnjem izolacije 24 kV, čime se stvaraju pretpostavke za zamjenu naponske razine 10 kV s naponom 20 kV.

Ukupni godišnji troškovi neisporučene električne energije računaju se na sljedeći način:

$$C_{END} = \lambda \cdot \frac{T_v}{8760} \cdot t_k \cdot P_v \cdot B \quad (6)$$

a troškovi neisporučene snage određuju se kao:

$$C_{PND} = \lambda \cdot P_v \cdot k \cdot A \quad (7)$$

Ukupni godišnji troškovi održavanja izračunavaju se po formuli:

$$C_{ou} = N \cdot C_o \quad (8)$$

Ukupni godišnji troškovi popravaka izračunavaju se po formuli:

$$C_{pu} = N \cdot \lambda \cdot C_p \quad (9)$$

Ukupni godišnji troškovi u postojećoj transformatorskoj stanici dobivaju se kao:

$$C = C_{END} + C_{PND} + C_o + C_p \quad (10)$$

Značenja pojedinih veličina su sljedeća:

$N$  - broj polja

$\lambda$  - prosječni broj kvarova po jednom polju, godišnje

$C_o$  - prosječni troškovi održavanja jednog polja (DEM)

$C_p$  - prosječni troškovi popravka jednog polja (DEM)

$A$  - cijena neisporučene snage (DEM/kW)

$B$  - cijena neisporučene energije (DEM/kWh)

$P_v$  - godišnje vršno opterećenje transformatorske stanice (kW)

$k$  - faktor prosječne snage

$T_v$  - trajanje vršnog opterećenja transformatorske stanice (sati)

$t_k$  - prosječno trajanje jednog kvara (sati)

Nakon provedene rekonstrukcije ukupni troškovi (10) će se smanjiti; teoretski gledano na nulu. Dakako, u praksi će uvijek postojati određeni troškovi koji se mogu procijeniti na vrijednost cca 10 - 20 % troškova prije rekonstrukcije. Prema tome, izbjegnute troškovi nakon temeljite rekonstrukcije rasklopnih postrojenja mogu se odrediti kao:

$$D = k_r \cdot C \quad (11)$$

$k_r$  - koeficijent koji se procjenjuje na vrijednost 0.8-0.9.

#### 2.4. Izgradnja novih vodova 35(20) kV zbog pouzdanosti napajanja

U distribucijskoj mreži HEP-a prisutan je veliki broj pojnih TS 35/10(20) kV koje nemaju dvostrano napajanje. Pouzdanost napajanja takvih transformatorskih stanica može se popraviti na dva načina:

- izgradnjom novih vodova 35 kV koji će osigurati dvostrano napajanje
- izgradnjom novih vodova 10(20) kV velikog presjeka faznih vodiča, koji će povezati razmatranu transformatorsku stanicu sa susjednom TS X/10(20) kV.

Prilikom procjene neisporučene električne energije treba uvažiti činjenicu da opterećenje razmatrane TS X/10(20) kV varira ovisno o sezoni, te vremenu nastanka kvara. Budući da se često raspolaže samo s podatkom o godišnjem vršnom opterećenju voda, izložit će se pojednostavljeni model u kojem se uzima u obzir samo taj podatak. Dakako, model je lako proširiti tako da se uvažava i mjesečna vršna opterećenja (slično kao u toč. 2.1.).

Ukupni troškovi neisporučene električne energije i snage uslijed kvarova na pojnom vodu određuju se pomoću formule:

$$C_{EPND} = A \cdot \frac{\lambda}{100} \cdot L \cdot P_v \cdot k + B \cdot P_v \cdot T_v \cdot \frac{t_k}{8760} \cdot \frac{\lambda}{100} \cdot L \quad (12)$$

Značenje pojedinih veličina su sljedeća:

$P_v$  - godišnje vršno opterećenje (kW)

$k$  - faktor prosječne snage

$T_v$  - godišnje trajanje vršnog opterećenja (sati)

$\lambda$  - prosječni broj kvarova na 100 km, godišnje

$L$  - duljina voda (km)

$t_k$  - prosječno trajanje jednog kvara (sati)

$A$  - cijena neisporučene snage (DEM/kW)

$B$  - cijena neisporučene energije (DEM/kWh)

Prosječna godišnja neisporučena energija računa se na temelju formule:

$$END = P_v \cdot k \cdot T_v \cdot \frac{t_k}{8760} \cdot \frac{\lambda}{100} \cdot L \quad (13)$$

Ukoliko se izgradnjom novog voda 35(20) kV u potpunosti eliminiraju troškovi neisporučene električne energije tada vrijedi:

$$D = C_{EPND} \quad (14)$$

Veličina investicije (I) za izgradnju novog voda, ali i troškovima opremanja novih vodnih polja.

#### 2.5. Izgradnja novih magistralnih vodova ili TS 35/10(20) kV zbog sanacije loših naponskih okolnosti

Mnogi potrošači priključeni na distribucijsku mrežu HEP-a imaju probleme s lošim naponskim okolnostima. U većini slučajeva ti problemi su uvjetovani lošim značajkama mreža niskog napona. No, u nekim slučajevima problemi nastaju zbog mreže srednjeg napona (mali presjeci, dugački izvodi).

Sanacija loših naponskih okolnosti u mreži srednjeg napona može se provesti na više načina - izgradnjom novih (zamjenskih) vodova većeg presjeka vodiča, interpolacijom novih TS 35/10(20) kV, zamjenom napona 10 kV s naponom 20 kV. Osim toga, u svijetu postoje iskustva s korištenjem posebnih uređaja - regulatora napona koji se ugrađuju na odabrane lokacije magistralnih vodova srednjeg napona gdje su prisutne loše naponske okolnosti.

U mnogim slučajevima sanacija naponskih okolnosti u mreži srednjeg napona dovodi i do poboljšanja pouzdanosti napajanja konzuma. Novi magistralni vodovi u pravilu imaju bolje značajke nego postojeći vodovi. Interpolacijom TS 35/10(20) kV dolazi do skraćivanja izvoda 10(20) kV mreže, te do smanjivanja njihovog opterećenja. Time se štete zbog neisporučene električne energije bitno smanjuju. Izbjegnute troškovi koji rezultiraju zbog poboljšanja pouzdanosti isporuke električne energije obuhvaćaju se u skladu s izloženim načelima. Međutim, izbjegnute štete zbog poboljšanja

naponskih okolnosti u mreži srednjeg napona modeliraju se na bitno drugačiji način. Pri tome se koristi pojam **fiktivne redukcije opterećenja**. To znači da se računskim putem određuje vršno opterećenje izvoda, uz koje će maksimalni padovi napona na izvodu biti manji od dopuštenih vrijednosti. S obzirom da te veličine (na srednjem naponu) nisu propisane u tehničkoj regulativi, one se određuju s obzirom na ukupne značajke distribucijske mreže (srednjeg i niskog napona).

Ukoliko bi se provela navedena redukcija opterećenja (s ciljem da se smanje padovi napona), neisporučena električna energija poprimila bi slijedeći iznos:

$$END = \frac{(P_v - P_{dop}) \cdot t_{red}}{2} \quad (15)$$

Troškovi neisporučene električne energije i snage mogu se odrediti kao:

$$C_{EPND} = A \cdot (P_v - P_{dop}) + B \cdot \frac{(P_v - P_{dop}) \cdot t_{red}}{2} \quad (16)$$

$t_{red}$  - vrijeme fiktivne redukcije (sati)

$P_{dop}$  - dopušteno opterećenje koje ne rezultira prevelikim padovima napona (kW)

$P_v$  - godišnje vršno opterećenje izvoda (kW)

$A$  - cijena neisporučene snage (DEM/kW)

$B$  - cijena neisporučene energije (DEM/kWh).

Dakako, izbjegnuti troškovi nakon provedene investicije iznose:

$$D = C_{END} \quad (17)$$

Tumačenje predložene metode prikazano je na sl. 1. Na ordinati su dana opterećenja izvoda, a na apscisi kumulativna trajanja tih opterećenja. Trenutačno je najveći problem kod primjene opisanog postupka ne-

dostatak sustavnih mjerenja i istraživanja dijagrama opterećenja srednjonaponskih izvoda. U nedostatku kvalitetnih podataka nužna je primjena aproksimativnih dijagrama. Osim toga, trebalo bi razmotriti unaprijeđenje metode, tako da se previsoki padovi napona razvrstaju u dvije grupe:

- Umjereno visoki padovi napona (npr. između 8 i 12%); neisporučena električna energija i snaga prilikom fiktivnih redukcija konzuma valorizirala bi se znatno niže nego kod stvarnih prekida napajanja.
- Izrazito visoki padovi napona (npr. iznad 12%); neisporučena električna energija i snaga prilikom fiktivnih redukcija konzuma valorizirala bi se na isti način kao i kod stvarnih prekida napajanja.

## 2.6. Stohastička simulacija troškova neisporučene električne energije

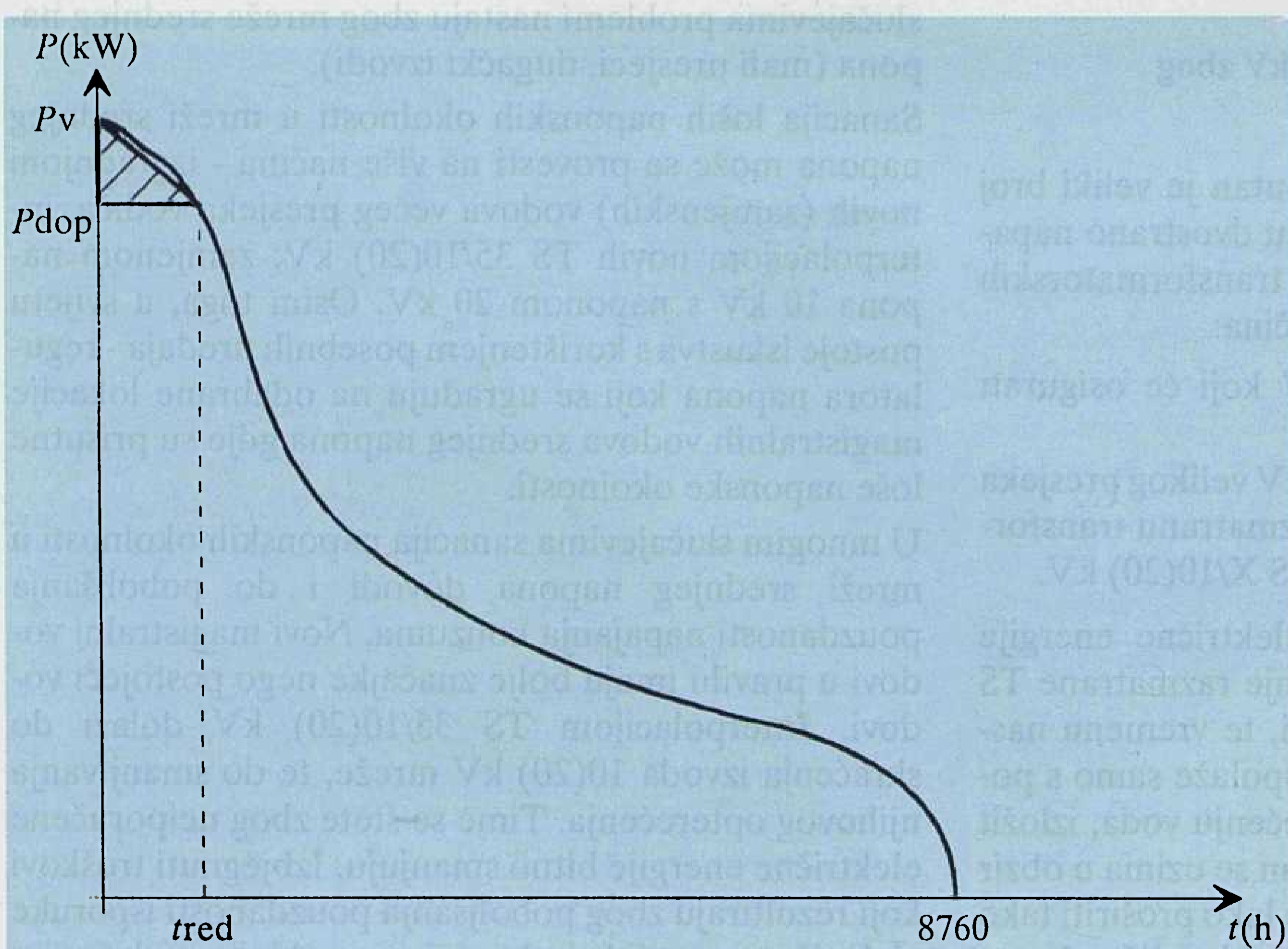
U prethodnim točkama prikazani su temelji modela za određivanje izbjegnutih troškova, koji se koristi za analizu tehno-ekonomske opravdanosti većih investicijskih projekata u distribucijskoj djelatnosti HEP-a. Izložena metodologija je doručena tako da se prilikom proračuna troškova neisporučene električne energije i snage koristi stohastički pristup, koji je prikazan dijagramom toka na sl. 2.

Osnova stohastičkog pristupa je simulacija kvarova na razmatranom elementu mreže tijekom godinu dana. Veličina neisporučene električne energije ovisi o trenutnom opterećenju elemenata, ali i o mogućnosti da se kroz druge elemente mreže tijekom kvara dobavi određena količina energije.

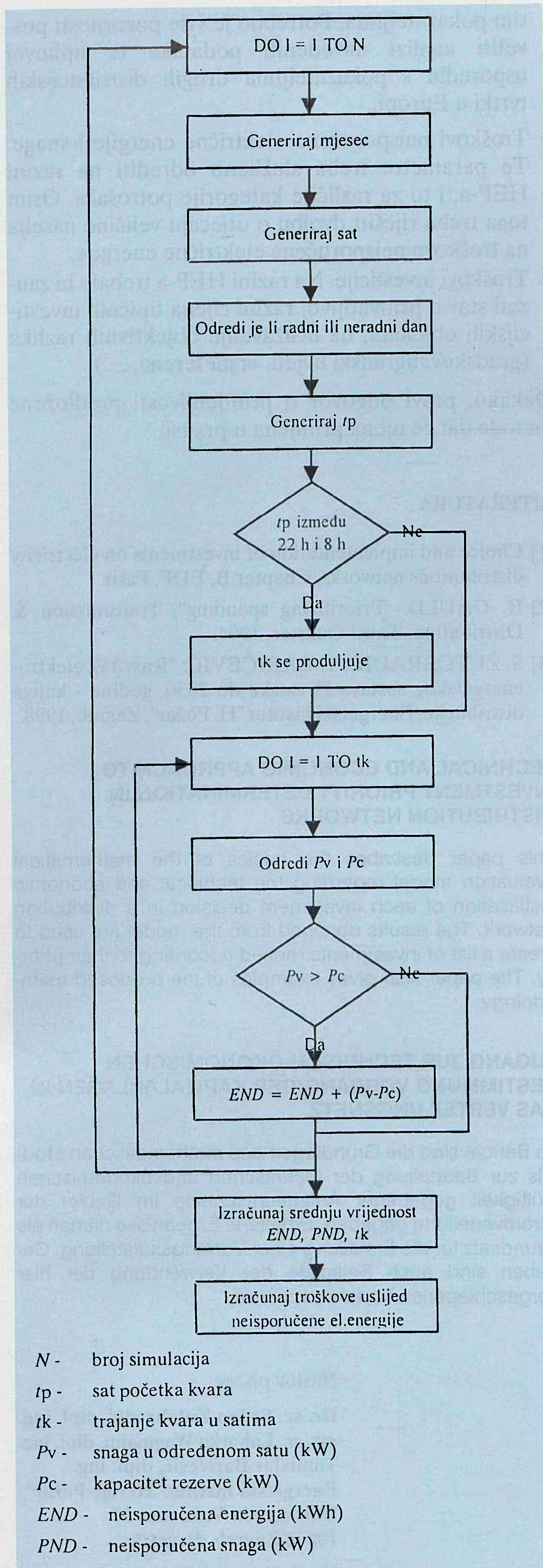
Podaci potrebni za proračun su: očekivana učestalost kvarova i prosječno trajanje jednog kvara, te karakteristični dijagram opterećenja za razmatrani element

mreže, te eventualno raspoloživi slobodni "kapaciteti" susjednih elemenata mreže. Opterećenje se modelira na temelju godišnjih vršnih vrijednosti, i to dvanaest mjesečnih vršnih vrijednosti karakterističnih za razmatranu mrežu i dvije vrste dnevnih dijagrama opterećenja zadanih za 24 satne srednje vrijednosti, za radne i neradne dane. Na opisani način u biti je određena **satna krivulja opterećenja** za čitavu godinu.

Metoda pseudoslučajnih brojeva primjenjuje se na slučajni odabir trenutaka u kojem je nastupio kvar: mjeseca, vrste dana (radni ili neradni) i sata. Iz vršnog opterećenja razmatranog elementa mreže i energetskih kapaciteta susjednih



Slika 1. Krivulja trajanja snage na izvodu srednjeg napona



Slika 2. Dijagram toka stohastičke metode

dijelova mreže te zadanih dijagrama opterećenja, jednoznačno se određuje opterećenje koje se mora reducirati u trenutku nastanka kvara, odnosno u sljedećim satima dok se ne otkloni prekid napajanja. Jednostavnim zbrajanjem tako određenih opterećenja tijekom trajanja prekida napajanja dobiva se veličina neisporučene električne energije. Pri tome se pretpostavlja da je vrijeme trajanja kvara jednako zadanom prosječnom vremenu trajanja jednog kvara, uz mogućnost uvođenja dodatnog povećanja trajanja, ako se kvar desio noću.

Jedna simulacija daje procjenu veličine neisporučene električne energije tijekom jedne godine. Proračuni se ponavljaju, te se računa srednja vrijednost rezultata, sve dok se ne postigne zadovoljavajuća točnost. Nakon tog mogu se izračunati i troškovi neisporučene energije i snage.

### 3. PRIMJENA PREDLOŽENE METODOLOGIJE

Prikazana metoda je testirana na dva različita primjera:

a. Izgradnja nove gradske TS 110/10(20) kV zbog ostvarivanja visoke razine pouzdanosti napajanja konzuma, koji je trenutačno napajan iz jedne postojeće TS 110/10(20) kV. Ulazni parametri su sljedeći:

- instalirana snaga transformatora u postojećoj TS 110/10(20) kV je 2x40 MVA
- vršno opterećenje postojeće TS 110/10(20) kV iznosi: 50/60/70 MVA
- omjer maksimalnog i minimalnog mjesečnog vršnog opterećenja tijekom godine: 0.55
- prosječno trajanje kvara koji rezultira ispadom transformatora: 16 sati
- broj kvarova koji rezultiraju ispadom transformatora: 0.1/0.2/1.0 godišnje
- troškovi izgradnje nove TS 110/10(20) kV (SF<sub>6</sub> postrojenje, priključni kabeli 110 kV, rasplet mreže 10(20) kV; 20 mil. DEM).

Kao što se vidi, u određenim razdobljima nije ispunjen kriterij "N-1" u transformaciji 110/10(20) postojeće TS 110/10(20) kV. Pri tome se pretpostavlja da je napajanje konzuma moguće samo iz drugog transformatora (zanemaruje se eventualno preuzimanje konzuma preko povezne mreže).

b. Izgradnja novog nadzemnog voda 35 kV zbog poboljšanja pouzdanosti napajanja postojeće, radialno priključene TS 35/10 kV, sa sljedećim ulaznim parametrima:

- vršno opterećenje postojeće TS 35/10 kV; 4/8 MVA
- omjer maksimalnog i minimalnog mjesečnog vršnog opterećenja tijekom godine: 0.55
- prosječno trajanje kvara koji rezultira ispadom postojećeg pojnog voda 35 kV: 12 sati
- broj kvarova koji rezultiraju ispadom postojećeg pojnog voda 35 kV: 0.2/0.5/1.0 godišnje
- troškovi izgradnje novog nadzemnog voda 35 kV: 1.5/3.0 mil. DEM (dužina voda 10/20 km).

Rezultati proračuna prikazani su u tabl. 1 - 2.

Tablica 1. Izgradnja nove TS 110/10(20) kV

$P_V$ (MVA)	Broj kvarova (/god.)	END (kWh)	$C_{EPND}$ (DEM)	ICB (%)
50	0,1	667	3853	0,02
60	0,1	3195	18471	0,09
70	0,1	7046	40736	0,20
50	0,2	1308	7051	0,04
60	0,2	6384	34411	0,17
70	0,2	14130	76168	0,38
50	1,0	6719	34121	0,17
60	1,0	32113	163075	0,82
70	1,0	70754	359303	1,80

Tablica 2. Izgradnja novog voda 35 kV

Dužina novog voda (km)		10	20		
Troškovi izgradnje novog voda (DEM)		1,500,000	3,000,000		
$P_V$ (MVA)	Broj kvarova (/god.)	END (kWh)	$C_{EPND}$ (DEM)	ICB (%)	ICB (%)
4	0,2	3696	20407	1,36	0,68
4	0,5	9239	48122	3,21	1,60
4	1,0	18484	94346	6,29	3,14
8	0,2	7379	70743	2,72	1,36
8	0,5	18488	96284	6,42	3,21
8	1,0	36927	188487	12,57	6,28

Analizom tabl. 1 - 2, dolazi se do zaključka da dobiveni rezultati veoma ovise o ulaznim parametrima, kojima će u budućnosti trebati posvetiti dosta pozornosti. Dakako, ocjena rentabilnosti pojedinog projekta ovisi i o njegovim investicijskim troškovima. Zbog toga su u prvom primjeru (tabl. 1) dobivene niske vrijednosti za faktor ICB, budući da se radi o veoma velikoj investiciji.

#### 4. ZAKLJUČCI

U referatu je opisan model za određivanje liste prioriteta investicija u distribucijskoj mreži. Korištenjem navedenog postupka moguće je rangirati zahtjeve za investicijskim ulaganjima. Predloženu metodu trebalo bi u prvoj fazi testirati na tzv. kapitalnim objektima (110 i 35 kV).

Važno je upozoriti da izloženi pristup ne može u potpunosti obuhvatiti sve utjecajne čimbenike koje treba uvažiti prilikom donošenja investicijskih odluka. Zbog toga lista prioriteta treba poslužiti samo kao **podloga** za donošenje konačnih odluka.

Poseban problem koji će trebati riješiti jesu kvalitetni ulazni podaci:

- Podaci o kvarovima te njihovom trajanju. Nužno je ustrojiti jedinstveni način praćenja i izvješćivanja o

tim pokazateljima. Potrebno je više pozornosti posvetiti analizi navedenih podataka te njihovoj usporedbi s pokazateljima drugih distribucijskih tvrtki u Europi.

- Troškovi neisporučene električne energije i snage. Te parametre treba službeno odrediti na razini HEP-a, i to za različite kategorije potrošača. Osim toga treba riješiti dvojbu o utjecaju veličine naselja na troškove neisporučene električne energije.
- Troškovi investicije. Na razini HEP-a trebalo bi zauzeti stav o prihvatljivoj razini cijena tipičnih investicijskih objekata, uz uvažavanje objektivnih razlika (gradski/vangradski uvjeti, vrsta terena, ...).

Dakako, pravi odgovor o primjenjivosti predložene metode dat će njena primjena u praksi.

#### LITERATURA

- [1] Choice and implementation of investments on electricity distributions networks, Chapter B, EDF, Pariz
- [2] R. GAULD: "Prioritizing spending", Transmission & Distribution, Third Quarter, 1994.
- [3] S. ŽUTOBRADIĆ, T. BARIČEVIĆ: "Razvitak elektroenergetskog sustava Hrvatske do 2030. godine - knjiga distribucije, Energetski institut "H. Požar", Zagreb, 1998.

#### TECHNICAL AND ECONOMIC APPROACH TO INVESTMENT PRIORITY DETERMINATION IN DISTRIBUTION NETWORKS

This paper describes the basics of the mathematical evaluation model regarding the technical and economic justification of each investment decision in a distribution network. The results obtained from the model are used to create a list of investments ranked according to their priority. The paper also gives examples of the proposed methodology.

#### ZUGANG ZUR TECHNISCH-ÖKONOMISCHEN BESTIMMUNG VORRANGIGER KAPITALANLAGEN IN DAS VERTEILUNGSNETZ

Im Bericht sind die Grundlagen des mathematischen Modells zur Beurteilung der technischen und ökonomischen Gültigkeit gegebener Anlageentscheide im Gebiet der Stromverteilung gegeben. Erhaltene Ergebnisse dienen als Grundsatz für die Erstellung einer Vorrangsaufstellung. Gegeben sind auch Beispiele der Verwendung der hier vorgeschlagenen Verfahrensweise.

Naslov pisaca:

Dr. sc. Srđan Žutobradić, dipl. ing.  
mr. sc. Lahorko Wagmann, dipl. ing.  
Tomislav Baričević, dipl. ing.  
Energetski institut "Hrvoje Požar"  
Ulica grada Vukovara 37  
10000 Zagreb, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:  
2000-03-23