

Mr. sc. Ernest Mihalek, dipl. ing.,

Mr. sc. Lahorko Wagmann, dipl. ing.,

Tomislav Baričević, dipl. ing.

Tomislav Gelo, dipl. oec.

Energetski institut «Hrvoje Požar» d.o.o., Zagreb

Krešo Trepinić, dipl. ing.

HEP DP «Elektra» Slavonski Brod, Pogon Nova Gradiška

GUBICI ELEKTRIČNE ENERGIJE U DISTRIBUCIJSKIM MREŽAMA

SAŽETAK

U radu je obrađena problematika procjene gubitaka električne energije proračunom i mjerenjima. U prvom dijelu predstavljen je način bilanciranja električne energije u distribuciji i kritički osvrt na postojeći način očitavanja potrošnje na brojilima potrošača te prijedlog poboljšanja. Drugi dio rada posvećen je metodama procjene gubitaka u distribucijskoj mreži uz pomoć programske podrške te vrste podataka koji su za tu svrhu potrebni. Treći dio rada bavi se problemom značenja cijene gubitaka, metodama njihova izračuna i primjerima primjene. Valja istaknuti četvrti dio rada u kojem je primijenjen model proračuna tokova snaga na temelju mjerenja dijagrama opterećenja u SN mreži, a rezultati proračuna korišteni za zahvate, kojima su gubici u mreži smanjeni. Prikazan je i konkretan način smanjenja komercijalnih gubitaka, te prijedlozi kako ih pronaći i ukloniti.

Ključne riječi: gubici električne energije i snage, proračun gubitaka, komercijalni gubici električne energije, mjerenje dijagrama opterećenja

ELECTRICAL ENERGY LOSSES IN DISTRIBUTION NETWORKS

ABSTRACT

Problems regarding the electrical losses estimation as well as their calculation and measurement methods were described in the paper. In the first part a way of electrical energy balancing in the distribution organisations and some criticism directed on a current consumption meters reading methodology were presented. The second part of the paper is oriented to the methods of power and

energy losses calculation supported by computer programs as well as the data needed. In the third part a meaning and values of the prices of power and energy losses and methods of their calculation and utilisation were described. Attention should be given to the fourth part where the model of loss calculation in the network was applied. The results obtained were used to make corrections, by which the amount of losses in the network, finally, has been successfully reduced.

Index terms: electrical energy and power losses, estimation of losses, nontechnical losses, load diagram measurement

1. UVOD

Rad na temu pod gornjim naslovom za ovaj je simpozij pokrenuo Studijski komitet 31 CIGRÉ zbog povećane zabrinutosti o uzrocima i načinu otklanjanja suvišnih gubitaka električne energije u našim distribucijskim mrežama. Upravo je na 5. Savjetovanju HK CIGRÉ 2001. u Cavtatu zaključeno da je zabilježen još jednom značajan i alarmantan porast gubitaka u distribucijskim mrežama (ponegdje na više od dvostruko u zadnjih 15-ak godina). Mjerenjem i odgovarajućim proračunima trebalo bi ustanoviti stvarno stanje tehničkih gubitaka ...«.

Ovim radom, sastavljenim dijelom na temelju ranijih radova, ali i novim prikazima mjerenja i predlozima te prijedlozima promjena u organizaciji, autori ukazuju, što i stručna okolina valja priznati, da uz današnje stanje tehničkih sredstava, počevši od informatičke opreme do opreme za mjerenje i ostale tehničke opreme, postoje sve pretpostavke za šire uočavanje i uklanjanje izvora suvišnih gubitaka električne energije. Pod suvišnim gubicima smatraju se svi, prvenstveno netehnički uvjetovani, a zatim i dio tehničkih koji se daljnjim tehničkim mjerama još mogu smanjiti. Pretpostavka uspjeha, do određenih granica, u smanjivanju gubitaka je želja i mogućnosti djelatnika elektrodistribucije da doprinesu najviše koliko mogu.

Auto i su svjesni da se spomenute granice odnose dobrim dijelom na veće investicije u mreži i da su bez njih te može učiniti veći proboj prema snižavanju gubitaka, naročito tehničkih. Do tih granica, međutim, moguće je još mnogo učiniti, čemu bi, nadamo se, mogao doprinijeti i ovaj rad.

2. PREGLED ZABILJEŽENIH GUBITAKA I NEREGISTRIRANE POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Gubici električne energije u sustavu distribucije električne energije po definiciji su jednaki razlici energije koja je ušla u distribucijsku mrežu i energije predane potrošačima. Pritom se uzimaju u obzir izmjerene vrijednosti energije na ulazu u distribucijski sustav i izmjerene vrijednosti energije na mjestu priključa potrošača. Tako definirani gubici električne energije dijele se na dvije grupe:

- * gubitke u užem smislu (tehnički gubici), te
- * gubitke radi pogrešnog mjerenja potrošnje električne energije (neregistrirana potrošnja, odnosno komercijalni gubici električne energije).

Iz definicije gubitaka i neregistrirane potrošnje električne energije slijedi da je za njihovo određivanje nužno voditi kvalitetnu energetska bilancu sustava distribucije električne energije. Pritom periodni vremenski interval odgovara jednoj godini, jer su tada obuhvaćene sve različite sezone potrošnje električne energije.

Jedini jedinstveni sustav na razini distribucijske djelatnosti Hrvatske elektroprivrede (istovjetan u svim distribucijskim područjima) je sustav praćenja nabave i prodaje električne energije, koji se vodi u Direkciji za ekonomske poslove na temelju PEE obrazaca, odnosno mjesečnih fakturiranih računa nabave i prodaje električne energije.

Osim ovih, više ekonomski orijentiranih bilanci, u distribucijskim područjima se vode obračunske energetske bilance, temeljene na očitanjima brojila električne energije. U nastavku je dan pregled načina vođenja različitih bilanci, prednosti i nedostaci pojedinih metoda te procjene točnosti.

2.1 BILANCE NABAVE I PRODAJE ELEKTRIČNE ENERGIJE TEMELJENE NA »PEE« OBRASCIMA

Bilance nabave i prodaje električne energije temeljene na mjesečnim fakturiranim računima jedini su jedinstveni sustav na razini distribucijske djelatnosti Hrvatske elektroprivrede. Odnose se na kalendarsku godinu (31.12.) i zaključuju s datumom kraja poslovne godine. Radi se, u biti, o pregledu ulaznih računa fakturiranih distribucijskoj djelatnosti za energiju izmjerenu na ulazu u distribucijski sustav, odnosno izlaznih računa koje distribucijska djelatnost fakturira potrošačima za energiju izmjerenu na brojlama priključaka potrošača.

Iako se na temelju fakturiranih računa u načelu može dobiti iznos energije, ovakva metoda ipak u većem dijelu distribucijske djelatnosti Hrvatske elektroprivrede ne omogućava vođenje kvalitetne godišnje energetske bilance. Osnovni problem je veliki broj potrošača na niskom naponu s analognim brojlama (oko 1 800 000), koje radi male potrošnje nije ekonomski isplativo često očitavati. U skladu s postojećim općim uvjetima, za takve potrošače se najčešće provode godišnje jedno ili dva očitavanja potrošnje.

U tablici 1 je dana bilanca nabave i prodaje električne energije Distribucijskog područja Elektra Slavonski Brod. Kako bi se što jasnije istaknuli problemi vezani uz izradu kvalitetne energetske bilance, na tom primjeru prikazana je u najvažnijim crtama metodologija izrade bilance nabave i prodaje električne energije.

S obzirom na broj očitavanja, postoje:

- potrošači s mjesečnim očitanjem brojila i
- potrošači sa sezonskim očitanjem brojila.

Sezonska očitavanja primjenjuju se na gotovo sva brojila potrošača kategorije kućanstva, tj. na približno 1 800 000 brojila, na koja otpada oko 45 % potrošnje električne energije u Hrvatskoj. Jednom mjesečno (na kraju mjeseca) očitavaju se sva ostala brojila potrošača (na 110 kV, 35 kV, 10 kV, I i II tarifna grupa – kućanstva s mjerenjem snage te javna rasvjeta na niskom naponu). Vlastita potrošnja distribucijske djelatnosti mjeri se u svim distribucijskim područjima od 1998. godine, ali ne svugdje u mjesečnim ciklusima. Ulaz energije u sustav distribucije mjeri se u mjesečnim ciklusima.

Vrijednosti mjesečne potrošnje za sve kategorije osim kućanstava mogu se smatrati točnim u gubitcima točnosti mjernih uređaja, jer se ti fakturirani računi temelje na mjesečnim očitavanjima mjernih uređaja.

U primjeru kućanstava očitavanje brojila se ne provodi krajem svakog mjeseca, jer to nije ekonomski opravdano niti je potrebno. Praksa se razlikuje u pojedinim distribucijskim područjima, ali prevladavaju dva modela, najčešće ovisna o veličini distribucijskog područja.

U manjim distribucijskim područjima sva kućanstva se očitaju otprilike u isto vrijeme (u intervalu kratkome razdoblja na godinu dana, npr. jedan do dva tjedna), jednom ili dva puta godišnje.

Većina distribucijska područja podijeljena su u više dijelova, u kojima se onda očitavanje kućanstava obavlja kao u manjim distribucijskim područjima.

Problem je u načinu podjele distribucijskih područja na dijelove: često područja očitavanja kućanstava nije moguće povezati s područjem nabave energije, odnosno s ostalim kategorijama potrošnje te nije moguće napraviti energetske bilance na razini jednog područja očitavanja. S druge strane, različita područja očitavanja se očitavaju u različito vrijeme te opet nije moguće njihovu zajedničku potrošnju dovesti u vezu s poređenom nabavom energije.

Distribucijsko područje Elektra Slavonski Brod je uzeto za primjer upravo radi toga što se očitavanja kućanstava provode na prvi način: sva približno istovremeno u razdoblju manjem od dva tjedna (od 18.3. do 31.3. uključujući i obradu podataka). To znači da se obračunska godina u Elektri Slavonski Brod ne poklapa s kalendarskom godinom, već se daje s datumom 31.ožujka.

Očitavanja (obračun) kućanstava se provodi jednom (ili dva puta) godišnje, ali se računi za potrošenu energiju fakturiraju jednom mjesečno. Akontacije se definiraju za slijedeću godinu nakon očitavanja potrošnje za proteklu godinu. Praksa je i u ovom slučaju različita u pojedinim distribucijskim

područjima, ali osnovna ideja je ista: na temelju potrošnje u prošloj godini i određenog pretpostavljenog porasta potrošnje određuje se akontacija za slijedeću godinu. Primjeri su slijedeći:

- * sve mjesečne akontacije tijekom godine jednake su prosječnoj mjesečnoj potrošnji protekle godine, uvećanoj za 5 %. Posljedica su nerealno male ili čak negativne vrijednosti gubitaka električne energije tijekom mjeseci s malom potrošnjom, jer se fakturira potrošnja veća od stvarne (tablica I, mjesec lipanj), odnosno nerealno velike vrijednosti gubitaka električne energije tijekom mjeseci s velikom potrošnjom;
- * dvije vrijednosti akontacije: manja za ljetno razdoblje, a veća za zimsko;
- * za svaki mjesec vrijednost akontacija je različita. Akontacijama se pokušava što bolje simulirati stvarna potrošnja.

Dakle, mjesečne vrijednosti prodaje električne energije koje se odnose na kućanstva (u bilanci nabave i prodaje, tablica I) ne predstavljaju stvarnu izmjerenu potrošnju u kućanstvima, već planiranu potrošnju i obračun za one potrošače koji u pojedinom mjesecu dolaze na red za obračun. U slučaju Elektro Slavonski Brod u svim mjesecima, osim ožujka, radi se o planiranoj potrošnji, a u ožujku je osim toga uključen i obračun svih potrošača za cijelu godinu.

Može se reći da je sa zadovoljavajućom točnošću poznata potrošnja kućanstava samo u obračunskom intervalu. *Što obračunska godina više odstupa od kalendarske godine, to se manje bilanca nabave i prodaje električne energije može smatrati vjerodostojnom energetsom bilancom.* Idealni je slučaj, dakle, kad se obračunska bilanca distribucijskog područja daje s datumom 31.12. Tom slučaju približila su se na primjer distribucijska područja Elektra Varaždin i Elektra Virovitica. Mjesečne vrijednosti prodaje u bilancama nabave i prodaje električne energije za kućanstva i dalje ne odgovaraju potrošnji električne energije, ali na godišnjoj razini se njihove obračunske bilance zanemarivo razlikuju od godišnjih bilanci nabave i prodaje električne energije.

Jedan od važnijih podataka koji se može dobiti iz bilance nabave i prodaje električne energije je razina gubitaka i neregistrirane potrošnje električne energije. Na primjeru bilance Elektro Slavonski Brod dobiven je rezultat od 10,8 % nabavljene energije. Međutim, kako procijeniti točnost tog podatka?

Najprije valja pogledati statističke pogreške samih mjerenja nabave i potrošnje električne energije. Uz pretpostavku da je dobro održavan, svaki mjerni uređaj ima graničnu pogrešku definiranu svojom klasom točnosti. Statistička pogreška svakog mjerenja može biti pozitivna ili negativna. Budući da je svaka od navedenih kategorija u bilanci nabave i prodaje električne energije najčešće rezultat zbroja više pojedinačnih mjerenja, statističke pogreške se gotovo uvijek mogu zanemariti.

Tablica 1 Bilanca nabave i prodaje električne energije Distribucijskog područja Elektra Slavonski Brod (energija u kWh)

OPIS	siječanj	veljača	ožujak	travanj	svibanj	lipanj	sipanj	kolovoz	rujan	listopad	studeni	prosinac	UKUPNO
Nabava iz mreže Prijenos	34.465.437	30.082.423	30.605.645	26.184.937	24.529.677	23.957.103	24.848.656	24.839.150	25.149.228	27.308.183	28.832.594	32.986.658	333.789.751
Nabava od susjednih DP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
UKUPNO NABAVA	34.465.437	30.082.423	30.605.645	26.184.997	24.529.677	23.957.103	24.848.656	24.839.150	25.149.228	27.308.183	28.832.594	32.986.658	333.789.751
Gubici električne energije kWh	7.278.026	3.622.654	5.056.391	2.841.665	2.477.750	134.202	1.697.607	1.910.345	1.510.414	2.865.463	2.786.318	3.775.546	35.956.381
%	21,12	12,04	16,52	10,85	10,10	0,56	6,83	7,69	6,01	10,49	9,66	11,45	10,77
UKUPNO PRODAJA	27.187.411	26.459.769	25.549.254	23.343.332	22.051.927	23.822.901	23.151.049	22.928.805	23.638.814	24.442.720	26.046.276	29.211.112	297.833.370
-na 110 KV	1.830.180	1.669.668	1.777.633	1.606.253	1.652.915	1.631.872	1.801.888	1.804.363	1.744.809	1.772.331	1.779.690	1.863.488	20.935.090
-na 35 KV	1.405.950	1.481.865	1.279.110	1.073.310	771.225	904.785	917.490	723.135	940.065	1.052.835	1.159.620	1.509.585	13.218.975
-na 10 KV	3.137.594	3.319.467	3.002.897	3.036.264	2.320.794	3.110.688	3.020.194	2.571.534	3.105.915	2.937.056	3.325.772	3.958.354	36.846.529
jednol tarifno br.	6.556.976	6.124.337	6.300.813	4.418.032	6.040.223	6.165.596	6.083.139	5.963.150	5.931.117	6.050.915	6.342.004	6.359.460	72.335.762
dvotarifno br.	8.318.022	8.332.107	8.231.417	8.424.902	8.000.037	8.064.401	7.852.222	7.798.942	7.687.135	8.459.552	8.395.001	8.476.992	98.040.730
tro tarifno br.	81.220	66.268	60.930	141.572	46.701	56.124	43.060	43.035	38.581	61.565	56.519	85.707	781.282
kućanstvo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
upravljana potr	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ukupno kućanstvo	14.956.218	14.522.712	14.593.160	12.984.506	14.086.961	14.286.121	13.978.421	13.805.127	13.656.833	14.572.032	14.793.524	14.922.159	171.157.774
jednol tarifno br.	931.856	917.585	695.663	657.427	461.272	521.760	467.329	525.862	549.489	464.507	629.945	1.006.838	7.829.533
dvotarifno br.	1.942.595	1.927.161	1.836.493	1.592.476	1.283.192	1.552.333	1.202.628	1.477.169	1.446.292	1.372.852	1.715.831	2.304.964	19.653.986
tro tarifno br.	21.527	18.191	15.961	15.204	9.527	20.948	21.940	25.315	36.094	22.962	29.178	39.947	276.794
Ukupno II tarifna grupa	2.895.978	2.862.937	2.548.117	2.265.107	1.753.991	2.095.041	1.691.897	2.028.346	2.031.875	1.860.321	2.374.954	3.351.749	27.760.313
II tar. grupa	900.678	845.544	778.745	709.690	488.917	547.084	545.427	488.939	589.209	580.152	685.849	973.146	8.133.380
tro tarifno br.	907.608	787.951	711.075	815.500	383.791	640.987	642.356	858.553	745.593	722.613	835.629	1.041.908	9.093.564
Ukupno III tarifna grupa	1.808.286	1.633.495	1.489.820	1.525.190	872.708	1.188.071	1.187.783	1.347.492	1.334.802	1.302.765	1.521.478	2.015.054	17.226.944
Javna rasvjeta	1.153.205	969.625	858.517	852.702	593.333	606.323	553.376	648.808	824.515	945.380	1.091.238	1.590.723	10.687.745
Susjednim DP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vlastita potrošnja	257.316	130.768	179.469	78.407	31.566	36.390	38.264	38.562	54.807	-43.143	73.546	186.730	1.062.682

Međutim, glavni izvor pogreške je odstupanje obračunske godine od kalendarske, za koju je dana bilanca nabave i prodaje električne energije. To je sustavna pogreška metode izrade bilance i nije je moguće izbjeći. Imajući u vidu način određivanja akontacija, jasno je da se može očekivati odstupanje ostvarene potrošnje električne energije u kućanstvima od predviđene. Za procjenu veličine te pogreške mogu poslužiti podaci iz proteklih godina. Dostupni podaci pokazuju da razlika između predviđene i ostvarene potrošnje električne energije u kućanstvima može biti i 10 %, a najčešće su vrijednosti oko 3 %, osim ako se obračunska godina približno ne poklapa s kalendarskom.

Primjer: Procjena točnosti gubitaka električne energije dobivenih iz bilance nabave i prodaje električne energije

Podaci:

- * razlika predviđene i ostvarene potrošnje električne energije u kućanstvima: +3 % (ostvarena potrošnja je 3 % manja od predviđene),
- * udio potrošnje električne energije u kućanstvima u ukupnoj potrošnji 50 % ,
- * razina gubitaka u odnosu na nabavljenu energiju: 10 %.

Zaključci:

- * granična pogreška procjene gubitaka: +1,5 % prodaje električne energije, +1,35 % nabave električne energije ili +13,5 % gubitaka i neregistrirane potrošnje električne energije,
- * podatak o razini gubitaka 10 % u stvari znači da su gubici od 10 % do 11,35 %,
- * uz razliku predviđene i ostvarene potrošnje električne energije u kućanstvima samo +1 %, dobivaju se granice gubitaka od 10 % do 10,45 %,
- * uz razliku predviđene i ostvarene potrošnje električne energije u kućanstvima +5 %, dobivaju se granice gubitaka od 10 % do 12,25 %.

U sljedećem poglavlju dane su procjene točnosti bilanci nabave i prodaje električne energije na području Elektro Slavonski Brod, temeljene na stvarnim podacima obračunskih bilanci i bilanci nabave i prodaje električne energije. Način procjene pogreške dan u gornjem primjeru može se prikazati izrazom:

$$p_g = \frac{e_1 (1 - e_2)}{e_2} p_t, \quad (1)$$

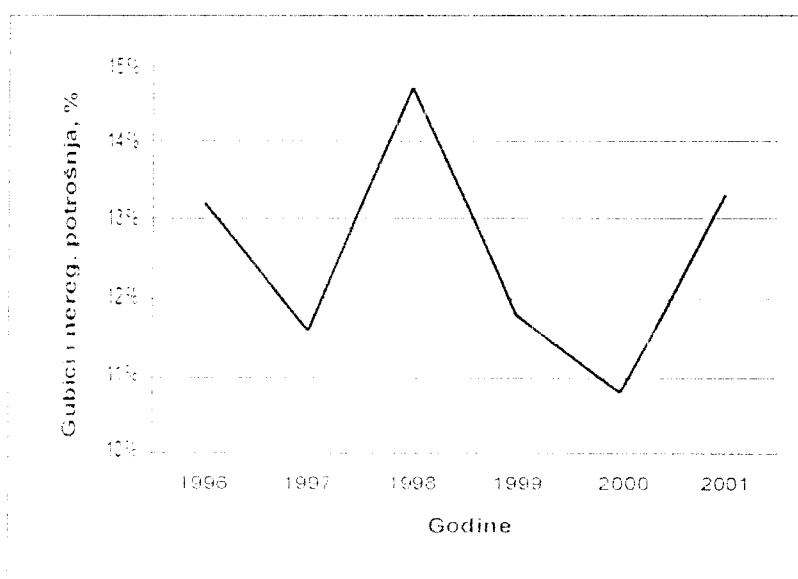
gdje su:

- p_t - točnost procjene gubitaka i neregistrirane potrošnje električne energije, %,
- e_1 - udio potrošnje električne energije u kućanstvima u ukupnoj potrošnji, %,
- e_2 - veličina gubitaka u odnosu na nabavljenu energiju, %,
- p_g - razlika predviđene i ostvarene potrošnje električne energije u kućanstvima, %.

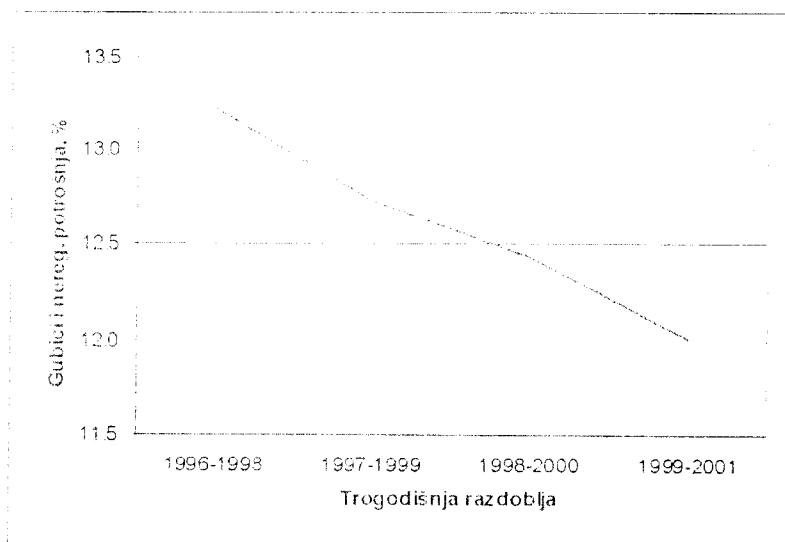
Ova analiza pokazuje da se načelno *na temelju bilanci nabave i prodaje električne energije ne može odrediti razina gubitaka i neregistrirane potrošnje električne energije tijekom jedne godine*. Izuzetak je kad se obračunska godina poklapa s kalendarskom, što u većini distribucijskih područja nije ostvareno. U tablici II i na slici 1 prikazani su gubici i neregistrirana potrošnja električne energije na razini distribucijske djelatnosti Hrvatske elektroprivrede od 1996. do 2001. godine prema bilancama nabave i prodaje električne energije. Vidljive su nerealno velike promjene vrijednosti iz godine u godinu. Za razliku od toga, pogledaju li se trogodišnji prosjeci u istom razdoblju, slika 2, može se uočiti relativno ustaljeno smanjivanje razine gubitaka i neregistrirane potrošnje. To je još jedan dokaz da se na temelju bilanci nabave i prodaje električne energije općenito ne mogu odrediti gubici električne energije za razdoblje od jedne godine.

Tablica II Pregled gubitaka i neregistrirane potrošnje električne energije prema bilancama nabave i prodaje

Opis / Godina	1996	1997	1998	1999	2000	2001	Ukupno 1996-2001
Energija preuzeta u distribucijski sustav, MWh	11.102.078	11.996.550	12.855.679	13.118.988	13.134.517	13.733.749	75.941.561
Ukupna prodaja, MWh	9.636.027	10.602.579	10.963.559	11.574.751	11.711.508	11.901.117	66.389.541
Gubici i neregistrirana potrošnja električne energije, MWh	1.466.051	1.393.971	1.892.120	1.544.237	1.423.009	1.832.632	9.552.020
Postotak gubitaka	13,2%	11,6%	14,7%	11,8%	10,8%	13,3%	12,6%



Slika 1. Gubici i neregistrirana potrošnja električne energije od 1996. do 2001. godine



Slika 2. Gubici i neregistrirana potrošnja električne energije u trogodišnjim razdobljima od 1996. do 2001. godine

2.2 OBRAČUNSKE ENERGETSKE BILANCE

Obračunska energetska bilanca temelji se izravno na očitanjima mjernih uređaja, a ne na posrednim vrijednostima dobivenim iz fakturiranih računa nabave i prodaje električne energije. Primjer obračunske bilance Distribucijskog područja Elektra Slavonski Brod prikazan je u tablici IV. Upisane mjesečne vrijednosti su zbroj očitavanja brojila u pojedinom mjesecu. U skladu s objašnjenjem danim u prošlom poglavlju, za ulaz energije u distribucijsku mrežu i sve kategorije potrošnje osim kućanstava postoje mjesečna mjerenja obavljena krajem svakog mjeseca. Broj podataka o potrošnji u kućanstvima sa sezonskim očitanjem ovisi o broju obračunskih područja i godišnjem broju očitavanja brojila. Na primjer, za tri obračunska područja u kojima se brojila očitavaju dva puta godišnje, postojalo bi u tablici IV šest podataka o potrošnji kućanstava.

U slučaju Elektre Slavonski Brod sva kućanstva sa sezonskim ciklusom očitavanja se očitavaju u razdoblju od 18.3. do 31.3, dakle postoji samo jedno obračunsko područje koje se očitava jednom godišnje i ukupni zbroj potrošnje se upisuje u mjesec ožujak.

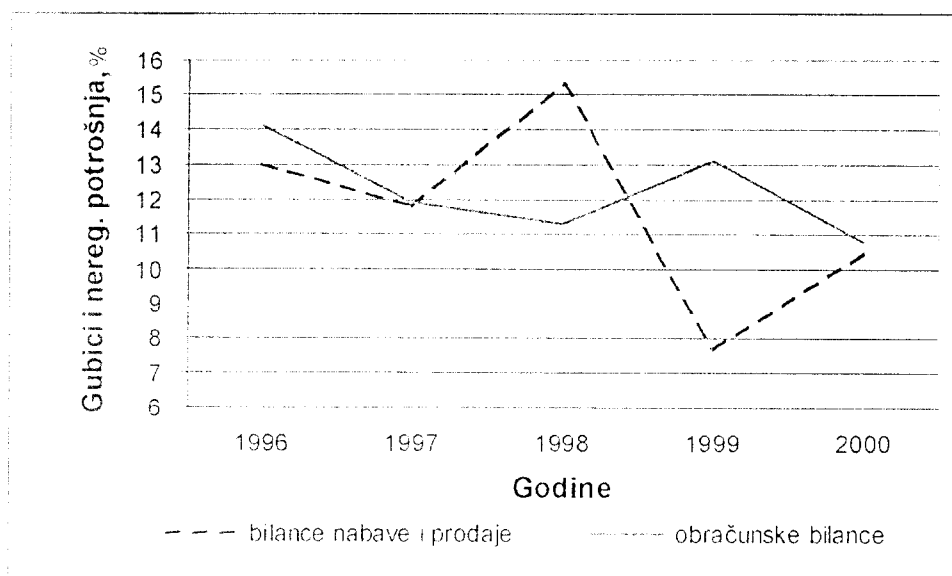
Tablica III i slika 3 prikazuju razinu gubitaka i neregistrirane potrošnje električne energije na području Elektre Slavonski Brod prema bilancama nabave i prodaje električne energije i prema obračunskim bilancama. Pritom je uzeta u obzir vlastita potrošnja, koja je oduzeta od gubitaka. Vidljiva je relativno velika razlika i postavlja se pitanje koji je rezultat točniji.

Statistička pogreška mjernih uređaja je jednaka u obje bilance i zanemariva. Metodologija određivanja akontacija za bilancu nabave i prodaje električne energije pretpostavlja godišnje povećanje potrošnje kućanstava za 3,75 %. Na temelju tog podatka, ostvarenih vrijednosti prema obračunskim bilancama i izraza (1) dobivaju se granice gubitaka i neregistrirane potrošnje električne energije u bilanci nabave i prodaje od 10,5 % do 12,1 % (za godinu 2000.). Točnost obračunskih bilanci Elektre Slavonski Brod je vrlo velika, jer se svi potrošači očitaju u relativno kratkom intervalu. U odnosu na pogrešku bilance nabave i prodaje električne energije, pogreška obračunske bilance se može zanemariti.

Tablica III Razina gubitaka i neregistrirane potrošnje električne energije na području Elektre Slavonski Brod

OPIS/Godina	1996	1997	1998	1999	2000
Potrošnja u kućanstvima prema obračunskoj bilanci, MW ^h	160 855	168 168	174 516	167 191	168200
Promjena potrošnje kućanstava prema protekloj godini, %	2 %*	4,5 %	3,8 %	-4,2 %	0,6 %
Gubici i neregistrirana potrošnja električne energije prema bilanci nabave i prodaje, %	13,0 %	11,8 %	15,3 %	7,7 %	10,5 %
Gubici i neregistrirana potrošnja električne energije prema obračunskoj bilanci, %	14,1%	11,9%	11,3 %	13,1 %	10,8%

* Pretpostavljena vrijednost.



Slika 3. Razina gubitaka i neregistrirane potrošnje električne energije na području Elektre Slavonski Brod

2.3 DJELATNOSTI HRVATSKE ELEKTROPRIVREDE

Postojeća praksa izrade obračunskih bilanci razlikuje se u pojedinim distribucijskim područjima u pogledu intervala obračunske godine i mogućnosti određivanja razine gubitaka i neregistrirane potrošnje električne energije s prihvatljivom točnošću. Pritom je osnovni problem (ne)mogućnost povezivanja potrošnje na pojedinom području očitavanja (mjernih uređaja) s nabavom električne energije.

Idealni sustav izrade obračunskih bilanci na razini distribucijske djelatnosti Hrvatske elektroprivrede trebao bi se temeljiti na sljedećim načelima:

- sva distribucijska područja imaju jednaki interval obračunske godine, koji se ne mora nužno poklapati s kalendarskom godinom;
 - u pogledu točnosti bilance poželjno je da je obračunska godina u doba minimalnog opterećenja mreže,
 - potrebno je uzeti u obzir i mogućnost što jednostavnijeg očitavanja potrošnje te izbjeći vrijeme godišnjih odmora ili praznika,
 - dobar datum kraja obračunske godine, primjerice, bi bio 31.03. ili 30.09.,
- mjerni uređaji s mjesečnim ciklusom očitavanja trebaju se očitati (krajem) zadnjeg dana u mjesecu,
- očitavanje mjernih uređaja sa sezonskim ciklusom očitavanja treba obavljati držeći se sljedećih načela:
 - očitavati barem jednom godišnje, na kraju obračunske godine,
 - očitavati u relativno kratkom intervalu u odnosu na godinu dana; zadovoljavajući interval bio bi do dva tjedna.
 - nastojati da se svako pojedino mjerno mjesto očita u razmaku od godine dana, odnosno svake godine na isti datum,

Tablica IV: Godišnja iznenađujuća potrošnja električne energije po područjima (kWh)

OPIS	Mjesec	Godina												ožujak 2001	UKUPNO
	travanj 2000	svibanj 2000	lipanj 2000	srpanj 2000	kolovoz 2000	rujan 2000	listopad 2000	studeni 2000	prosinac 2000	siječanj 2001	veljača 2001				
Nabava sa mreže prijenosa		26.372.677	24.078.477	23.519.163	25.018.876	24.962.180	24.689.238	27.433.703	28.484.384	33.175.773	33.774.878	29.522.313	30.754.986	331.792.708	
	Nabava od susjednih obr. područja		666.540	617.820	23.100	69.720	650.370	61.110	555.450	20.525	210	210		2.665.055	
UKUPNO NABAVA		26.372.677	24.745.017	24.136.983	25.041.976	25.037.900	25.339.668	27.494.813	29.039.834	33.196.298	33.775.088	29.522.523	30.754.986	334.457.763	
UKUPNO PRODAJA		10.660.737	8.263.261	9.792.492	9.424.499	9.376.578	10.241.327	10.130.894	11.549.212	14.631.813	10.812.880	12.039.634	180.495.389	297.418.716	
-na 110 kV		1.606.253	1.652.915	1.631.872	1.801.888	1.804.363	1.744.809	1.772.331	1.779.690	1.863.488	1.830.323	1.712.953	1.830.862	21.031.747	
-na 35 kV		1.073.310	771.225	904.785	917.490	723.135	940.065	1.052.835	1.159.620	1.509.585	1.132.635	1.490.160	1.520.505	13.195.350	
-na 10 kV		3.036.264	2.320.794	3.110.688	3.020.194	2.571.534	3.105.915	2.937.056	3.325.772	3.958.354	2.897.444	3.275.493	3.456.179	37.015.687	
I tar. grupa	jednotarifno br.	657.427	461.272	521.760	467.329	525.862	549.489	464.507	629.945	1.006.838	717.250	753.259	782.600	7.537.538	
	dvotarifno br.	1.592.476	1.283.192	1.552.333	1.202.628	1.477.169	1.446.292	1.372.852	1.715.831	2.304.964	1.644.257	1.719.297	1.775.077	19.086.368	
	triotarifno br.	15.204	9.527	20.948	21.940	25.315	36.094	22.962	29.178	39.947	33.503	27.607	33.925	316.150	
Ukupno I tarifna grupa		2.265.107	1.753.991	2.095.041	1.691.897	2.028.346	2.031.875	1.860.321	2.374.954	3.351.749	2.395.010	2.500.163	2.591.602	26.940.056	
II tar. grupa	dvotarifno br.	709.690	488.917	547.084	545.427	498.939	589.209	580.152	685.849	973.146	675.118	747.024	733.236	7.763.791	
	triotarifno br.	815.500	383.791	640.987	642.356	858.553	745.593	722.613	835.629	1.041.908	661.531	811.044	893.440	9.052.945	
		1.525.190	872.708	1.188.071	1.187.783	1.347.492	1.334.802	1.302.765	1.521.478	2.015.054	1.336.649	1.558.068	1.626.676	16.816.736	
Ukupno II tarifna grupa		852.702	593.333	606.323	553.376	648.808	824.515	945.380	1.091.238	1.590.723	908.417	929.818	965.861	10.510.494	
Javna rasvjeta															
	jednotarifno br.	13.735	9.684	14.819	6.272	6.382	11.832	10.138	12.205	19.741	10.762	16.821	13.249	145.640	
	dvotarifno br.	63.656	52.271	40.553	33.919	30.688	37.754	41.358	47.795	63.739	54.140	316.908	53.539	836.300	
	triotarifno br.	36.840	21.000	20.460	18.360	17.100	19.320	22.080	29.220	49.740	30.660	34.800	35.580	335.160	
Ukupno kućanstva - mjesečna očitavanja	upravljana polr													-	
Ukupno kućanstva - mjesečna očitavanja		114.231	82.955	75.832	58.551	54.150	68.906	73.576	89.220	133.220	95.562	368.529	102.368	1.317.100	
	jednotarifno br.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	72.572.499	72.572.499	
	dvotarifno br.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95.178.706	95.178.706	
	triotarifno br.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	449.071	449.071	
Ukupno kućanstva - sezonska očitavanja	upravljana polr													-	
Ukupno kućanstva - sezonska očitavanja		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	168.200.276	168.200.276	
Susjednim obr. područjima		187.680	215.340	179.880	193.320	198.750	190.440	186.630	207.240	209.640	216.840	204.450	201.060	2.391.270	
Vlastita potrošnja		78.407	31.566	36.390	38.264	38.562	54.807	-43.143	73.546	186.730	129.341	133.344	157.607	915.421	
Gubici električne energije	kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37.039.047	
	% nabave	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,07%	

2.4 PRIJEDLOG IZRADE OBRAČUNSKIH ENERGETSKIH BILANCI NA RAZINI DISTRIBUCIJSKE DJELATNOSTI.

Osnovni problem ovako zamišljenog sustava izrade energetske bilance je vrlo veliki broj očitavanja koje je potrebno obaviti u relativno kratkom vremenu. Iz primjera obračunskih bilanci nekih manjih distribucijskih područja vidljivo je da se to može izvesti, ali bi kod većih distribucijskih područja ovakav sustav očitavanja potrošnje zahtijevao neracionalan broj angažiranih za posao koji se radi jednom godišnje. Jedno moguće rješenje je korištenje honorarnih djelatnika, ali tada treba obratiti više pažnje na kontroli kvalitete očitavanja. Drugo privlačno rješenje, vrlo rašireno, na primjer na području Elektrojuga Dubrovnik je omogućavanje potrošačima da besplatnim telefonom jave stanje brojila. U takvim okolnostima distribucijska djelatnost mora obavljati samo kontrolna mjerenja na određenom manjem uzorku potrošača.

Iako se ovakav sustav obračuna potrošnje može organizirati, nije ga moguće postići u kratkom vremenu. Stoga bi u prijelaznom razdoblju trebalo primijeniti malo prilagođeni postojeći sustav. Osnovna karakteristika tog sustava je podjela većih distribucijskih područja na više manjih obračunskih područja, na kojima se očitavanja potrošnje sa sezonskim ciklusom obavljaju u različito vrijeme te ih može raditi mali broj djelatnika. Na svakom obračunskom području očitavanja potrošnje obavljaju se na opisan način, a radi različitog vremena očitavanja postavlja se dodatni uvjet koji mora biti ispunjen: *područja očitavanja moraju biti tako određena da je na svakom od njih moguće načiniti obračunsku bilancu neovisno o ostalim obračunskim područjima*. Dakle, na svakom mogućem ulazu u područje očitavanja mora biti brojilo električne energije i svi potrošači električne energije moraju jednoznačno biti pridruženi jednom području očitavanja. To znači da se prilikom definiranja područja očitavanja treba voditi računa o redovitom uklopnom stanju distribucijske mreže.

2.5 ZAKLJUČAK POGLAVLJA 2

Tehničke gubitke električne energije je moguće relativno točno procijeniti pomoću proračuna tokova snaga na modelima elektroenergetske mreže. Međutim, neregistriranu potrošnju, odnosno komercijalne gubitke električne energije, kao nepoznanicu, moguće je odrediti samo provođenjem organiziranih sustavnih mjerenja tokova energije. Radi toga je nužno potrebno uspostaviti jedinstveni sustav izrade što točnijih energetskih bilanci pojedinih distribucijskih područja i distribucijske djelatnosti u cjelini.

Postojeći sustav, temeljen na bilancama nabave i prodaje električne energije, općenito gledano ne omogućuje dovoljno točno određivanje ukupne razine gubitaka i neregistrirane potrošnje električne energije. Glavni izvor pogreške je odstupanje obračunske godine od kalendarske, za koju je dana bilanca nabave i prodaje električne energije. To je sustavna pogreška postojeće metode, koju nije moguće izbjeći bez reorganizacije postupka obračuna potrošnje u kućanstvima. Predložena su načela nove jedinstvene metodologije izrade obračunskih energetskih bilanci distribucijskih područja. Budući da se promjena organizacije ne može provesti u kratkom vremenu, predloženo je prijelazno razdoblje u kojem bi se, uz djelomične prilagodbe postojećeg sustava, omogućila izrada točnijih energetskih bilanci distribucijske djelatnosti.

3. METODE PROCJENE GUBITAKA ENERGIJE

3.1 VRSTE GUBITAKA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Postoje različiti kriteriji podjele gubitaka električne energije, primjerice, prema elementima elektro-energetskog sustava (gubici u nadzemnim vodovima, kabelima, transformatorima, kondenzatorima, ...), prema funkcijskoj ovisnosti (ovisni o struji, naponu, ...) itd. Radi takve velike različitosti elemenata elektroenergetskog sustava i gubitaka energije u pojedinim elementima, osnovna je slijedeća podjela:

- *gubici električne energije koji postoje neovisno o količini potrošnje električne energije, odnosno veličini opterećenja elektroenergetskog sustava – **stalni gubici električne energije**,
- *gubici električne energije koji postoje samo ako (kada) postoji potrošnja električne energije, odnosno opterećenje elektroenergetskog sustava – **gubici ovisni o opterećenju**.

Stalni su gubici posljedica održavanja elektroenergetskog sustava u stanju stalne pogonske pripravnosti za opskrbu potrošača električnom energijom te postoje cijelo vrijeme dok je elektroenergetski sustav u pogonu. U ovu grupu spadaju gubici u jezgrama transformatora, gubici zbog korone i odvoda preko izolatora kod dalekovoda, dielektrički gubici kod kabela i kondenzatora itd. Dakle, stalni gubici se javljaju u svim elementima elektroenergetskog sustava, a razina im ovisi o naponu na pojedinom elementu sustava.

Najznačajniji stalni gubici nastaju zbog magnetiziranja transformatora. Ovisno o opterećenju distribucijske mreže, mogu biti od 20 % (kod većeg opterećenja mreže) do 50 % (kod manjeg opterećenja mreže) ukupnih gubitaka električne energije. Iznos tih gubitaka određuje se mjerenjem u praznom hodu transformatora, a ovisnost o naponu se može prikazati formulom:

$$P_{\Sigma} = P_{g0N} \left(\frac{U_1}{U_{1N}} \right)^2, \quad (2)$$

gdje su:

$P_{\Sigma N}$ – gubici radne snage pri nazivnom primarnom naponu U_{1N} određeni pokusom praznog hoda,

P_{g0} – gubici radne snage pri primarnom naponu U_1 koji od nazivnog odstupa u intervalu $\pm 10\% U_{1N}$.

Dielektrički gubici kod kabela i kondenzatora također spadaju u stalne gubitke, ali su mnogo manji od stalnih gubitaka u transformatorima. Ovisi o vrsti izolacijskog materijala, ali i o konstrukciji kabela te temperaturi izolacije. Dakle, strogo uzevši, ovisni su o opterećenju kabela. Ipak, najizraženija je ovisnost o vrsti izolacijskog materijala i daleko najveće gubitke imaju kabeli s PVC izolacijom (kabeli tipa PP 41 i slični). Tipične vrijednosti za kabele s PVC izolacijom nazivnog napona 10 kV su oko 2 kW/km, što je usporedivo s razinom gubitaka u vodičima kabela. Povoljna okolnost je u činjenici da kabeli s PVC izolacijom čine samo oko 10 % kabelske mreže 10(20) kV. Ovisnost dielektričkih gubitaka kabela o naponu može se prikazati formulom:

$$P_{\Sigma} = U^2 \omega C_1 l \tan \delta, \quad (3)$$

gdje znači

U – pogonski napon kabela, kV, C_1 – jedinični kapacitet kabela, $\mu F/km$,

ω – kružna frekvencija, $\omega = 314 \text{ 1/s}$, l – duljina kabela, km,

$\tan \delta$ – faktor dielektričkih gubitaka (ovisan o vrsti i temperaturi izolacije).

Gubici zbog korone i odvoda preko izolatora kod dalekovoda mogu se zanemariti na naponskim razinama nižim od 110 kV.

Gubici ovisni o opterećenju mreže jednaki su nuli ako mreža nije opterećena. Ako je opterećena onda rastu s kvadratom jakosti struje opterećenja. Ti se gubici javljaju u vodičima vodova i namota transformatora i čine veći dio ukupnih gubitaka te ih je potrebno što preciznije matematički prikazati. U vodičima trofaznog sustava javljaju se gubici radne snage koji su predstavljeni izrazom:

$$P_{\Sigma} = 3 \cdot I^2 \cdot R = \frac{R}{U^2} \cdot S^2, \quad (4)$$

gdje su:

P_{Σ} – gubici radne snage u vodičima, kW, I – jakost struje kroz element, A,

S – prividna snaga, kVA, R – radni otpor elementa, Ω ,

U – linijski napon, kV.

3.2 OPIS METODA PROCJENE GUBITAKA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Osnova proračuna gubitaka električne energije su proračuni tokova snaga, iz kojih se dobivaju gubici radne snage. Gubici električne energije u određenom vremenskom razdoblju dobivaju se integracijom gubitaka radne snage u tom razdoblju. Na primjeru gubitaka u jednom vodiču to znači:

$$W_g = 3R \int_0^T I^2(t) dt = R \int_0^T \frac{S^2(t)}{U^2} dt, \quad (5)$$

gdje su,

S i R - kao u prethodnom izrazu, T - promatrano vremensko razdoblje,

W_g - gubici energije u promatranom vremenu, kWh.

Gubici se obično proračunavaju u razdoblju od godine dana te se stoga upotrebljava godišnja krivulja trajanja opterećenja, slika 4. Ona se dobiva nizanjem pojedinih opterećenja iz krivulje opterećenja po veličini, od najvećeg prema najmanjem. Crtkana površina ispod krivulje na slici prikazuje energiju proteklu kroz promatrani element mreže tijekom jedne godine.

Za primjenu jednadžbe (5) potrebno je poznavati detaljnu krivulju opterećenja $S(t)$, odnosno odgovarajuću godišnju krivulju trajanja opterećenja, što najčešće nije moguće postići. Pojednostavljivi pristup se u biti svodi na nadomještanje površine ispod krivulje trajanja opterećenja s površinom ekvivalentnog pravokutnika, koji ima stranice P_m i T_m . Vrijednost T_m je godišnje vrijeme trajanja vršnog opterećenja, koje je određeno izrazom:

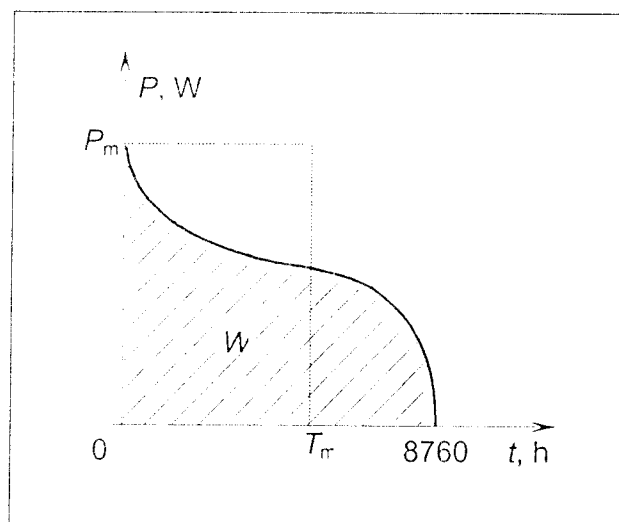
$$T_m = \frac{W}{P_m} = \frac{\int_0^{8760} P(t) dt}{P_m}, \quad (6)$$

gdje su

P_m - maksimalno (vršno) godišnje radno opterećenje, kW,

T_m - godišnje vrijeme trajanja vršnog opterećenja, h.

W - ukupna godišnja energija, kWh



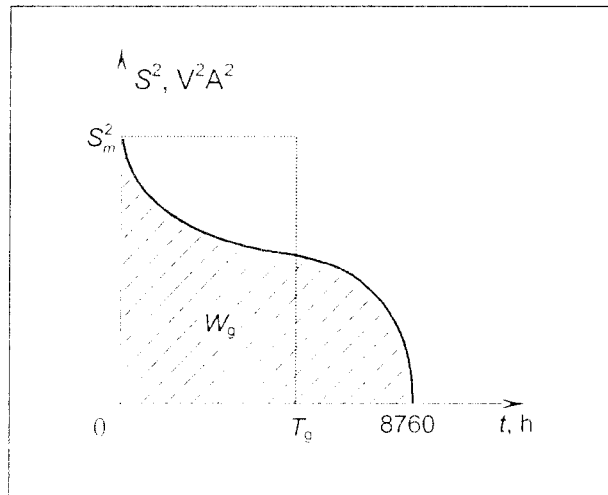
Slika 4. Godišnja krivulja trajanja opterećenja

Gubici energije ovise o kvadratu prividne snage, slika 5. Crtkana površina ispod krivulje je razmjerna godišnjim gubicima energije koji su dani izrazom:

$$W_g = \frac{R}{U^2} S_m^2 T_g, \quad (7)$$

gdje su

S_m - maksimalno godišnje prividno opterećenje, VA, T_g - godišnje vrijeme trajanja gubitaka, h.



Slika 5. Godišnja krivulja trajanja kvadrata prividnog opterećenja

Godišnje je vrijeme trajanja gubitaka određeno izrazom:

$$T_g = \frac{\int_0^{8760} S^2 dt}{S_m^2} \quad (8)$$

Vrijednost veličine T_g najčešće se određuje preko T_m . Relacija koja se odnosi na karakterističnu strukturu potrošnje i koja je prilično široko prihvaćena glasi (vidjeti i [1]):

$$T_g = 0,17 \cdot T_m + 0,83 \frac{T_m^2}{8760} \quad (9)$$

Neki autori upotrebljavaju faktore godišnjih gubitaka i opterećenja koji su definirani kao:

$$g = \frac{T_g}{8760}, \quad (10)$$

$$m = \frac{T_m}{8760} = \frac{W}{8760 P_m} = \frac{P_{sr}}{P_m}, \quad (11)$$

gdje su:

g - faktor godišnjih gubitaka, m - faktor opterećenja u dijagramu opterećenja, P_{sr} - srednja godišnja radna snaga, W.

Godišnje vrijeme trajanja gubitaka T_g može se izraziti u obliku:

$$T_g = g \cdot 8760 = (0.17 \cdot m + 0.83 \cdot m^2) \cdot 8760 \quad (12)$$

Na temelju mjerenja dnevnih dijagrama opterećenja, provedenih na transformatorskim poljima 0,4 kV gradskih TS 10/0,4 kV [5], može se zaključiti da je upotreba formule (9) opravdana. Mjerenja su provedena tijekom Božića (22.12.1999.-27.12.1999) i Uskrsa (20.04.2000.-27.04.2000.), odnosno pri približno maksimalnom i minimalnom opterećenju. Napravljena je statistička analiza razlika u vremenima trajanja gubitaka dobivenih pomoću formule (9) i izravno iz dijagrama opterećenja. Za mjerenja provedena tijekom razdoblja visokog opterećenja dobivena je prosječna vrijednost razlike 2.4 %, a za mjerenja provedena tijekom razdoblja niskog opterećenja prosječna vrijednost razlike 3.7%. Pritom primjena formule (9) gotovo uvijek daje veće godišnje vrijeme trajanja gubitaka.

3.3 PROCJENA GUBITAKA ELEKTRIČNE ENERGIJE U ELEKTROENERGETSKOJ DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI

Metode procjene gubitaka električne energije proračunom zasnivaju se na proračunima tokova snaga. Odabir metode i njezina točnost ovisi o mnoštvu najrazličitijih faktora, koji ovise o:

- naponskoj razini mreže,
- mogućnosti dobivanja podataka o mjerenim veličinama struja,
- broju satnih očitavanja iznosa struja (engl. samples),
- dostupnosti podataka o topologiji mreže te konstantama vodova i transformatora,
- dostupnosti podataka o uklopnim stanjima mreže.

Što je naponska razina promatrane mreže viša, količina dostupnih podataka je veća i moguć je točniji proračun gubitaka. Na primjer, kod mreža 110 kV i 35 kV koje su uključene u sustave daljinskog vođenja moguće je dobiti podatke o mjerenjima struja u transformatorskim poljima 110 kV i 35 kV u TS 110/35 kV uz istodobno očitavanje podataka o strujama u transformatorskim poljima 10(20) kV u TS 35/10(20) kV te, ako nije došlo do velikih promjena redovitog uklopnog stanja mreže, i bez proračuna procijeniti iznos gubitaka električne energije.

3.3.1 Gubici električne energije u mreži 110 kV i 35 kV

Dostupnost podataka o prosječnim satnim opterećenjima TS x/10 kV omogućava detaljni proračun tokova snaga, odnosno gubitaka radne snage, u mreži 110 kV i 35 kV za svaki sat tijekom godine. Gubici radne snage izračunati za svaki provedeni proračun tokova snaga zbrajaju se za svaki element mreže i nakon 8760 provedenih proračuna dobivaju gubici električne energije po svakom elementu mreže.

Primjeri proračuna u mreži 35 kV navedeni su u [15] i [16] s time da su u [16] promatrani gubici tijekom jednog dana dok su u [15] provedeni proračuni aproksimiranjem krivulje trajanja dijagrama opterećenja.

3.3.2 Gubici električne energije u mreži 10 kV odnosno 20 kV

U mrežama 10(20) kV najčešće su dostupni podaci o strujama na početku izvoda, dok su mjerenja po dubini mreže gotovo uvijek nedostupna. U gradskim mrežama, gdje su mogućnosti promjena topologije vrlo velike, dodatnu otežavajuću okolnost predstavljaju i promjene uklopnih stanja mreže.

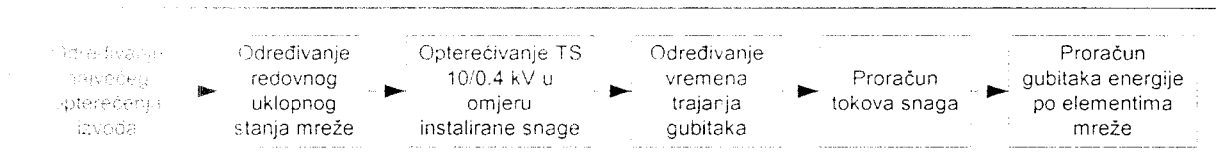
Uobičajen način proračuna gubitaka u mreži 10(20) kV prikazan je dijagramom toka na slici 6. Pri promatranju mreža 10(20) kV potrebno je pripremiti podatke o najvećim opterećenjima izvoda 10(20) kV nastalim u redovitom pogonu mreže. Nerealno velika opterećenja zabilježena prilikom neraspoloživosti nekog od susjednih izvoda 10(20) kV, pri čemu je promatrani izvod 10(20) kV imao funkciju rezervnog napajanja, potrebno je izdvojiti iz analize.

Određivanje redovitog uklopnog stanja mreže potrebno je i radi toga što će mreža najveći dio godine raditi u tom uklopnom stanju i u skladu s tim imati određene tokove snaga kroz pojedine elemente mreže.

Kako opterećenja TS 10(20)/0.4 kV najčešće nisu poznata, određuju se posredno iz opterećenja izvoda 10(20) kV na koji su stanice priključene. Snaga na početku izvoda 10(20) kV iz TS X/10(20) kV raspodjeljuje se po TS 10(20)/0.4 kV u omjeru njihovih instaliranih snaga.

Vrijeme trajanja gubitaka T_g i faktor gubitaka ϑ određuju se pomoću formula (9) i (10) na temelju godišnjeg dijagrama opterećenja TS X/10(20) kV. Na taj se način dobiva prosječna vrijednost faktora gubitaka koja se kasnije primjenjuje na proračun gubitaka po elementima mreže.

Proračun tokova snaga provodi se za godišnja vršna opterećenja mreže, koristeći bilo koju od poznatih metoda, kao što su Gauss-Seidelova, Newton-Raphsonova ili neka druga metoda prilagođena radialnim mrežama. Najbolje je odabrati metodu za radialne tokove snaga, budući da uslijed velikih padova napona i težeg konvergiranja proračun može dugo trajati.



Slika 6 Proračun gubitaka u mreži 10 kV metodom tokova snage i faktora gubitaka

Nakon proračuna tokova snaga godišnji se gubici energije u vodovima određuju prema sljedećoj formuli:

$$W_g = \frac{S^2}{U^2} R_{d1} I_v \vartheta \cdot 8760, \quad (13)$$

gdje su:

- S - snaga koja teče promatranim vodom, kVA,
- U - napon promatrane mreže, V,
- R_{d1} - jedinični djelatni otpor voda, Ω/km ,
- I_v - duljina voda, km,
- ϑ - faktor gubitaka.

Godišnji gubici električne energije u transformatorima određuju se prema formuli:

$$W_g = \left[P_{gno} \left(\frac{U_1}{U_{1N}} \right)^2 + P_{go} \left(\frac{S}{S_{1N}} \right)^2 \right] \vartheta \cdot 8760, \quad (14)$$

gdje su:

- P_{gno} - gubici zbog opterećenja transformatora (gubici kratkog spoja), kW,
- P_{go} - gubici neovisni o opterećenju transformatora (gubici praznog hoda), kW,

- S - snaga kroz promatrani transformator, kVA,
- S_N - nazivna snaga transformatora, kVA,
- U_N - primarni napon, kV,
- U_{N1} - nazivni primarni napon, kV,
- μ - faktor gubitaka.

Točnija metoda proračuna gubitaka u mrežama 10(20) kV temelji se na *primjeni tipiziranih dnevnih dijagrama opterećenja* [2]. Ovom se metodom svakoj TS 10/(20)/0,4 kV pridjeljuju satni dnevni dijagrami jednog radnog i jednog neradnog dana u ovisnosti o tipu TS, odnosno strukturi potrošnje koju napaja, slika 7.

Satni dnevni dijagrami opterećenja određeni su samo kvalitativno, tj. oblikom, dok se iznosi stvarnog opterećenja podešavaju prema vršnom opterećenju izvoda koje se određuje za svaki dan, mjesec ili sezonu. Vršna opterećenja dijagrama pridijeljenih TS 10(20)/0,4 određuju se po načelu omjera instaliranih snaga.

Za svaki radni i neradni dan različitog vršnog opterećenja provode se satni proračuni tokova snaga, pri čemu se računaju gubici energije za svaki element mreže. Ovako određeni ukupni dnevni gubici energije množe se s brojem radnih, odnosno neradnih dana u promatranom mjesecu ili sezoni, a provođenjem tog postupka po svim mjesecima ili sezonama dobivaju se ukupni godišnji gubici električne energije u svim elementima promatrane mreže.

Postupak proračuna jednak je i ako se *primijene mjereni dijagrami opterećenja* umjesto tipiziranih, kao što je, primjerice, prikazano u poglavlju 5. Naravno, pitanje je samo koliko je i na kojim mjestima za te potrebe obavljeno mjerenje dijagrama opterećenja i koliko se od toga može racionalno upotrijebiti u proračunu tokova snaga. Prema današnjim mogućnostima i praksi, metoda s uporabom mjerenih dijagrama u proračunima ograničena je na proračune tokova snaga i analize (znači i za vrlo točne proračune gubitaka) tek u manjim dijelovima mreže. Za veće dijelove mreže i globalne analize, primijenit će se ipak metoda proračuna tokova snaga s tipiziranim dijagramima ili koja od navedenih neizravnih metoda procjene gubitaka.

3.3.3 Gubici električne energije u mreži niskog napona

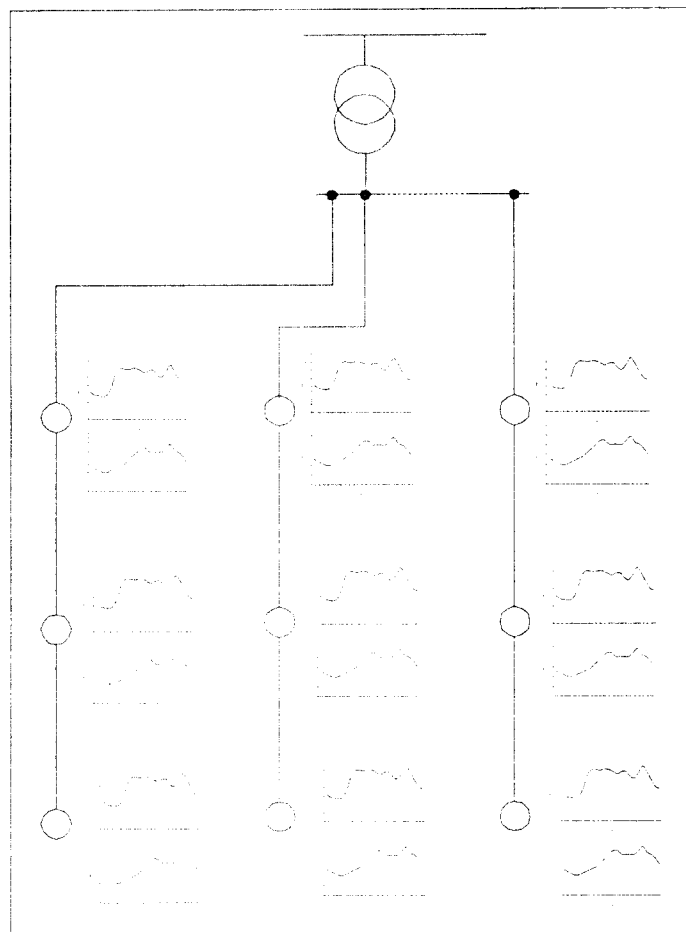
Za mreže niskog napona postoji vrlo malo podataka o opterećenjima izvoda, a naročito za samu topologiju i strukturu mreže. Radi toga se proračuni gubitaka provode na modelima izvoda niskog napona. To znači da se izvod, koji se sastoji od n odvojaka (slika 8 a), za proračun gubitaka nadomješta modelima (slike 8 b i 8 c).

Metoda proračuna godišnjih gubitaka električne energije pomoću faktora gubitaka sastoji se u određivanju ekvivalentnog izvoda, kojemu se ukupno opterećenje postavi na kraj modela izvoda. Duljina modela izvoda računa se množenjem duljine izvoda koeficijentom težišta gubitaka, koji je jednak (vidjeti [14])

$$\gamma' = \frac{2 \cdot n^2 - 3 \cdot n + 1}{6 \cdot n^2} \quad (15)$$

Broj odvojaka na modelnom vodu može se izračunati formulom:

$$n = L_{\text{izv}} \cdot \eta_1 \quad (16)$$



Slika 7. Proračun gubitaka u mreži 10 kV metodom tipiziranih (ili mjerenih) dijagrama opterećenja

gdje su:

l_{iz} - duljina izvoda, km,

n_r - broj odvojaka na izvodu po kilometru duljine.

Godišnji gubici električne energije na izvodu računaju se pomoću formule:

$$W_g = \frac{S^2}{U^2} R_{g1} L_v \vartheta \cdot 8760 \cdot K_{gn}, \quad (17)$$

gdje su:

S - snaga kroz promatrani vod, kVA,

U - napon promatrane mreže, V,

R_{g1} - jedinični direktni otpor voda, Ω/km ,

L_v - duljina voda, km,

ϑ - faktor gubitaka,

K_{gn} - faktor povećanja gubitaka uslijed nesimetričnog opterećenja.

Do iznosa vršnog opterećenja izvoda moguće je doći poznavajući normative opterećenja korištenjem formule za opterećenje složeno od više (k) vrsta kućanstava [16].

$$P_{vk} = \sum_{i=1}^k A_i \cdot n_i + \sqrt{\sum_{i=1}^k (B_i^2 \cdot n_i)} , \quad (18)$$

gdje pojedine oznake znače:

A_i i B_i su konstante normativa opterećenja i -te vrste kućanstva, kW,

n_i = broj kućanstava i -te vrste.

Ukupno vršno opterećenje izvoda na kojem, osim kućanstava ima i n ostalih potrošača računa se formulom:

$$P_{uk} = P_{vk} + f_{ck} \cdot \sum_{i=1}^n P_{oi} , \quad (19)$$

gdje je:

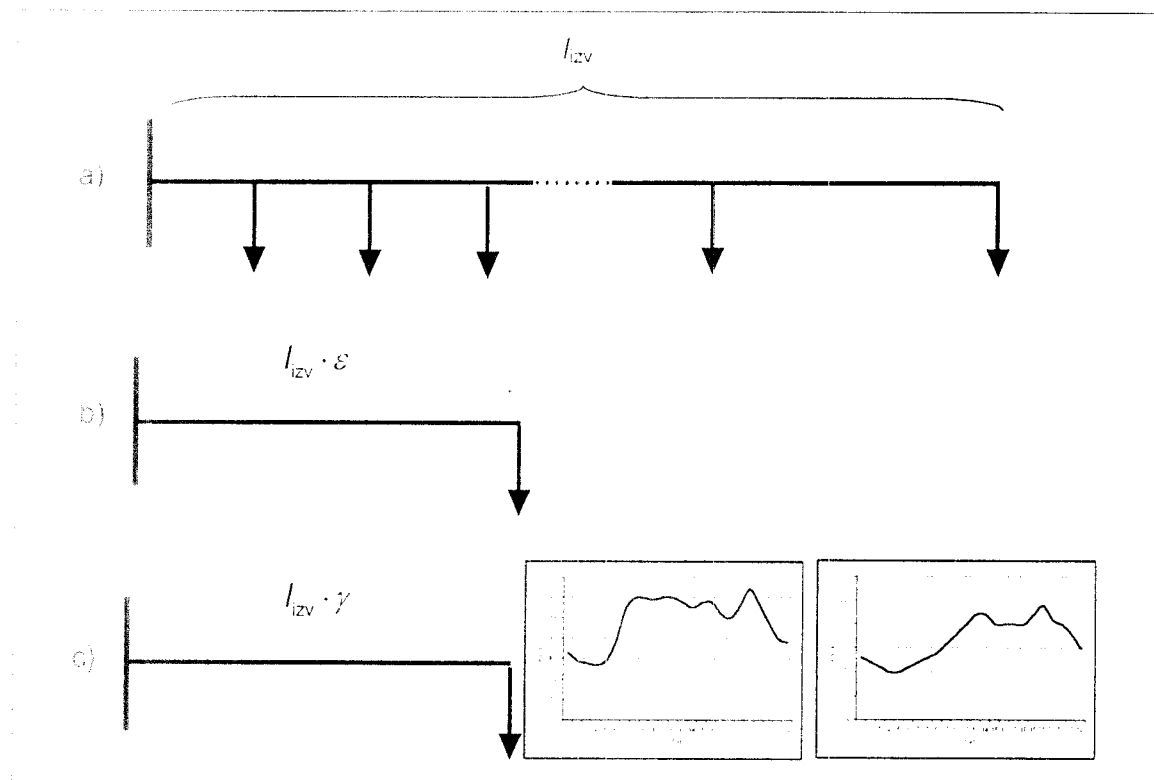
P_{uk} - vršno opterećenje kućanstava prema (18), kW,

f_{ck} - koeficijent istodobnosti u odnosu na vršno opterećenje grupe kućanstava,

P_{oi} - opterećenje pojedinog ostalog potrošača, kW.

Koeficijent težišta opterećenja može se izračunati iz izraza (vidjeti [14]) :

$$\varepsilon = \frac{n+1}{2 \cdot n} . \quad (20)$$



Slika 8. Model niskonaponskog izvoda za proračun gubitaka

Faktor povećanja gubitaka uslijed nesimetričnog opterećenja računa se prema formuli, [5]:

$$K_{gn} = 1 + 5 K_i^2 \quad (21)$$

gdje je:

$K_i = \frac{I_{\alpha}}{I_0}$ - koeficijent nesimetrije struja,

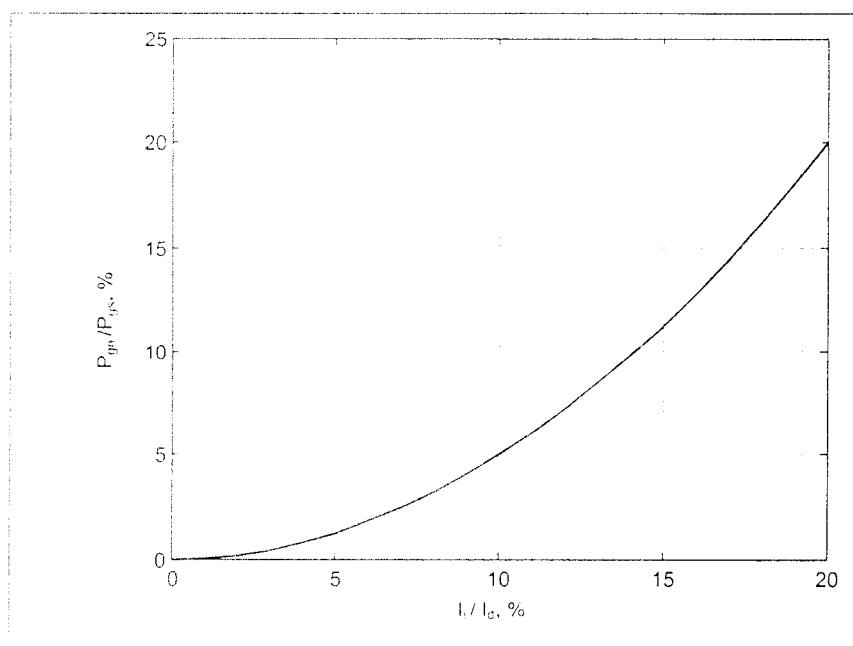
I_{α} = inverzna komponenta struje, A,

I_0 = direktna komponenta struje, A.

Ovisnost dodatnih gubitaka o veličini nesimetrije, odnosno koeficijentu povećanja gubitaka K_{gn} (faktoru nesimetrije) prikazana je na sljedećoj slici 9.

Iz slike 9 vidi se da se kod nesimetrije od 10 % javljaju 5 % veći gubici od gubitaka u simetričnoj mreži. Kod nesimetrije od 20 % gubici bi bili veći 20 % od gubitaka u simetričnoj mreži.

Na temelju mjerenja dnevnih dijagrama opterećenja, provedenih na trafo poljima 0.4 kV gradskih TS 10/0.4 kV (vidjeti [5]) vidljivo je da se srednje vrijednosti faktora nesimetrija $K_{i,sr}$ kreću od 0.0481 do 0.1265, dok se pripadajuće vrijednosti faktora gubitaka uslijed nesimetrija K_{gn} kreću od 1.0116 do 1.0300.



Slika 9. Ovisnost dodatnih gubitaka uslijed nesimetrije o faktoru nesimetrije

3.4 TOČNOST PROCJENE GUBITAKA ELEKTRIČNE ENERGIJE

U poglavlju 2 analiziran je problem određivanja ukupne razine gubitaka i neregistrirane potrošnje električne energije na temelju energetske bilance. Sljedeći je korak procjena razine tehničkih gubitaka električne energije na temelju proračuna. Neregistrirana potrošnja električne energije, tzv. komercijalni gubici, jednaka je razlici ukupnih i tehničkih gubitaka električne energije. Radi toga je potrebno odrediti i točnost procjene tehničkih gubitaka električne energije.

Strogo promatrajući, sve veličine koje se koriste u modelima proračuna mreže poznate su s određenom graničnom pogreškom. Na ukupnu točnost procjene razine gubitaka najviše utječu sljedeće komponente proračuna:

- geometrijski model mreže (duljine i tipovi pojedinih vodova), koji može biti različite točnosti,
- toski podaci o radnom otporu vodiča dani su za 20 °C; za procjenu utjecaja temperature dovoljno je uzeti približnu kvadratnu ovisnost porasta temperature vodiča iznad temperature okoline radi prijenosa određene snage: $R \sim \alpha T \sim S^2$,
- mjerene veličine gubitaka praznog hoda i kratkog spoja transformatora često nisu poznate, nego se koriste kataloški podaci. Dopusnene tolerancije gubitaka pri izgradnji transformatora su 15 % za gubitke praznog hoda i 15 % za gubitke kratkog spoja, odnosno 10 % za ukupne gubitke transformatora pri nazivnom opterećenju,
- krivulje opterećenja $S(t)$ potrošača odnosno $TS_{10(20)}/0,4$ kV općenito nisu poznate, te se koriste različite približne, manje ili više netočne, metode njihovog određivanja,
- karakteristična (redovita) uklopna stanja mreže,
- procjena gubitaka električne energije na temelju gubitaka snage.

Na temelju analize graničnih pogrešaka pojedinih komponenti proračuna i udjela gubitaka u pojedinim elementima distribucijske mreže u ukupnim gubicima, procjenjuje se da se ukupni gubici električne energije mogu proračunski procijeniti s graničnom pogreškom od 10 % do 20 %.

3.5 ZAKLJUČAK POGLAVLJA 3

U poglavlju 3 opisane su osnovne metode proračuna gubitaka snage i energije. Kao osnova proračuna postavljen je program tokova snaga. Osnovni podaci korišteni u programima su snimljeni ili usvojeni toski dijagrami opterećenja. Proračuni gubitaka djelomice se razlikuju ovisno o razini distribucijske mreže za koju se izračunavaju i procjenjuju, stoga je opisano kako se taj postupak koristi u mrežama viseg i nižeg srednjeg napona, a kako u niskonaponskim mrežama. Dan je i osvrt kako u računima valja uzeti u obzir opterećenja i njihove nesimetrije i koje se točnosti procjene gubitaka mogu očekivati na temelju primjene tih metoda.

Isti kraj je pokazano s kojim se veličinama pogrešaka može računati uz uporabu predloženih metoda proračuna tehničkih a u indirektnom smislu i netehničkih gubitaka električne energije.

4 CIJENA GUBITAKA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Prilikom odlučivanja o ulaganjima u distribucijsku mrežu gubici električne energije igraju višestruku ulogu. Troškovi ulaganja i troškovi gubitaka usko su povezani. Da bi se izračunali troškovi gubitaka, mora se najprije izračunati njihova cijena. Treba, pritom, početi od toga da gubici energije nastaju u svim komponentama elektroenergetskih mreža, dakle u proizvodnji, prijenosu i distribuciji.

Gubici koji nastaju u promatranoj komponenti ili dijelu mreže moraju se prenijeti putem prijenosnih postrojenja od mjesta proizvodnje do priključka potrošača. Isti gubici iziskuju i određeni dio kapaciteta prijenosnih postrojenja.

U proračunima u kojima ima troškova gubitaka, cijena se gubitaka najčešće javlja u obliku izraza

$$C_g = c_{gs} \cdot f_v + T_n \cdot \vartheta \cdot c_{ge}, \quad (22)$$

gdje pojedine oznake znače:

c_{gs} – cijena gubitaka snage, €/kW, f_v – faktor istodobnosti,

c_{ge} – cijena gubitaka energije, €/kWh, T_n – nazivno vrijeme, h

ϑ – koeficijent gubitaka, kao u poglavlju 4.

Izraz se, dakle, sastoji od dva člana: prvi (c_{gs}) predstavlja cijenu gubitaka snage, a u drugome je (c_{ge}) cijena gubitaka energije.

4.1. ODREĐIVANJE CIJENE GUBITAKA

Pokušat ćemo odrediti cijene gubitaka metodom troškova zamjenske elektrane. Zamisao je ove metode da se za pokrivanje tehničkih gubitaka u mrežama treba u pogonu stalno držati odgovarajuću elektranu. Troškovi te elektrane svedeni na jedinicu njezine proizvodnje snage i energije odgovaraju cijeni gubitaka snage (kn/kW) i cijeni gubitaka energije (kn/kWh).

Pitanje je kakvu elektranu uzeti u razmatranje. Obzirom da se s cijenama gubitaka izračunavaju najpovoljniji presjeci vodiča novih prijenosnih i distribucijskih vodova te najpovoljniji novi transformatori, izbor elektrane trebao bi pasti na vrste koje će se u budućnosti najviše graditi. U Republici Hrvatskoj gotovo su snage gotovo u potpunosti iskorištene, za budućnost preostaje uglavnom, gradnja termoelektrana za pokrivanje povećanja potrošnje. Prema dosadašnjim saznanjima i odlukama koje su donijele vlasti, elektrane bi trebale koristiti uglavnom goriva plin i mazut.

Kao primjer takve termoelektrane navest ćemo specifične veličine termoelektrane potrebne za ovaj primjer u koja proizvodnjom i punom snagom približno pokriva tehničke gubitke u hrvatskim elektroprivrednim mrežama.

Primjer rezultata proračunskih specifičnih veličina zamjenske elektrane navedene su na sljedećoj tablici V.

Tablica V. Primjer rezultata proračuna nekih specifičnih veličina termoelektrane

Tehnička ili financijska veličina	Jedinica mjere	
Zivotni vijek - razdoblje proizvodnje	godina	30
Instalirana snaga	MW	300
Investicijski trošak po kW	US\$/kW	510
Stalni specifični godišnji troškovi elektrane	US\$/kW god.	68
Specifični troškovi goriva - plin	US\$/kWh	0.033
Specifični troškovi goriva - mazut	US\$/kWh	0.030

Specifični troškovi elektrane od 510 \$/kW prihvaćeni su i u HEP-ovom Master-planu, tj. dugoročnom planu ulaganja.

Za proračun cijene gubitaka snage značajni su stalni godišnji troškovi koji se sastoje od godišnjih troškova kapitala i troškova pogona i održavanja.

Specifična cijena snage po metodi zamjenske elektrane iznosi

$$c_{gs} = 68 \text{ \$/kW} \approx 77 \text{ €/kW}$$

U troškovima goriva uzeta je u obzir učinkovitost pretvorbe energije goriva odnosno tehnološkog procesa proizvodnje električne energije.

Specifična cijena energije proizlazi iz godišnjih troškova za gorivo, što iznosi (veća vrijednost):

$$c_{ge} = 0,033 \text{ \$/kWh} \approx 0,038 \text{ €/kWh}$$

Uzimajući da se za budućnost očekuje povećanje potrošnje, rast će gubici električne energije i potrebna instalirana snaga zamišljene elektrane. Približno u jednakoj mjeri povećavat će se i troškovi tako povećane elektrane, pa bi specifični troškovi (cijene gubitaka) morali ostati uglavnom jednaki.

Procjena i način proračuna cijene gubitaka snage i energije rjeđe se nalazi u literaturi, a ovdje je navedeno nekoliko referenci (vidjeti, primjerice [1,19, 20, 21]). Prema spomenutoj literaturi cijene gubitaka električne energije imaju svoje sustavno mjesto u elektroprivredi. Stoga je i određivanje cijene gubitaka bitna odrednica za ekonomičnost izgradnje hrvatskih elektrodistribucijskih i ostalih objekata. Zbog sigurnosti procjene i optimiranja investicija, preporučljivo bi bilo izraditi studiju o vrijednosti cijene gubitaka uz razmatranje različitih metoda izračuna tih vrijednosti.

4.1.1 Cijena gubitaka električne energije na pojedinim razinama ili komponentama mreže

Da bi izračunali cijenu gubitaka električne snage po dubini mreže koristit ćemo proračun koeficijenta koeficijenta gubitaka i koeficijenta istodobnosti.

Pojedine naponske razine hrvatske elektroenergetske mreže pokazuje slika 10.

Proračun ovom metodom izvodi se upotrebom izraza (22) za cijenu gubitaka na traženoj razini:

Primjer 1.

Izračunati cijenu gubitaka energije na vodu 10(20) kV. Pretpostavljeno uporabno vrijeme vršnog opterećenja neka je približno $T_m = 2500$ h, nazivno vrijeme pogona $T_n = 8760$ h. Najprije je koeficijent gubitaka prema izrazu (10):

$$\beta = \frac{T_m}{8760} = 0,17 \cdot \frac{T_m}{8760} + 0,83 \cdot \left(\frac{T_m}{8760} \right)^2 = 0,17 \cdot \frac{2500}{8760} + 0,83 \cdot \left(\frac{2500}{8760} \right)^2 = 0,116$$

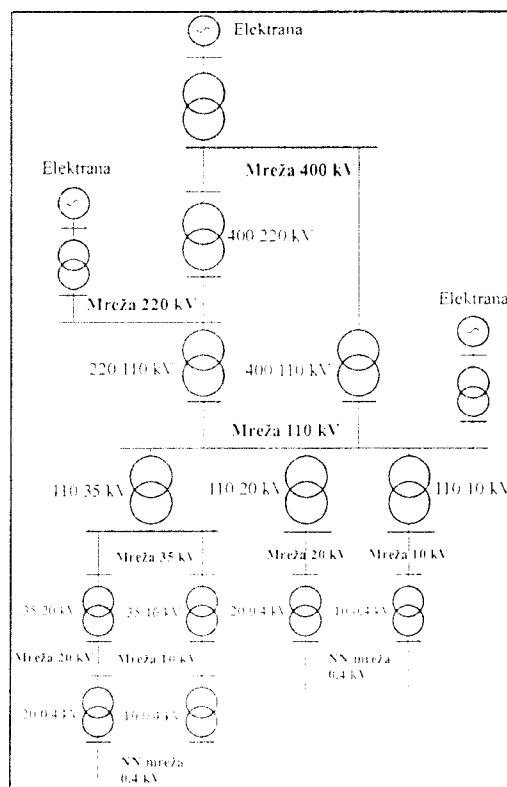
Vrijeme gubita energije je uz izračunane cijene i prema metodi u [1], $f_v = 1$:

$$C_g = c_{gs} \cdot t_g + T_n \cdot \beta \cdot c_{ge} = 77 + 8760 \cdot 0,116 \cdot 0,038 = 115,6 \text{ €/kW}$$

Primjer 2.

Izračunati cijenu gubitaka energije u transformatoru 10/0,4 kV. Pretpostavljeno uporabno vrijeme vršnog opterećenja neka je približno $T_m = 2100$ h, nazivno vrijeme pogona $T_n = 8760$ h, a koeficijent istodobnosti $f_v = 0,382$.

$$\beta = 0,17 \cdot \frac{T_m}{8760} + 0,83 \cdot \left(\frac{T_m}{8760} \right)^2 = 0,17 \cdot \frac{2100}{8760} + 0,83 \cdot \left(\frac{2100}{8760} \right)^2 = 0,088$$



Slika 10. Shematski prikaz naponskih razina hrvatske elektroenergetske mreže

U transformatoru nastaju dvije vrste gubitaka:

- gubici zbog opterećenja i
- gubici neovisni o opterećenju.

Cijena gubitaka zbog opterećenja je po metodi zamjenske elektrane:

$$C_{\text{opt}} = c_{\text{opt}} \cdot f_v + T_{\text{tr}} \cdot \vartheta \cdot c_{\text{gr}} = 77 \cdot 0,382 + 8760 \cdot 0,088 \cdot 0,038 = 58,7 \text{ €/kW},$$

S druge strane gubici neovisni o opterećenju transformatora ("gubici praznog hoda", "gubici u željezu") nastupaju istodobno s vršnim opterećenjem sustava (cijele mreže) pa je $f_v = 1$.

Cijena gubitaka neovisnih o opterećenju iznosi, dakle:

$$C_{\text{neopt}} = c_{\text{gr}} - T_{\text{tr}} \cdot \vartheta \cdot c_{\text{gr}} = 77 + 8760 \cdot 0,088 \cdot 0,038 = 106,3 \text{ €/kW},$$

Cijene gubitaka energije ovisno o upotrebnom vremenu vršnog opterećenja prikazane su u slijedećoj tablici VI.

Tablica VI. Cijene gubitaka energije ovisnih o opterećenju C_{ge} i gubitaka energije neovisnih o opterećenju C_{gs} ovisno o upotrebnom vremenu vršnog opterećenja

Uporabno vrijeme vršnog opterećenja T_m h	Koeficijent gubitaka, g	Koeficijent istodobnosti s vršnim optere- ćenjem sustava f_v	Cijena gubitaka snage ovisnih o opterećenju, C_{so} €/kW	Cijena gubitaka snage neovisnih o opterećenju, C_{sno} €/kW
Elektrane $T_m = 5500$ h	0.434	1.000	221.4	221.4
V/VN mreža, $T_m = 5000$ h	0.367	0.909	192.3	199.3
TS 110/x kV, $T_m = 4500$ h	0.306	0.818	165.0	179.0
VN mreža, $T_m = 4000$ h	0.251	0.727	139.4	160.4
TS 35/x kV, $T_m = 3000$ h	0.156	0.545	93.8	128.8
SN mreža $T_m = 2500$ h	0.116	0.455	73.7	115.7
TS 10(20)/0.4 kV, $T_m = 2100$ h	0.088	0.382	58.8	106.4
NN mreža, $T_m = 1800$ h	0.070	0.327	48.5	100.3

Bez cijene gubitaka nije moguće odrediti ekonomični presjek vodiča novog voda i snagu transformatora ili najpovoljnije opterećenja postojećeg voda odnosno transformatora.

Proračun s cijenom gubitaka električne energije opisan je, na primjer, u [1].

4.1.2 Proračun ekonomičnog presjeka vodiča kabelskog voda

Neka su primjerice zadani specifični troškovi trofaznih srednjonaponskih kabelskih vodova s aluminijским vodičima ovisno o presjeku vodiča na sljedećoj tablici VII:

Tablica VII. Tvorničke cijene trofaznih srednjonaponskih kabelskih vodova s aluminijским vodičima XHE 49-A, ovisno o presjeku vodiča (bez iskopa i polaganja)

Presjek vodiča, mm ²	70	95	120	150	185	240	300
Cijena kabelskog voda, €/km	13 350	15 150	17 200	17 800	20 250	26 650	27 150

Linearnom regresijom podataka iz prethodne tablice dobije se pravac koji optimalno opisuje ovisnost cijena tih kabelskih vodova o presjeku vodiča, pa je cijena ove vrste kabela, u prosjeku, dana izrazom:

$$C_K = k_S \cdot S + K = 64,35 \cdot S + 8987, \quad \text{€/km}$$

gdje je:

S - presjek vodiča kabela, mm^2 ,

k_S - koeficijent smjera regresijskog pravca, €/km· mm^2 ,

K - stalni član (odsječak na osi y), €/km.

Uzima se sljedeći ekonomski pokazatelji:

- * vijek trajanja $n = 25$ godina,
- * diskontna stopa $i = 8\%$, pa je koeficijent aktualizacije $q = 1,08$,
- * stopa porasta opterećenja $pc = 3\%$, pa je koeficijent porasta opterećenja $p = 1,03$,
- * porast cijene energije ne uzima se u obzir.

Iz ovih podataka koeficijent kapitalizacije stalnih troškova je:

$$b_p = \frac{q^n - 1}{q^n (q - 1)} = \frac{1,08^{25} - 1}{1,08^{25} (1,08 - 1)} = 10,67, \quad (23)$$

a koeficijent kapitalizacije promjenljivih troškova:

$$b_s = \frac{q - p^{pc} \cdot c}{q^n (q - p^{pc} \cdot c)} = \frac{1,08^{25} - 1,03^{25} \cdot 1^{25}}{1,08^{25} (1,08 - 1,03^{25} \cdot 1)} = 18,84. \quad (24)$$

Podaci imaju sljedeće podatke:

- * cijena gubitaka energije $C_{ge} = 0,038$ €/kWh,
- * cijena gubitaka snage $C_{gs} = 77$ €/kW,
- * porast trajanje vršnog opterećenja $T_{vr} = 2500$ h,
- * godišnje nazivno vrijeme $T_n = 8760$ h,

Iz prethodnih primjera znamo da je koeficijent gubitaka $\vartheta = 0,116$, a za cijenu gubitaka snage potrebna se dobiva:

$$C_g = c_{gs} \cdot f_v + \vartheta \cdot T_{vr} \cdot c_{ge} = 77 + 0,116 \cdot 2500 \cdot 0,038 = 115,7 \quad \text{€/kW}.$$

Ekonomični presjek vodiča kabela računa se prema izrazu (izraz (43) u [1]):

$$S_a = I_{\max} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot \varepsilon \cdot \rho \cdot C_g}{k_S \cdot \alpha} \cdot b_s}, \quad \text{mm}^2. \quad (25)$$

Za potrebe izračuna te veličine treba još nekoliko podataka:

β = koeficijent težišta gubitaka, ovisi o broju i rasporedu opterećenja na vodu, neka je

$$\beta = 10 \text{ pa je } \varepsilon = 0,385,$$

α = aktualizirana kvota održavanja (primjerice, za stopu $a = 2 \text{ \%/god.}$), $\alpha = a \cdot b_k = 1,21$,

ρ = otpornost vodiča, za aluminij $\rho = 0,028 \text{ } \Omega\text{mm}^2/\text{m}$.

U formuli za ekonomični presjek vodiča traži se najveća jakost struje tijekom prve godine promatranja koja, prema pretpostavci, tijekom promatranog razdoblja raste u skladu sa stopom porasta opterećenja. Pretpostavit će se niz početnih vrijednosti te struje i izračunati odgovarajuće ekonomične presjeka vodiča kabela.

Rezultati proračuna ekonomičnog presjeka vodiča kabela s aluminijским vodičima u skladu s prikazanim izrazima i pretpostavljenim veličinama dani su u sljedećoj tablici VIII:

Tablica VIII. Ekonomični presjek vodiča 20 kV kabela XHE 49-A 3 x (1 x ...) uz usvojene pretpostavke u primjeru

$I_{\max 1}, \text{ A}$	150	170	190	210	230	250	270
Ekonomični presjek vodiča $S_{\text{ek}}, \text{ mm}^2$	142	161	180	199	218	237	256

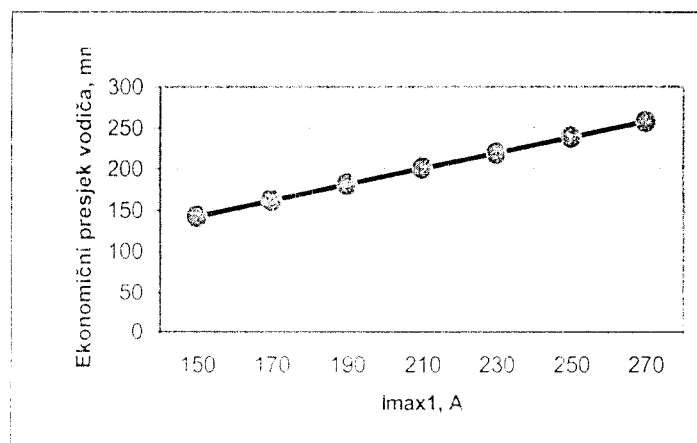
Slikoviti prikaz ovih rezultata je dan i dijagramom na slici 11.

Ekonomična gustoća struje u vodiču kabela na početku razdoblja iznosi (niz A):

$$J_{\text{ek}} = \frac{I_{\max 1}}{S_{\text{ek}}} = \frac{150}{142} = \frac{170}{161} = \dots = 1,06 \text{ A/mm}^2,$$

A na kraju razdoblja, nakon 25 godina stalnog porasta po stopi od 3 %, dostigla bi se $J_e = 2,2 \text{ A/mm}^2$).

Uz voće stope porasta treba obratiti pozornost ne prelazi li kabel na kraju promatranog razdoblja dopuštenu gustoću struje. U takvoj se situaciji računa gubitke zbog opterećenja s koeficijentom kapitalizacije koji uzima u obzir polaganje dodatnih kabela, zbog čega se prvi kabel rasterećuje. Tom se prigodom onda govori o razdobljima ili ciklusima opterećenja tijekom vijeka trajanja kabela pa vrijednost spomenutog koeficijenta ovisi i o broju ciklusa.



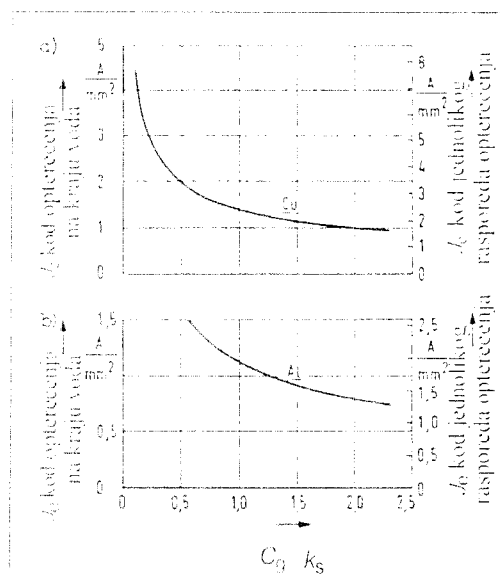
Slika 11. Ekonomični presjek vodiča kabela XHE 49-A prema vrijednostima u tablici VIII

Ekonomična gustoća struje projektiranog novog voda ovisna je o stopi porasta opterećenja i njome s porastom te stope.

Ekonomični presjek vodiča osjetljiv je na promjenu cijene gubitaka energije proporcionalno s drugim kojim omjera nove i izračunate cijene. Primjerice, poraste li cijena gubitaka za 30 %, porasti će ekonomični presjek vodiča za $\sqrt{1,3} = 1,14$ (14 %).

Istaknuti je i utjecaje ostalih parametara jednostavno ocijeniti poznavajući formulu (25), a utjecaj koeficijenta k , ili godišnje kvote ulaganja i održavanja α .

Konačno, kako je vidljivo iz formule (25), da je ekonomični presjek vodiča, uz iste konstante opterećenja te koeficijent α , ovisan samo o omjeru C_g/k_s , što se obično predočava dijagramima (Slika 12 i primjer u [1]).



Slika 12. Ovisnost ekonomične gustoće struje o omjeru C_g/k_s i načinu opterećenja kabela s bakrenim i aluminijškim vodičima

U prethodnom primjeru $C_g/k_s = 73,7/64,3 = 1,145$, a izračunata ekonomična gustoća struje na početku iznosi $J_e = 1,06 A/mm^2$, dok na kraju dostiže dopuštenu gustoću od približno $2,2 A/mm^2$. U

odnosu na prikaz na slici 12, rezultati ovog proračuna se razlikuju zbog razlika u pretpostavkama, primjerice koeficijentu rasporeda opterećenja na vodu, cijenama gubitaka i sl.

4.1.3 Izbor ekonomičnog transformatora

Izbor ekonomičnog novog transformatora temelji se, kao i kod voda, na dvije veličine: cijeni transformatora i njegovim pogonskim troškovima (troškovima gubitaka). Budući da transformator može konstruirati samo proizvođač transformatora, a troškove njegova pogona odrediti samo elektroprivrednik, izbor ekonomičnog transformatora obavlja se njihovom suradnjom.

Troškovi pogona transformatora temelje se na poznavanju cijena gubitaka kojih u transformatorima ima dvije vrste:

- gubitaka zbog opterećenja i
- gubitaka neovisnih o opterećenju.

Cijena novog transformatora te njegovi gubici u početku su nepoznanice i njih određuje proizvođač postupkom optimiranja. S jedne strane na raspolaganju su mu podaci o načinu konstrukcije i vrste materijala za izvedbu transformatora, a s druge strane zahtjevi korisnika (elektroprivrede ili industrije) o cijenama u pogonu.

Elektroprivredni subjekt, da bi dobio ekonomični transformator, traži od proizvođača ponudu u kojoj je na prvom mjestu tzv. *formula kapitalizacije*. U ponudi se, naravno, traži da proizvođač uvaži određene zahtjeve konstrukcije.

Formula kapitalizacije izražava se u obliku:

$$T = C_T \cdot \alpha + C_{ggo} \cdot P_0 + C_{kgo} \cdot P_1, \quad (26)$$

gdje pojedine oznake znače:

C_T – cijena transformatora, €,

α – koeficijent godišnjih troškova za održavanje i osiguranje, $\alpha = 1,05$

C_{ggo} – kapitalizirana cijena gubitaka ovisnih o opterećenju, €/kW,

C_{kgo} – kapitalizirana cijena gubitaka neovisnih o opterećenju, €/kW,

P_0 – gubici praznog hoda pri nazivnom opterećenju transformatora, kW,

P_1 – gubici zbog opterećenja pri nazivnom opterećenju transformatora, kW,

Kapitalizirana cijena gubitaka neovisnih o opterećenju je jedinična cijena (vidjeti prethodno poglavlje) gubitaka neovisnih o opterećenju pomnožena koeficijentom kapitalizacije:

$$C_{kgo} = C_{gno} \cdot b_k, \quad (27)$$

Kapitalizirana cijena gubitaka ovisnih o opterećenju računa se iz izraza

$$C_{ggo} = C_{go} \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_n} \right)^2 \cdot b_s, \quad (28)$$

iz kojeg se vidi da kapitalizirana cijena gubitaka zbog opterećenja ovisi o najvećem prosječnom opterećenju pomnoženom koeficijentom kapitalizacije. Koeficijentima kapitalizacije uzimaju se u obzir troškovi svih godina promatranja, umjesto da se svaka godina računa zasebno i aktualizira na početnu godinu promatranog razdoblja.

U izrazu (28) $S_{\max}$ je srednje najveća opterećenja tijekom vijeka trajanja transformatora, a S_n je nazivna snaga transformatora.

Koeficijenti kapitalizacije b_k i b_s razlikuju se jer se prvi primjenjuje za izračun aktualiziranih stalnih godišnjih troškova tijekom promatranog razdoblja (životnog vijeka transformatora) a drugi za izračun aktualiziranih promjenljivih troškova u istom razdoblju.

Koeficijenti kapitalizacije aktualiziranih stalnih i promjenljivih godišnjih troškova b_k i b_s , ovdje troškova gubitaka neovisnih i ovisnih o opterećenju računaju se i ovdje pomoću izraza (23) i (24).

Uz koeficijent aktualizacije od $q = 1,08$ i $n = 25$ te stopu porasta opterećenja 3 % godišnje, koeficijent kapitalizacije stalnih i promjenljivih aktualiziranih troškova pojedinih vrsta transformatora naveden je u sljedećoj tablici IX:

Tablica IX. Koeficijenti kapitalizacije stalnih i promjenljivih troškova

Vijek trajanja transformatora	Koeficijent kapitalizacije stalnih troškova b_k	Koeficijent kapitalizacije promjenljivih troškova b_s
10(20)/0,4 kV, 20 godina	9,82	15,71
35/10(20) kV, 25 godina	10,67	18,84
110/x kV, 30 godina	11,26	21,70

Poznavajući cijene gubitaka zbog opterećenja i cijene gubitaka neovisnih o opterećenju te koeficijente kapitalizacije pojedinih vrsta troškova, može se konačno izračunati sve koeficijente formule kapitalizacije.

Kapitalizirana cijena gubitaka neovisnih o opterećenju za transformator 10(20)/0,4 kV jest:

$$C_{g,1} = C_{g,1} \cdot b_k = 115,7 \cdot 9,82 = 1136 \text{ €/kW}$$

dok je cijena gubitaka ovisnih o opterećenju pri prosječnom opterećenju 50 % nazivnog opterećenja tijekom vijeka trajanja:

$$C_{g,2} = C_{g,2} \cdot b_s = 73,7 \cdot 15,71 \cdot \left(\frac{0,5}{1}\right)^2 = 289,5 \text{ €/kW}$$

Odatle je formula kapitalizacije za transformator 10(20)/0,4 kV (u €):

$$T_{10(20)/0,4} = 1,05 \cdot C_T + 1136 \cdot P_o + 289 \cdot P_i$$

Formula kapitalizacije za transformator 35/10(20) kV imat će drugačije koeficijente koje se računa na odgovarajući način. Uz prosječno opterećenje tijekom vijeka trajanja (ovdje 25 godina) od 60 % formula kapitalizacije za transformator 35/10(20) kV glasi:

$$T_{35/10(20)} = 1,05 \cdot C_T + 1374 \cdot P_o + 636 \cdot P_i$$

Konačno formula kapitalizacije za transformator 110/x kV je analogno (vijek trajanja 30 godina, uz prosječno opterećenje 60 %):

$$T_{110/x} = 1,05 \cdot C_T + 2015 \cdot P_o + 1289 \cdot P_i$$

4.1.3.1 Pitanje "ekološkog koeficijenta" u cijeni gubitaka

Izračunate cijene gubitaka uzimaju u obzir samo gospodarske i tehničke parametre. Osim ekonomskog vrednovanja neke su bogatije zemlje uvele i nazovimo ga «ekološki koeficijent» kojim se uzima u obzir i zaštita okoliša, a njime se ostvaruje mogućnost odgode izgradnje elektrana i mreže kroz daljnje smanjenje gubitaka u transformatoru.

4.2 ZAKLJUČAK POGLAVLJA 4

Pitanje cijene gubitaka igra važnu ulogu u dimenzioniranju komponenata distribucijske mreže. Dan je prikaz izračuna cijene gubitaka snage i energije metodom zamjenske elektrane, a na temelju izračunatih cijena prikazan je i način proračuna ekonomičnih komponenata. Predlaže se sustavni rad na ovoj temi, uz primjenu i drugih metoda, a cijene gubitaka trebalo bi redovito pratiti.

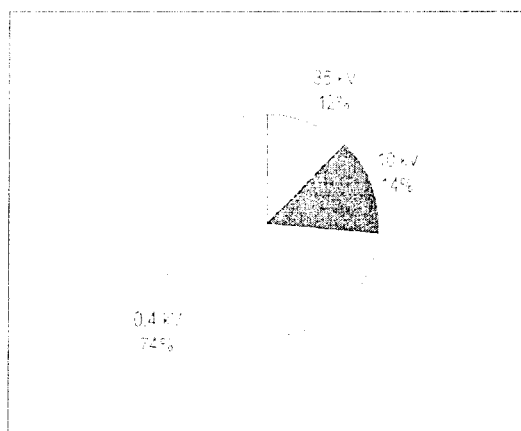
5. SMANJENJE GUBITAKA U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI NA PRIMJERU POGONA NOVA GRADIŠKA

5.1 OPCENITO

U ovom dijelu rada opisana je primjena metoda za efikasno smanjenje gubitaka u distribucijskim mrežama. Promotrit će se odvojeno upotrijebljene metode za smanjenje tehničkih gubitaka, kao i metode za smanjenje netehničkih, odnosno komercijalnih gubitaka. Sama problematika obrađena je na konkretnom primjeru distribucijske mreže u Pogonu Nova Gradiška, DP-a "Elektra" Slavonski Brod.

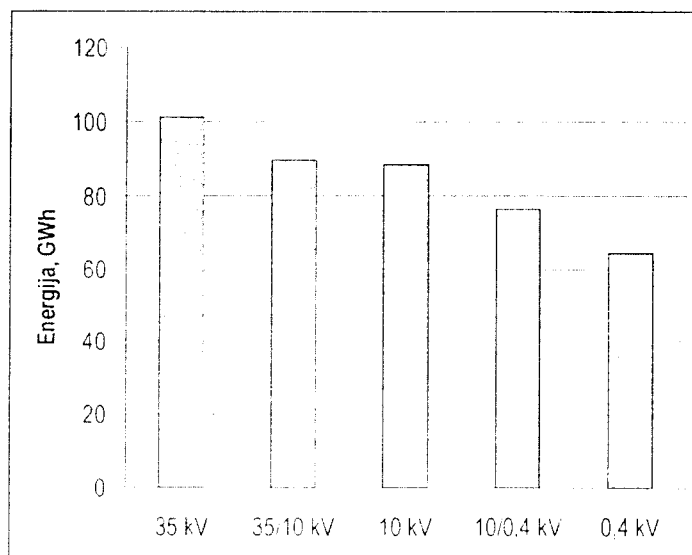
5.1.1 Rezultati proračuna gubitaka u obračunskoj godini 2000/01.

U uvodnom dijelu dat ćemo kratak pregled osnovnih značajki potrošnje električne energije u Pogonu Nova Gradiška, te izvod iz rezultata proračuna tehničkih gubitaka u distribucijskoj mreži Pogona za obračunsku godinu 2000/01.



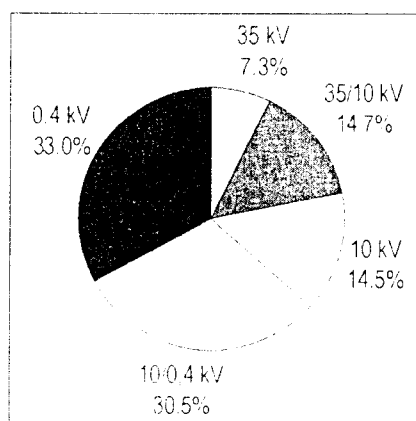
Slika 13. Potrošnja električne energije u Pogonu Nova Gradiška u obračunskoj godini 2000/01.

Iz dijagrama na slici 13 vidljivo je da je raspodjela potrošnje nepovoljna, jer se najveći dio električne energije troši na niskom naponu, odnosno distribuira se najdužim putem, te su pritom i gubici najveći.



Slika 14. Električna energija distribuirana potrošačima na pojedinim razinama mreže

Treba napomenuti da je za ovu namjenu distribucijska mreža razdijeljena na pet osnovnih razina: tri mreže naponskih razina 35 kV, 10 kV i 0,4 kV (NNM) te dvije transformacije: 35/10 kV i 10/0,4 kV. Od ukupne distribuirane električne energije u iznosu 101,3 GWh, vidi se da je niskonaponskom mrežom predano potrošačima 65,6 GWh.

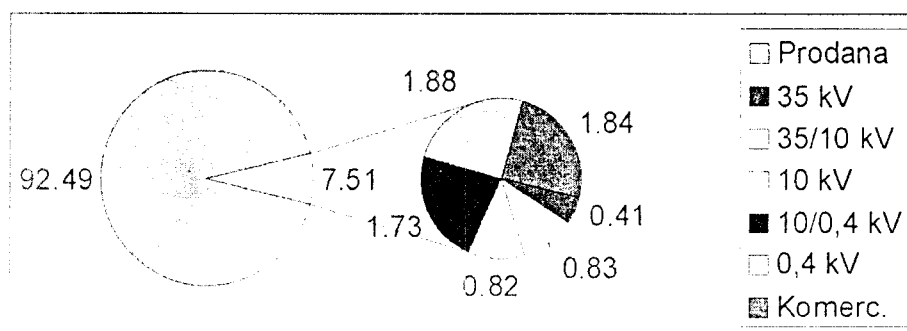


Slika 15. Ukupni godišnji gubici na pojedinim razinama mreže izraženi u postotku ukupne nabavljene električne energije za obračunsku godinu 2000/01.

Na slici 15. prikazan je dijagram ostvarenih tehničkih gubitaka po razinama distribucijske mreže u obračunskoj godini 2000/01. Dijagram je rezultat proračuna gubitaka djelatne snage i energije. Vidljivo je da su najveći gubici ostvareni u niskonaponskim mrežama, te iznose trećinu godišnjih tehničkih gubitaka. Nešto su manji gubici u transformaciji 10/0,4 kV, dok su na ostalim razinama znatno manji. Sveukupno tehnički gubici iznose 5,75 GWh ili 5,67 % ukupne nabavljene električne energije.

Dijagram ukupnih godišnjih gubitaka izraženih u postotku ukupne nabavljene električne energije prikazan je na slici 16. Gubici su razloženi na tehničke i komercijalne, dok su tehnički dodatno razloženi po razinama distribucijske mreže. Važno je napomenuti da je iznos ukupne prodane električne energije dobiven kao razlika godišnjih očitavanja svih potrošača kategorije kućanstva (01.04.2000. i 01.04.2001.) tj. ukupne godišnje potrošnje kućanstava te zbroja dvanaest mjesečnih potrošnji svih ostalih potrošača koji se očitavaju mjesečno. Prema tome, ukupni gubici su razlika ukupne godišnje nabavljene i prodane električne energije, te za obračunsku godinu 2000/01 iznose 7,61 GWh odnosno 7,51 % ukupne

nabavljene električne energije. Komercijalni gubici se jednostavno odrede kao razlika ukupnih i tehničkih gubitaka, što u našem primjeru iznosi 1,86 GWh odnosno 1,84 %.



Slika 16. Dijagram ukupnih godišnjih gubitaka izraženih u postotku ukupne nabavljene električne energije

5.2 POPIS RAZINA DISTRIBUCIJSKE MREŽE PREMA IZNOSU GODIŠNJIH TEHNIČKIH GUBITAKA DJELATNE SNAGE

Za svaki od pet osnovnih razina distribucijske mreže, a na osnovi rezultata proračuna, formira se popis objekata posloženih po iznosu gubitaka od većih k manjim.

Za mreže svih naponskih razina formirani su sljedeći popisi (za SN mreže objekti su dionice vodova između čvorova mreže, a za NN mreže objekti su NN izvodi iz razdjelnih stanica):

- popisi objekata po ukupnim gubicima,
- popisi objekata po ukupnim gubicima po jedinici duljine (km) – za SN mreže,
- popisi objekata po postotnim gubicima u odnosu na prenešenu električnu energiju,
- popisi objekata po postotnim gubicima u odnosu na prenešenu električnu energiju po jedinici duljine (km) – za SN mreže.

Za energetske transformatore formirani su sljedeći popisi:

- popisi objekata po ukupnim gubicima,
- popisi objekata po postotnim gubicima u odnosu na prenešenu električnu energiju

Po ukupnim gubicima na popisima određuje se u kojim se objektima distribucijske mreže stvaraju najveći gubici. Za srednjonaponske mreže, gdje duljine objekata – dionica između čvorova mreže jako variraju, uvodi se i popise po jedinici duljine, da bi se dobili realni pokazatelji za te objekte. Kako bi se stekao uvid u učinkovitost svih objekata, formira se popise postotnih gubitaka u odnosu na prenešenu električnu energiju tim objektima.

U tablici X prikazane su maksimalne vrijednosti godišnjih gubitaka za sve vrste popisa i sve razine distribucijske mreže. Valja napomenuti da na različitim popisima nisu isti objekti s maksimalnim iznosima gubitaka, ovisno o tehničkim karakteristikama objekata.

Općenito se iz tablice I mogu izvući sljedeći zaključci: u objektima više naponske razine ukupni gubici po objektu su veći, jer vodovi imaju veće duljine, a transformatorske stanice veće nazivne snage. Njima se distribuira veća količina električne energije dok im je učinkovitost visoka.

Tablica X. Maksimalni i specifični gubici na pojedinim razinama distribucijske mreže DP-a NG

Razina distribucijske mreže	Maksimalni gubici na pojedinim razinama po popisima			
	Ukupni gubici, kWh	Specifični ukupni gubici, kWh/km	Postotni gubici, %	Specifični postotni gubici, %/km
35 kV	196 649	40 458	1,06	0,10
35/10 kV	231 013		1,33	
10 kV	53 025	43 893	0,86	0,77
10/0,4 kV	23 761		56,40	
0,4 kV	58 675		10,32	

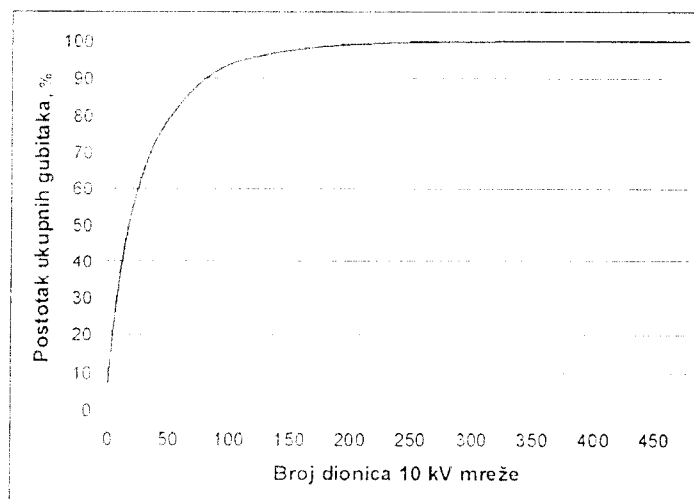
Prema nižim naponskim razinama, broj objekata značajno raste, vodovi su manje duljine a transformatorske stanice manje nazivne snage. Stoga su i ukupni gubici po objektu manji, dok im je učinkovitost niža.

Najveće su varijacije na popisu postotnih gubitaka za transformaciju 10/0,4 kV zbog neopterećenosti odnosno predimenzioniranosti izvjesnog broja transformatora, te su zbog gubitaka praznog hoda učinkovitosti tih transformatora izuzetno niske. Kod transformacije 35/10 kV to se ne događa, jer su transformatori kvalitetno dimenzionirani, imaju mogućnost regulacije ovisno o promjeni uklopnih stanja transformatora u paralelnom radu te su u pogonu blizu granice maksimalne korisnosti.

5.3 DODATNE ANALIZE NA TEMELJU FORMIRANIH POPISA

5.3.1 Analiza raspodjele tehničkih gubitaka

10 kV mreža: Na slici 17 prikazana je raspodjela gubitaka na temelju popisa objekata. Vidi se da je raspodjela izrazito neravnomjerna. Na primjer, 50 % gubitaka u 10 kV mreži ostvaruje se na svega 23 dionice mreže od ukupno 479, što čini 4,6 % ukupnog broja dionica. Promatra li se po duljinama dionica, 50 % gubitaka stvara se u 33 km od ukupno 369 km mreže, što čini 8,9 % ukupne duljine 10 kV mreže. Gledajući u odnosu na ukupne tehničke gubitke, na 33 km 10 kV mreže stvara se 7,25 % ukupnih tehničkih gubitaka u distribucijskoj mreži.



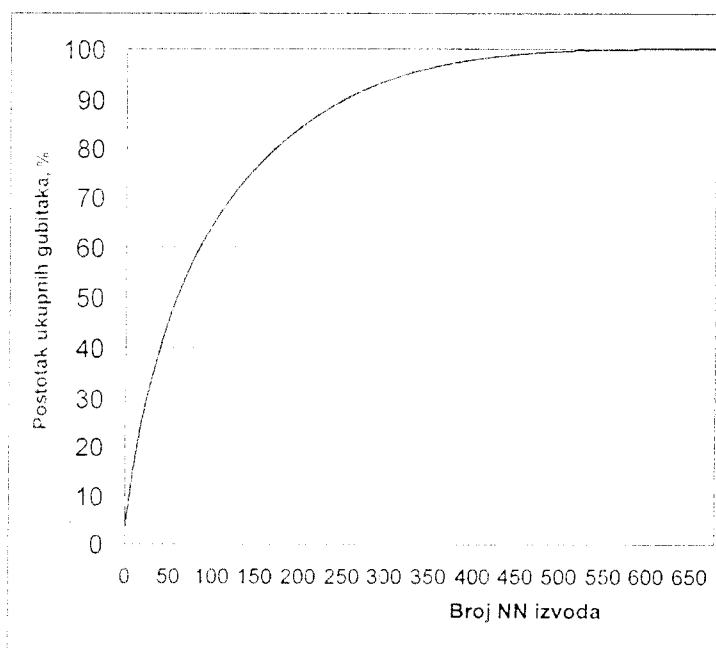
Slika 17. Raspodjela gubitaka u 10 kV mreži u ovisnosti o broju dionica

NN mreža: Na slici 18 prikazana je raspodjela gubitaka temeljem popisa objekata. Vidi se da je krivulja raspodjele položajna, odnosno da je sama raspodjela malo ravnomjernija.

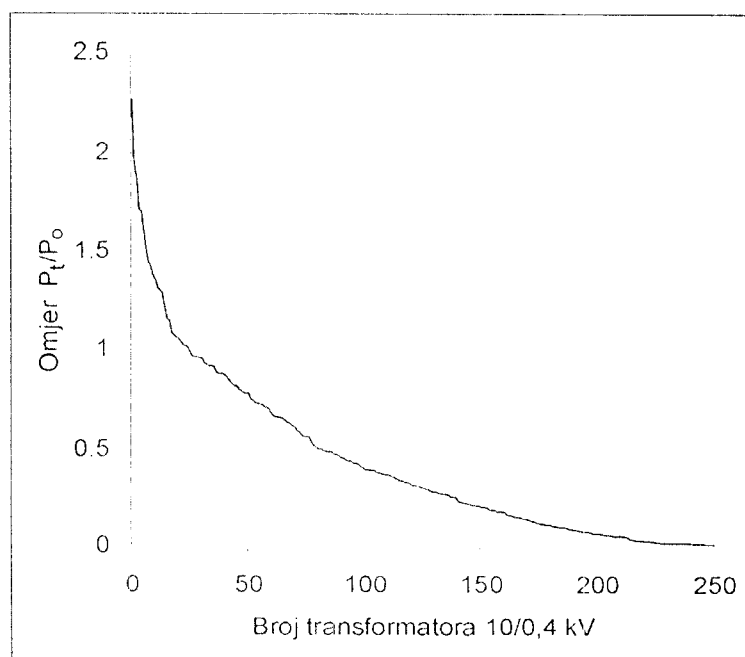
Ovdje se 50 % gubitaka ostvaruje u 56 NN izvoda od ukupno 682, što čini 8,2 % ukupnog broja. Promatra li se raspodjelu gubitaka duž svakog navedenog NN izvoda, što ćemo opisati u odjeljku 5.4.5, te odredi ukupna duljina NN izvoda na kojoj se stvara 80 % promatranih gubitaka, odnosno 40 % gubitaka u NN mreži, dobije se rezultat od 24 km. To znači da se, gledajući u odnosu na ukupne tehničke gubitke, na 24 km NN mreže stvara 13,2 % ukupnih tehničkih gubitaka u distribucijskoj mreži.

Transformacija 10/0,4 kV. Na dijagramu na slici 19. prikazani su omjeri godišnjih gubitaka zbog tereta i gubitaka u praznom hodu za sve energetske transformatore 10/0,4 kV posložene po veličini. Ovaj omjer za potrebe dijagrama okvirno govori o korisnosti transformacije, a preko nje indirektno i o opterećenosti. Naime, maksimalna korisnost transformacije postiže se kada su gubici zbog tereta (u bakru) jednaki gubicima u praznom hodu (u željezu), pa nam ovaj pojednostavljen prikaz služi za okvirno utvrđivanje broja transformatora koji godišnje rade s prosječnim opterećenjem većim od snage pri kojoj je korisnost maksimalna (22 kom), odnosno manjom (228 kom).

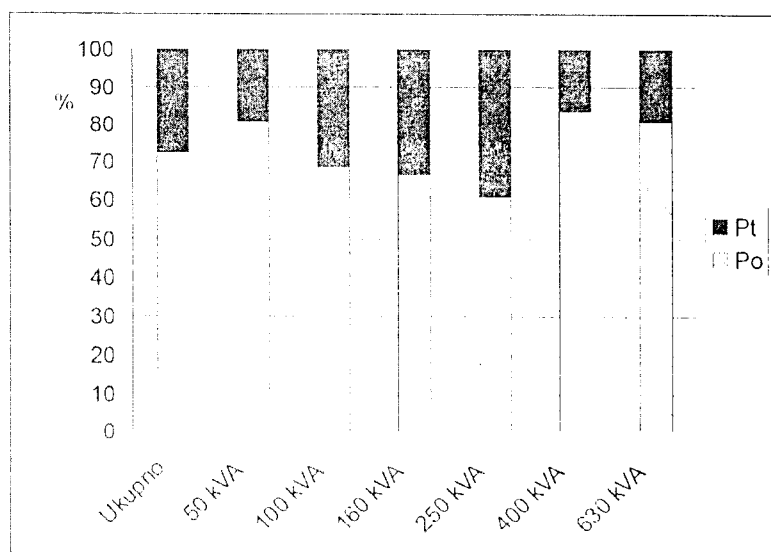
Općeniti zaključak iz prikazanog dijagrama bio bi da je transformacija 10/0,4 kV u najvećem broju neopterećena odnosno predimenzionirana. Stoga su gubici, koji iznose 30,5 % ukupnih tehničkih gubitaka, odnosno 1,73 % distribuirane električne energije, veći od optimalnih upravo zbog povećanog udjela gubitaka u praznom hodu u odnosu na gubitke zbog tereta, kako je prikazano na slici 19. Na dijagramu na slici 20 su prikazane relativne veličine P_0 i P_t za sve transformatore SN/NN, razloženo prema nazivnim snagama transformatora. Vidi se da su najneopterećenije male jedinice (50 kVA) koje se koriste u rubnim ruralnim područjima za napajanje malog konzuma. Veće jedinice (400 do 630 kVA) koje se koriste u urbanim područjima su zbog dobre izgrađenosti razdjelnih TS-a i velike nazivne snage predimenzionirane.



Slika 18. Raspodjela gubitaka u 0,4 kV mreži u ovisnosti o broju NN izvoda



Slika 19. Omjeri godišnjih gubitaka zbog opterećenja i gubitaka praznog hoda za sve energetske transformatore 10/0,4 kV u Pogonu N. Gradiška



Slika 20. Relativne veličine P_o i P_t za ukupnu transformaciju, razloženo prema nazivnim snagama transformatora

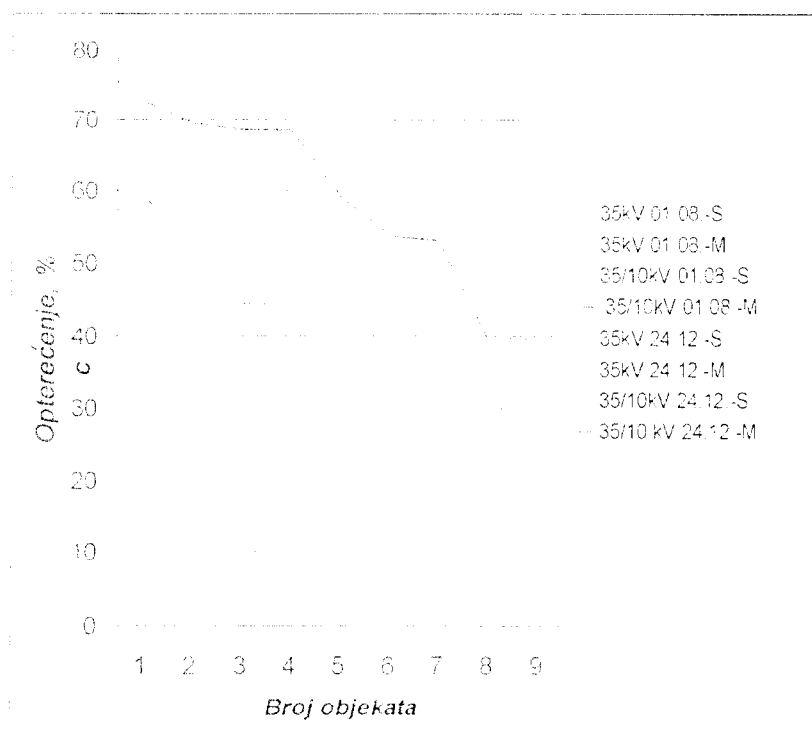
5.3.2 Analiza opterećenosti distribucijske mreže

Da bi se moglo općenitije odrediti odnos između iznosa tehničkih gubitaka i opterećenosti distribucijske mreže, promotrit će se dnevne dijagrame opterećenja, te pripadne rezultate proračuna tehničkih gubitaka za dva karakteristična dana u godini s minimalnim i maksimalnim opterećenjem. Dan s minimalnim opterećenjem je 1. kolovoza 2001. godine, dok je dan s maksimalnim opterećenjem

Badnjak, 24.12. 2001. godine. Na osnovi usporedbe opterećenosti mreže i pripadnih tehničkih gubitaka, može se odrediti porast gubitaka ovisno o porastu opterećenja, odnosno porastu potrošnje električne energije u budućnosti. Također može se odrediti slaba mjesta u distribucijskoj mreži te ih na vrijeme ukloniti.

Opterećenje 35 kV objekata. Na slici 21. prikazano je srednje i maksimalno postotno opterećenje 35 kV mreže i transformacije 35/10 kV za sve objekte posložene po iznosu opterećenosti. Za mreže je postotno opterećenje izračunato kao omjer struje kroz vodič i strujne opteretivosti vodiča, dok je za transformatore izračunato kao omjer struje kroz transformator i nazivne struje.

Iz dijagrama na slici 21 je vidljivo da 35 kV mreža ima veliku rezervu u snazi osim jednog objekta koji je u maksimumu opterećen preko 50 %. Transformatori 35/10 kV su znatnije i ravnomjernije opterećeni, pogotovo ako se zna da su zimi uključeni dodatni transformatori u paraleli, te je stoga i broj objekata veći. Također se vidi da su i dnevne promjene opterećenja zimi veće.



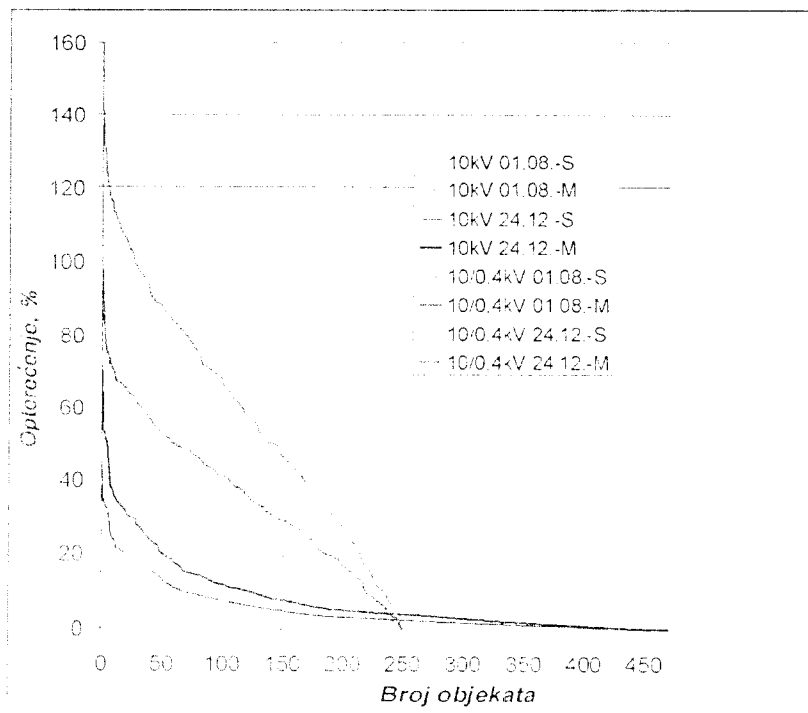
Slika 21: Srednje i maksimalno postotno opterećenje 35 kV mreže i transformacije 35/10 kV za sve objekte posložene po iznosu opterećenosti

Opterećenje 10 kV objekata. Na slici 22. prikazano je srednje i maksimalno postotno opterećenje 10 kV mreže i transformacije 10/0,4 kV za sve objekte posložene po iznosu opterećenja.

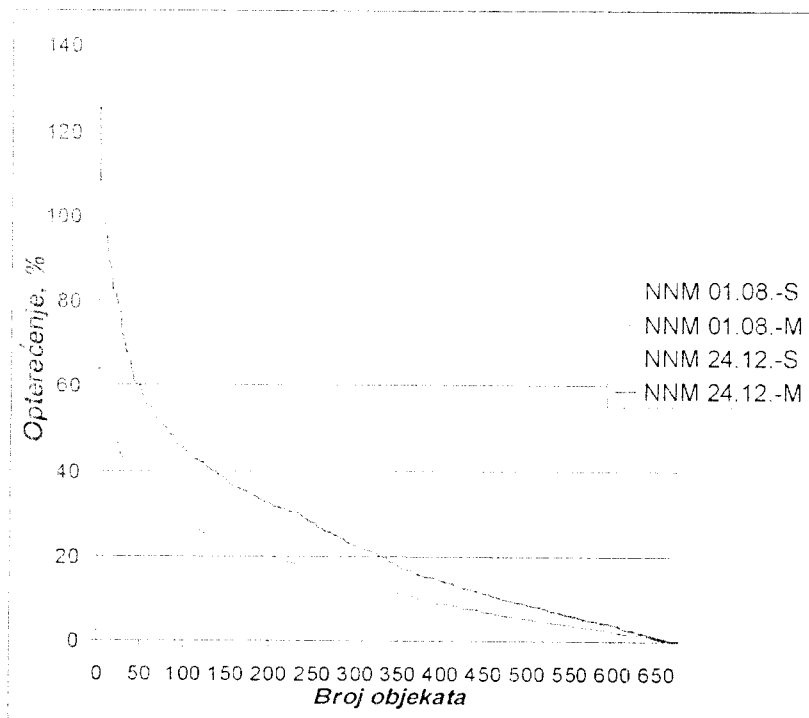
Vidi se da određeni manji broj transformatora dolazi u preopterećenje tijekom vršnog opterećenja na Badnjak. Također je iz dijagrama zamjetno da je veliki broj objekata i kod maksimalnog godišnjeg opterećenja izrazito neopterećen.

Opterećenje NNM: Na slici 23. prikazano je srednje i maksimalno opterećenje niskonaponske mreže za sve objekte posložene po iznosu opterećenja. Ravnomjernost opterećenja, kao i sam iznos malo je veći nego kod 10 kV mreže, no još uvijek je znatan broj NN izvoda i u maksimumu opterećenja neopterećen. Također se vidi da je manji broj NN izvoda preopterećen tijekom trajanja maksimalnog opterećenja na Badnjak.

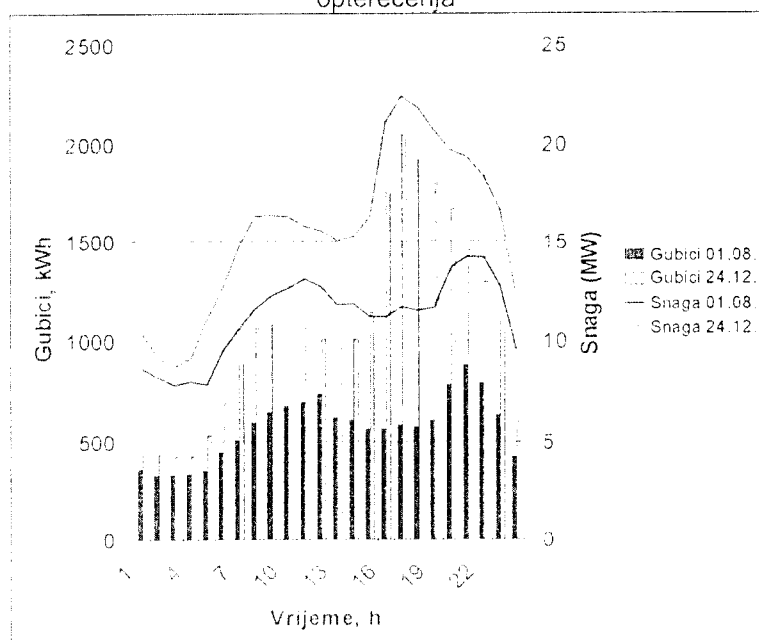
Ovisnost tehničkih gubitaka o opterećenju distribucijske mreže. Nakon uvida u opterećenja pojedinih razina distribucijske mreže u ovisnosti o sezonskim uvjetima te u maksimalna godišnja opterećenja, proračunom se utvrđuju tehnički gubici za ova dva karakteristična dana.



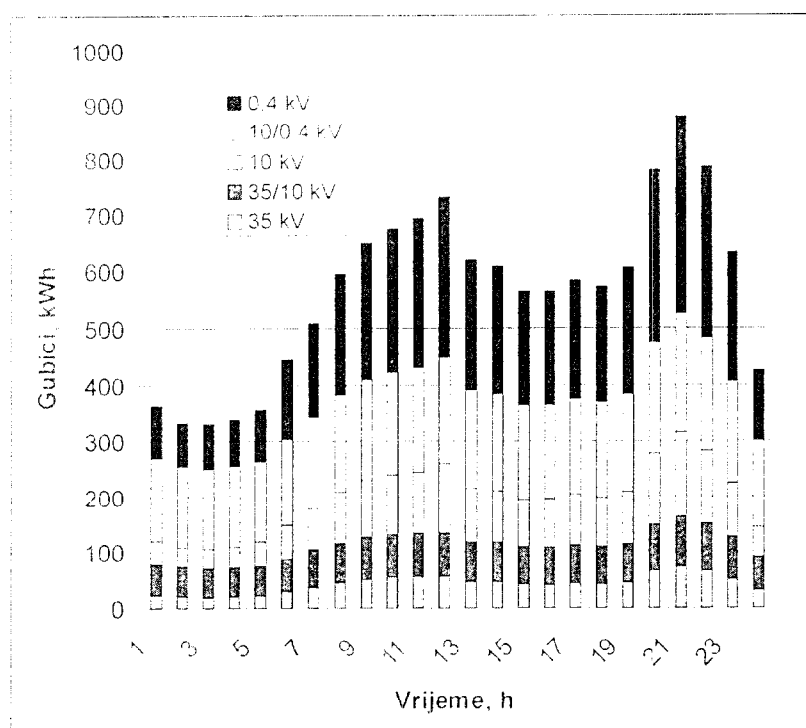
Slika 21 Srednje i maksimalno postotno opterećenje 10 kV mreže i transformacije 10/0,4 kV za sve objekte posložene po iznosu opterećenja



Slika 23. Srednje i maksimalno opterećenje niskonaponske mreže za sve objekte posložene po iznosu opterećenja



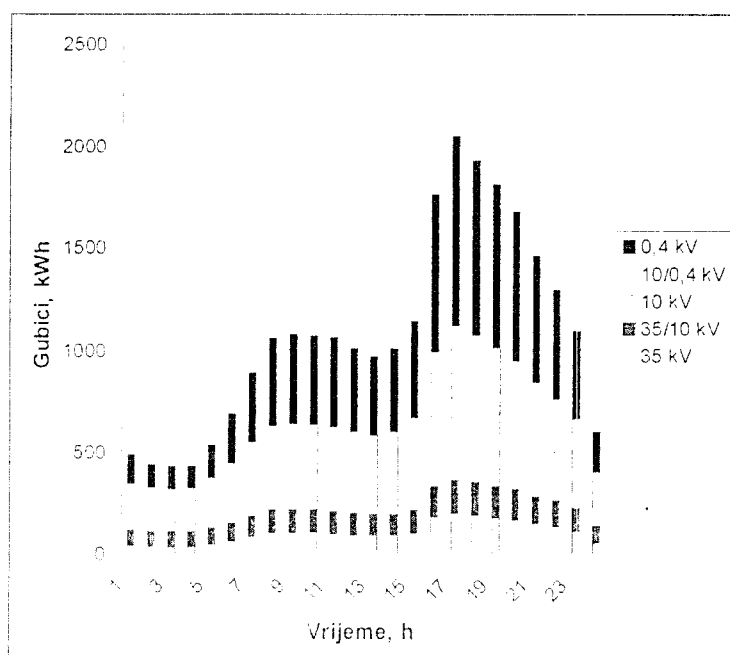
Slika 24. Dnevni dijagram ukupnih tehničkih gubitaka u distribucijskoj mreži u ovisnosti o prenesenoj snazi, odnosno distribuiranoj električnoj energiji.



Slika 25. Dnevna raspodjela gubitaka po razinama distribucijske mreže tijekom dana za 1. kolovoza 2001. godine (vidjeti i sliku 24)

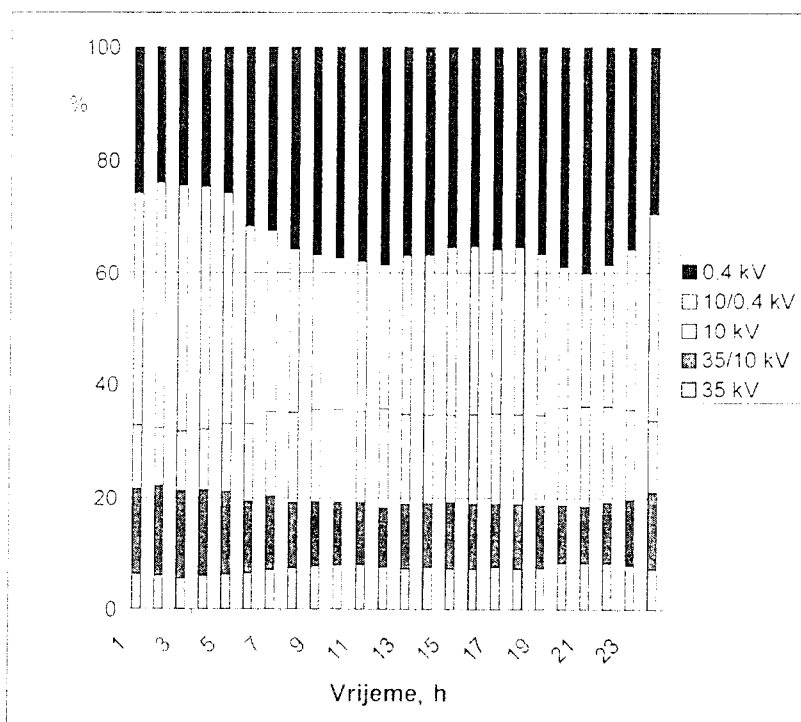
Zanimljivo je usporediti gubitke u minimumu i maksimumu opterećenja sa snagom koju se distribuira u ova dva dana. Povećanju snage u minimumu opterećenja od samo 12 % odgovara povećanje

gubitaka od 28 %, dok povećanju snage u maksimumu opterećenja u odnosu na dan minimuma od 57 %, odgovara povećanje gubitaka od čak 133 %.

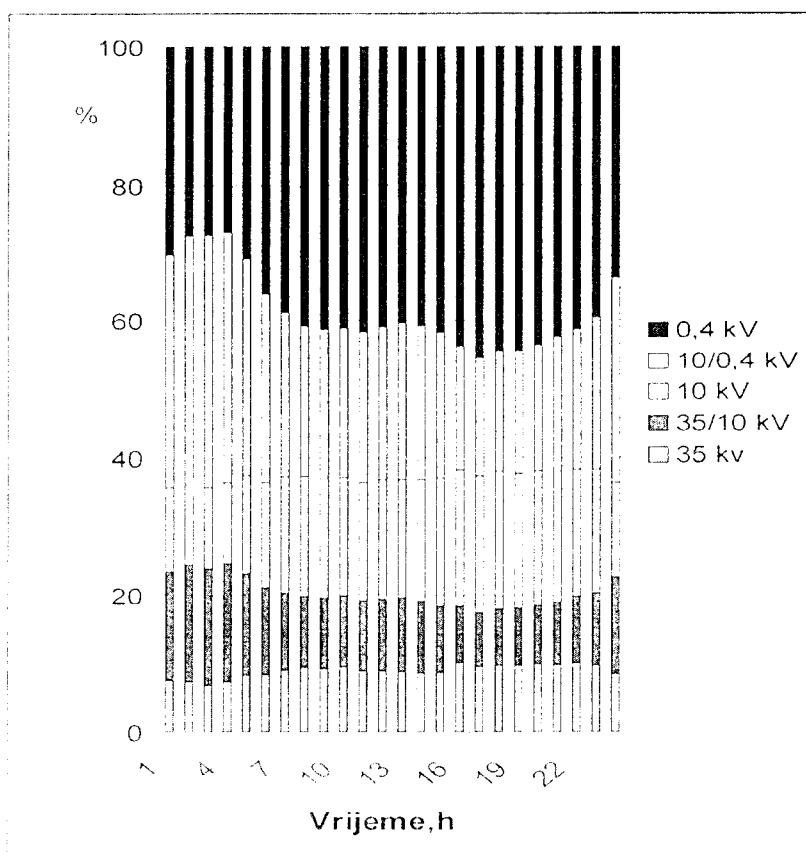


Slika 26. Dnevna raspodjela gubitaka po razinama distribucijske mreže tijekom dana za 24. prosinca 2001. godine.

Također se vidi da je dnevna raspodjela gubitaka u transformacijama ravnomjernija zbog stalnih gubitaka praznog hoda, te je u satima minimalnih opterećenja udio gubitaka u transformacijama prevladavajući, pogotovo za 1. kolovoz.



Slika 27. Postotni dnevni dijagram raspodjele gubitaka po razinama distribucijske mreže za 1. kolovoz.

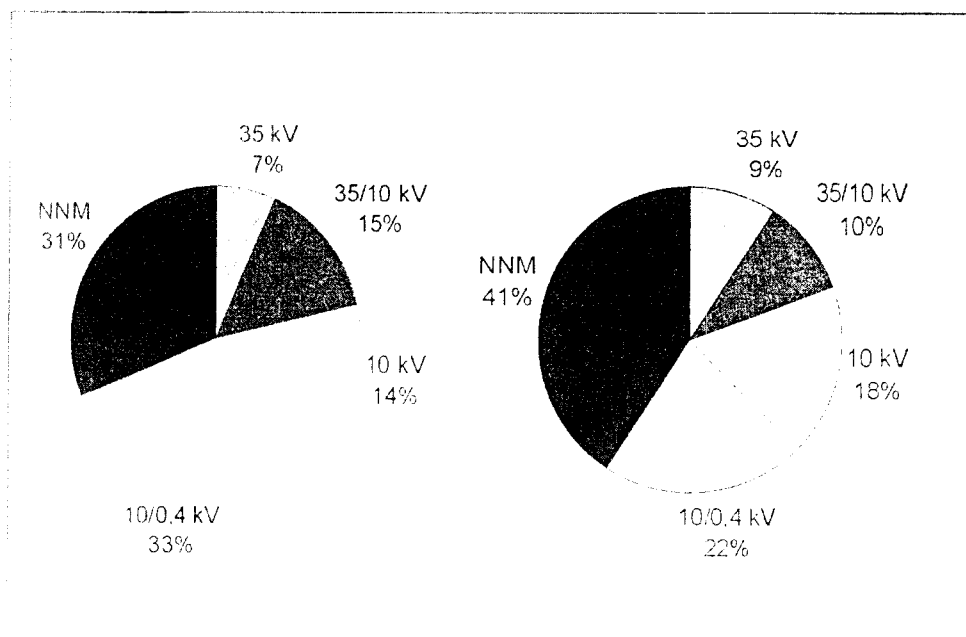


Slika 28. Postotni dnevni dijagram raspodjele gubitaka po razinama distribucijske mreže za 24. prosinac.

Iz ovih dijagrama vidi se kakvi su međusobni odnosi gubitaka po razinama distribucijske mreže tijekom dana i u različitim sezonskim uvjetima. Odnos gubitaka u transformacijama i vodovima tijekom dana ovdje je najzorniji. Nadalje, kad se uspoređi gubitke u transformacijama za ta dva karakteristična dana, dobiju se sljedeći rezultati:

- * bez obzira na značajno povećanje opterećenja 24. prosinca u odnosu na 1. kolovoz, postotni gubici u transformaciji 35/10 kV nisu se značajnije promijenili, čak su u maksimumu opterećenja nešto manji. Utjecaj je to sezonske regulacije paralelnog rada transformatora 35/10 kV, čime se vrlo jednostavno drži pogon ovih transformatora blizu maksimalne korisnosti,
- * postotni gubici u transformaciji 10/0,4 kV su 24. prosinca značajno manji u odnosu na 1. kolovoz. To je još jedan dokaz prije spomenute ukupne neopterećenosti odnosno predimenzioniranosti većine transformatora, jer su pri povećanom opterećenju u pogonu bliže maksimalnoj korisnosti.

I na kraju, na slici 29. prikazani su usporedni dijagrami ukupnih postotnih dnevnih dijagrama za 1. kolovoz (lijevo) i 24. prosinac (desno). Zanimljiv je konačni rezultat proračuna: ukupni dnevni gubici su 1. kolovoza bili 4,87 % distribuirane električne energije, a 24. prosinca 7,61 %, što je zamjetan porast.



Slika 29. Usporedni dijagrami ukupnih postotnih dnevnih dijagrama za 1. kolovoz (lijevo) i 24. prosinac (desno)

5.3.3 Opceniti prikaz faktora tehničkih gubitaka

U ovom dijelu pokušat ćemo okvirno odrediti ovisnost iznosa tehničkih gubitaka o raznim faktorima, te procijeniti njihov utjecaj. Obradit ćemo dva razine distribucijske mreže: 10 kV i NN mrežu. Na temelju formiranih popisa objekata i pridruženih faktora gubitaka prokomentirat ćemo njihov utjecaj na iznos gubitaka. U tablici XI. prikazan je početni dio takvog popisa za 10 kV mrežu, a u tablici XII za NN mrežu.

Tablica XI. Primjer popisa dionica srednjonaponskih vodova

R. br.	Dionica	Duljina, km	Djel. opor, Ω/km	Srednja struja, A	Gubici, MWh/km	Gubici, MWh	Gubici, %	Gubici, %/km	Sred. opter., %
1	2113	0,440	1,180	36	43,893	19,313	0,34	0,77	29,18
2	2102	0,577	0,313	68	41,698	24,060	0,23	0,39	24,42
3	2103	1,278	0,313	68	41,491	53,025	0,50	0,39	24,36
4	3101	0,255	0,313	60	31,975	8,154	0,09	0,34	21,70
5	2104	0,105	0,313	58	29,768	3,126	0,03	0,33	20,76
6	3102	1,100	0,313	55	26,595	29,255	0,34	0,31	19,81
7	2114	0,580	1,180	26	22,599	13,108	0,32	0,55	21,06
8	3103	0,380	0,313	48	20,035	7,613	0,10	0,27	17,20
9	3104	1,120	0,313	45	18,185	20,367	0,28	0,25	16,38
10	2101	1,126	0,126	69	17,391	19,582	0,18	0,16	17,19
11	3105	0,700	0,313	43	16,425	11,498	0,17	0,24	15,56
12	3201	1,220	0,313	43	16,025	19,550	0,29	0,24	15,58
13	1201	1,032	0,387	37	14,720	15,191	0,26	0,25	13,31
14	3106	1,490	0,313	41	14,655	21,836	0,34	0,23	14,71
15	3107	1,370	0,313	39	13,692	18,758	0,30	0,22	14,22
16	3202	0,180	0,313	38	12,448	2,241	0,04	0,21	13,68
17	3204	0,128	0,313	38	12,420	1,590	0,03	0,21	13,66

U tablici XI prikazani su prvih 17 objekata 10 kV mreže posloženih po iznosu gubitaka po jedinici dužine (km), kojom se najrealnije prikazuje u kojim objektima je najveća "gustoća" gubitaka. Budući da je 10 kV mreža razdijeljena na dionice između čvorova mreže, okvirno sagledavanje faktora koji najviše utječu na iznos gubitaka je jednostavnije, budući da svakom pojedinom dionicom teče ista struja jer nema grananja. Kako se vidi u tablici XI, osnovni faktori gubitaka su struja kroz vodič kao najznačajniji faktor te otpor vodiča (I^2R). Dalje su prikazane sva četiri popisa gubitaka, te na kraju prosječno strujno opterećenje. Vidi se da se gubici mogu najbolje procijeniti na temelju strujnog opterećenja vodiča. Gledajući konkretno ovaj primjer, uočava se da su objekti s najvećim iznosima gubitaka početne dionice ili najopterećenija dalekovoda: 21, 31 i 32 čiji ukupni gubici predstavljaju čak 61 % ukupnih gubitaka u 10 kV mreži.

Tablica XII. Prvi popis NN izvoda

R. br.	TS	NN izv. od	Duljina km	Djel. otpor Ω/km	Sr. ed. I A	Gubici MWh	Gub-ici %	Sred. opter. %	Dulj. prijen. m	Br. -oj čvo. r.	Broj NN izvoda	Omj. -er opter	God. pot., MWh
1	250	3	1,300	0,433	99	52,785	10,3	41,93	110	2	5	3,00	413
2	104	3	0,963	0,212	89	24,806	5,29	28,40	190	1	8	2,16	342
3	104	1	0,900	0,373	80	22,806	5,47	28,41	160	1	8	1,92	315
4	166	2	0,535	0,653	65	22,757	5,77	38,29	175	1	9	2,68	170
5	504	3	1,140	0,620	54	22,737	7,00	31,55	470	2	6	2,07	194
6	558	1	1,056	0,887	53	22,344	7,02	36,25	31	1	2	1,79	157
7	165	1	0,430	0,747	92	21,721	3,54	59,54	60	2	2	1,80	407
8	586	4	1,188	1,180	36	21,578	10,0	28,43	35	1	4	1,51	123
9	525	1	1,437	1,099	47	19,707	6,89	37,78	50	2	3	1,84	210
10	279	1	1,205	0,734	59	19,603	5,52	34,47	56	4	2	1,77	218
11	360	1	1,094	0,725	56	19,259	5,69	32,87	25	1	5	2,06	259
12	583	1	0,974	0,837	44	18,775	7,01	30,49	52	1	2	1,69	198
13	367	4	1,277	0,939	45	18,560	6,88	30,70	40	1	5	1,55	170
14	367	3	1,087	0,680	52	18,498	5,84	30,78	35	1	5	1,82	204
15	427	1	0,990	0,851	43	17,595	6,79	29,53	55	1	2	1,43	173
16	283	2	0,968	0,739	53	17,253	5,40	31,02	62	2	2	1,30	248
17	307	1	0,825	0,443	60	16,834	4,65	25,43	66	2	2	1,07	217
18	277	1	0,596	0,617	57	15,645	4,52	33,62	68	1	2	1,32	204
19	166	1	0,609	0,871	61	14,468	3,91	42,12	92	2	9	2,52	159
20	538	6	0,984	0,501	55	14,333	4,29	23,45	32	2	8	2,69	270
21	105	3	0,585	0,270	69	13,788	3,29	21,95	165	1	4	1,53	321
22	115	1	1,049	0,670	67	12,881	3,18	39,36	79	2	4	1,36	366
23	105	4	0,606	0,270	77	12,745	2,74	24,37	135	1	4	1,70	356
24	573	3	1,117	0,778	87	12,529	2,38	51,08	40	8	8	3,52	378
25	339	1	0,726	0,851	40	11,904	4,93	27,51	33	1	2	1,71	157
26	373	2	1,013	0,731	46	11,889	4,31	26,77	60	4	4	1,58	225
27	573	4	0,925	0,766	57	11,582	3,35	33,63	70	7	8	2,31	249
28	538	1	1,435	0,710	37	11,549	5,19	21,61	115	2	8	1,79	180
29	507	2	1,139	0,935	38	11,522	4,97	26,39	55	2	3	1,84	179
30	362	1	1,635	0,543	63	11,435	2,99	26,89	220	5	3	1,57	276

Situacija je značajno složenija pri okvirnom procjenjivanju gubitaka u niskonaponskim mrežama, jer su sami NN izvodi složeniji od dionica 10 kV mreže. Struja opada duž izvoda zbog prostorne raspodjele kućnih priključaka, u izvodu ima velik broj čvorova u kojima se struja grana, čiji broj ovisi o

samoj topologiji izvoda i o broju kućnih priključaka, duž izvoda često dolazi do promjene vrste voda ili presjeka vodiča. Također je zbog značajnog udjela jednofaznih potrošača izražena strujna nesimetrija, o čemu ćemo opširnije govoriti u nastavku. Zbog svega navedenog, uz osnovne faktore gubitaka – struju kroz vodič i otpor vodiča, ima još dodatan niz ostalih faktora, čije utjecaje se ne smije zanemariti pri okvirnom procjenjivanju gubitaka.

U tablici XII. su prikazani faktori koji govore o topologiji mreže: duljini prijenosa snage, čime se podrazumijeva duljina dionice NN izvoda od razdjelne TS do prvog čvora (grananja NN izvoda ili kućnog priključka) kojom teče ukupna struja, a govori o smještaju razdjelne TS u odnosu na konzum, te broj čvorova NN izvoda koji govori kakav je oblik izvoda. Općenito, gubici su manji ako je duljina iznošenja kraća, te ako je broj čvorova veći, pogotovo ako su bliže početku izvoda, jer se struja značajno smanjuje.

U tablici XII nije prikazan također izuzetno značajan faktor raspodjele potrošača duž izvoda, gdje na osnovi podataka o godišnjoj potrošnji svakog pojedinog potrošača, pa prema tome i o njegovom udjelu u grananju struje u čvoru kućnog priključka, te određivanja priključne faze jednofaznih potrošača određujemo raspodjelu tokova snaga duž izvoda. Ovaj faktor također nam govori kakav je smještaj razdjelne TS u odnosu na konzum.

Zatim su u tablici XII prikazani faktori razdjelne TS, a to je broj izvoda i omjer opterećenja izvoda. Zanimljiviji je ovaj drugi, jer govori koliko je izvod više ili manje opterećen u odnosu na druge izvode iz iste TS. Do njega se dolazi množenjem udjela opterećenja promatranog izvoda u odnosu na ukupno opterećenje TS-e i ukupnog broja NN izvoda. Kada bi raspodjela opterećenja bila idealna tj. jednaka po svim izvodima, ovaj bi faktor za sve bio jednak jedinici. Kako se iz tablice vidi, izvodi s najvećim gubicima su redovito opterećeniji od ostalih izvoda iz razdjelne TS.

Na kraju, najjednostavniji faktor za procjenu gubitaka je zbroj godišnjih potrošnji svih potrošača izvoda. Do ovih podataka se vrlo jednostavno i brzo dođe, te pomoću njih možemo kontrolirati raspodjelu tokova snaga po NN izvodima u razdjelnim TS. Tako se na našem primjeru vidi da izvodi od 200 MWh i više redovito imaju značajnije gubitke. Ovom faktoru točnost može narušiti veći iznos neregistrirane potrošnje odnosno komercijalnih gubitaka u izvodu.

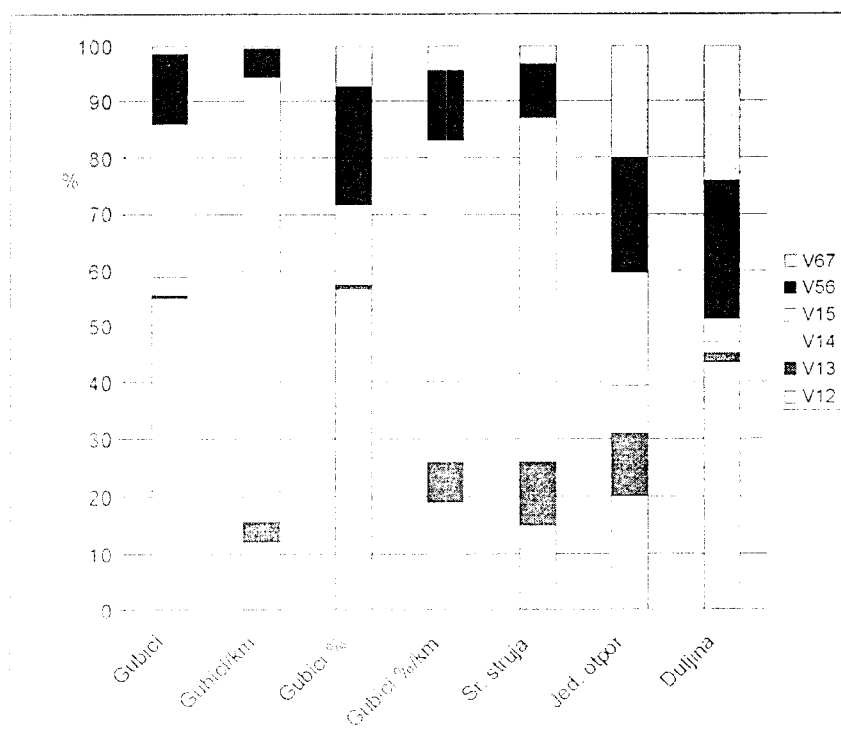
5.4 SMANJENJE TEHNIČKIH GUBITAKA PO RAZINAMA DISTRIBUCIJSKE MREŽE

U prošlom se poglavlju opširnije govorilo o analizama rezultata proračuna tehničkih gubitaka u distribucijskoj mreži Pogona Nova Gradiška. Iz zaključaka predmetnih analiza slijedi koje mjere treba poduzeti kako bi se tehnički gubici što efikasnije smanjili. U ovom poglavlju konkretno će se govoriti o tim mjerama, razloženo po razinama distribucijske mreže.

5.4.1 Mreža 35 kV

Budući da u 35 kV mreži ima mali broj velikih objekata, efikasno smanjenje gubitaka bez većeg ulaganja može se ostvariti optimiranjem tokova snaga. Promjenu topologije 35 kV mreže ne može se ostvariti zbog malog broja objekata, pa se tokove snaga optimira posredno putem 10 kV mreže, o čemu će se opširnije govoriti u nastavku. Na slici 30 prikazani su odnosi gubitaka u 35 kV vodovima, zajedno s odnosima faktora gubitaka.

Vidi se da su gubici najveći u vodovima 12 i 15. Vod 12 je srednje opterećen, ali velike duljine, dok je vod 15 najviše opterećen i male duljine, te je i "gustoća" gubitaka najveća. Oba su voda od istog materijala i presjeka vodiča. Topološki se može dio opterećenja ova dva voda prebaciti na vod 14, koji je srednje opterećen, ali je znatno većeg presjeka vodiča i kraći, te su gubici u njemu znatno manji. Stoga se, prilikom optimiranja topologije 10 kV mreže, vodi računa i o ovom postavljenom cilju.

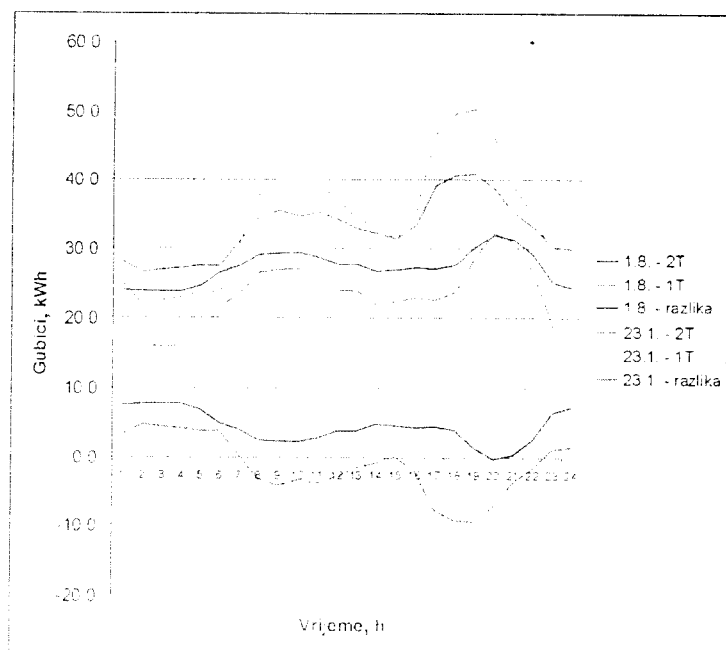


Slika 30. Odnosi gubitaka u 35 kV vodovima, zajedno s odnosima faktora gubitaka.

5.4.2 Transformacija 35/10 kV

Budući da su energetske transformacije 35/10 kV velike i skupe jedinice, gubitke ćemo pokušati efikasno smanjiti kvalitetnijom regulacijom paralelnog rada transformatora, jer su u svim TS 35/10 kV dva transformatora s mogućnošću paralelnog rada.

Pod pojmom regulacija paralelnog rada misli se na istodobno utvrđivanje je li korisnost transformacije u pogonu veća s jednim ili s dva transformatora. Gubitke za jednu situaciju dobiva se direktno iz proračuna, dok se za drugu simulira ulazne podatke. Što je povoljnije odlučuje se ovisno o različitim veličinama ovih dvaju gubitaka. Opisat će se tri stupnja regulacije: sezonsku, tjednu i dnevnu, uz napomenu, da se sezonsku regulaciju provodi u praksi, dok se ostale dvije zasad određuje računski. Ovdje je prikazan primjer, na slici 31 za sezonsku, a na slici 32 za tjednu i dnevnu regulaciju u TS 35/10 kV Nova Gradiška 1.



Slika 31. Dnevni dijagrami gubitaka za dva dana (srijede): 1. kolovoza 2001. i 23. siječnja 2002.

Na slici 31. prikazani su dnevni dijagrami gubitaka za dva dana (srijede): 1. kolovoza 2001. godine kao primjer ljetne sezone s manjim opterećenjima, te 23. siječnja 2002. godine kao primjer zimske sezone s većim opterećenjima. Za svaki navedeni dan prikazana su tri dijagrama: dijagrami gubitaka s jednim, odnosno dva transformatora u pogonu te dijagram razlike ovih dvaju gubitaka. Ukoliko je razlika pozitivna, veća je korisnost kod jednog transformatora u pogonu i obratno. Iz dijagrama se zaključuje da je 1. kolovoza tijekom dana korisnost pogona sa samo jednim transformatorom veća, te da je ukupna dnevna razlika gubitaka 104 kWh.

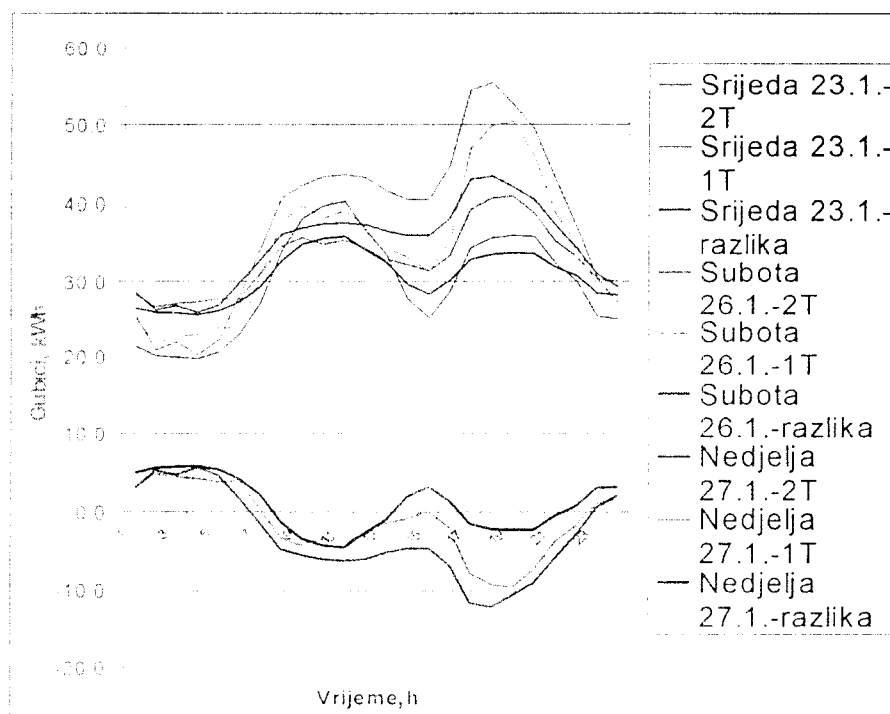
23. siječnja, međutim, za veći dio dana veća korisnost pogona s oba transformatora, te je ukupna dnevna razlika gubitaka 33 kWh. Može se zaključiti da se jednostavno, svakodnevnim praćenjem opterećenja te pripadnim proračunom gubitaka može odrediti kad će se s pogona s jednim transformatorom (ljetni) prijeći u pogon s oba transformatora (zimski) i pritom ostvariti što manji gubici. Na slici 32. za dan 23.01. lako se mogu uočiti dodatne mogućnosti u dnevnoj regulaciji.

Na slici 32. u kojoj je obrađena tjedna i dnevna regulacija za transformatorske stanice u sustavu daljinskog vođenja, prikazani su dnevni dijagrami gubitaka za tri različita dana u tjednu: srijedu 23. siječnja, te dane vikenda, subotu i nedjelju 26. i 27. siječnja 2002. godine. Kao i na prethodnom dijagramu i na ovom su prikazana tri karakteristična dijagrama za svaki pojedini dan. Vidi se da konzum ova transformatorske stanice s malo industrijskih postrojenja ima karakteristično opterećenje, pa prema tome i gubitke veće subotom nego radnim danom. Jedino su nedjeljom opterećenja i gubici smanjeni. Prema tome razlika gubitaka za pogon s jednim ili s oba transformatora za ova tri dana iznosi:

23.1 su ukupni dnevni gubici pri pogonu oba transformatora manji od pogona s jednim transformatorom za 33 kWh,

26.1 su ukupni dnevni gubici pri pogonu oba transformatora manji od pogona s jednim transformatorom za 74 kWh,

27.1 su ukupni dnevni gubici pri pogonu oba transformatora veći od pogona s jednim transformatorom za 22 kWh,



Sliku 32. Karakteristični dnevni dijagrami potrošnje za srijedu 23. siječnja te subotu i nedjelju 26. i 27. siječnja 2002. godine

Vidi se, dakle, u konkretnom primjeru, da se tjednu regulaciju može ostvariti isključenjem jednog transformatora u subotu, 26.1. u 23,00 sata te ponovnim uključanjem u ponedjeljak, 28.1. u 7,00 sati, pri čemu se uštedi 50 kWh.

Što se tiče dnevne regulacije, vidi se da su u noćnim satima manji gubici pri pogonu s jednim transformatorom, te bi moguća dnevna ušteda 23. siječnja bila 27 kWh, 26. siječnja 28 kWh, te 27. siječnja 41 kWh.

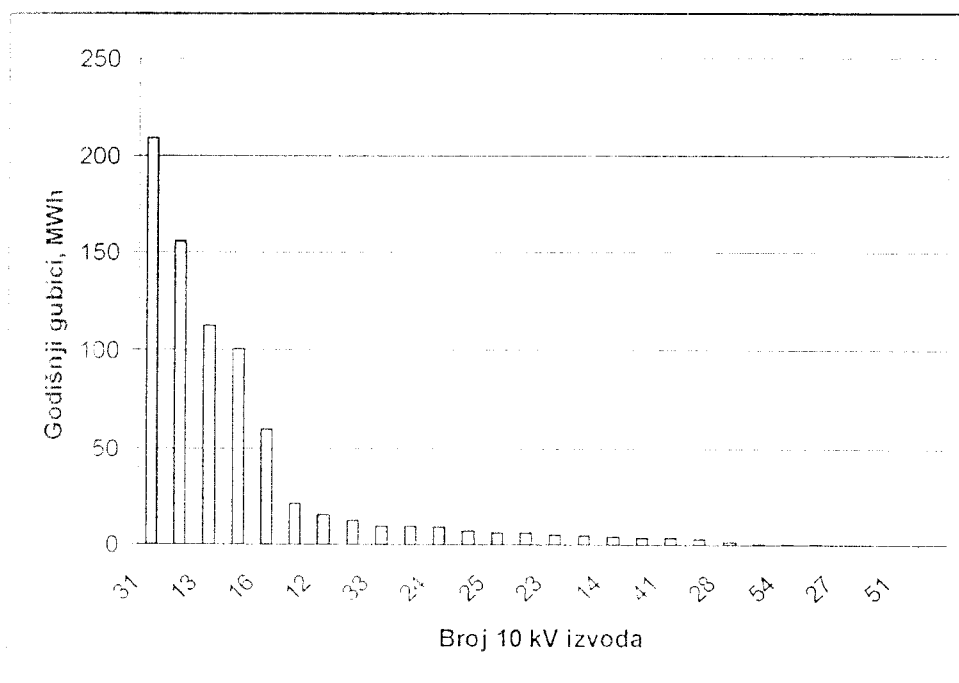
Pitanje je, međutim, koliki su troškovi povećanog održavanja transformatorskih prekidača te naprezanja transformatora pri ovim učestalijim ukapčanjima i iskapčanjima, pogotovo dnevnim, odnosno da li bi se ovim dvjema regulacijama ostvarila ušteda.

5.4.3 Mreža 10 kV

U dosadašnjem dijelu vidjelo se koliki su ukupni tehnički gubici u 10 kV mreži, te se putem formiranih popisa utvrdilo kakva je njihova raspodjela po dionicama, koje su dionice s najvećom "gustoćom" gubitaka i kakvo je opće opterećenje 10 kV mreže ovisno o sezonskim promjenama.

Iz svih ovih iznesenih podataka moguće je definirati metode efikasnog smanjenja gubitaka. Za početak je na slici 33 prikazan dijagram raspodjele godišnjih gubitaka po 10 kV izvodima iz TS 35/10 kV.

Ponovno se primjećuje izrazita neravnomjernost u raspodjeli gubitaka po izvodima, uzrokovana različitom veličinom i opterećenošću izvoda. Zna se također, prema tablici XI, da se glavina gubitaka stvara u početnim dionicama izvoda zbog najvećeg opterećenja. Na osnovi navedenog, gubitke u određenim dionicama 10 kv mreže valja smanjiti sljedećim metodama:



Slika 33. Dijagram raspodjele godišnjih gubitaka po 10 kV izvodima iz TS 35/10 kV

A) Optimiranje topologije 10 kV mreže. Ovom metodom analiziraju se tokovi snaga u 10 kV vodovima koji imaju mogućnost zamkastog (iz iste TS 35/10 kV) odnosno dvostrano napajanog pogona (iz dvije TS 35/10 kV), gdje se promjenama uklopnih stanja rastavnih aparata jednostavno mijenja topologija mreže. Koraci u provedbi ovog postupka su sljedeći:

- * za sve dionice dvaju radijalnih vodova koje u slučaju zamkastog odnosno dvostrano napajanog pogona tvore zatvorenu petlju formiraju se popisi gubitaka po dionicama za postojeći radijalni pogon,
- * simulacijom za sve varijante novih rastavnih mjesta, a obzirom na promijenjene tokove snaga, formiraju se novi popisi gubitaka po dionicama,
- * analizom svih mogućih varijanti izabire se onu koja daje najmanje gubitke u oba radijalna voda.
- * ukoliko je riječ o vodovima koji imaju mogućnost dvostranog napajanja (iz dvije TS 35/10 kV) obavlja se dodatna analiza promjene iznosa gubitaka u 35 kV mreži te posredno optimiraju tokovi snaga u njoj. Vodi se također računa i o preraspodjeli snaga u transformatorima 35/10 kV. Ukoliko je krajnji rezultat ovih analiza smanjenje gubitaka, pristupa se realizaciji promjene rastavnog mjesta.

10 kV izvodi imaju mogućnost zamkastog i dvostrano napajanog pogona jesu:

- * Zamkasti: (11,12,16),(23,25,28)
- * Dvostrano napajani: (12,23),(12,25),(12,28),(14,43),(15,22),(17,46,52),(21,31)

Podebljani su izvodi u kojima su do sada optimiranjem smanjeni gubici. Vidi se, međutim, da još uvijek ima dosta radijalnih SN izvoda, pa su tako među pet izvoda s najvećim gubicima dva radijalna (13 i 32)

b) Ciljani zahvati na dionicama s najvećom "gustoćom" gubitaka. U tablici XI prikazan je početni dio popisa dionica 10 kV mreže s najvećim gubicima po jedinici duljine, te se na osnovi nje i poznate topologije 10 kV mreže može omogućiti kvalitetnije planiranje, priprema tehničke dokumentacije i izvođenje radova na rekonstrukcijama postojećih odnosno izgradnji novih objekata. Omogućuje se

dakle, da utjecaj smanjenja tehničkih gubitaka dobije veće značenje uz ostale poznate faktore pri planiranju elektroenergetskih objekata. Stoga je, ovisno o veličini planiranog zahvata, odlučeno da se obavi sljedeće:

1. **povećati presjek vodiča.** Na primjer, iz popise u tablici XI vidi se da su dionice 2113, 2114 do 2117 opterećene velikom "gustoćom" gubitaka, prvenstveno zbog malog presjeka vodiča. Stoga je odlučeno povećati presjek vodiča u spomenutim dionicama.

2. **promijeniti topologiju mreže.** Sjedinjujući podatke iz popise i iz topologije mreže, odlučeno je izgraditi nove dionice kako bi se, uz smanjenje gubitaka u postojećim dionicama postigli i druge rezultate: poboljšanje naponskih okolnosti duž izvoda, povećanje pouzdanosti napajanja potrošača, eliminiranje radijalnih 10 kV izvoda izgradnjom spojnih vodova, povećanje prijenosne moći.

3. **interpolirati nove TS x/10(20) kV.** Prema dijagramu na slici 33. vidi se da se u prva četiri 10 kV izvoda po iznosu gubitaka (31,21,13 i 32) godišnje stvara oko 580 MWh gubitaka. Sva četiri izvoda su velike ukupne duljine, opterećena znatnim tokovima snaga a pokrivaju velika područja, koja graniče jedna s drugom, te zajedno napajaju područje između dvije TS 35/10 kV udaljene 25 km. Stoga je optimalan način smanjenja gubitaka izgraditi novu TS x/10(20) kV u centru tog područja. Ovo rješenje također uklanja ostale probleme na tom području, a zadovoljava i ostale faktore pri planiranju. Ukupno godišnje smanjenje gubitaka u 10 kV mreži iznosilo bi oko 360 MWh.

5.4.4 Transformacija 10/0,4 kV

Na osnovi rezultata proračuna iznešenim u odjeljku 5.3.1 i prikazanim na slikama 19 i 20, gdje je prikazano da je transformacija 10/0,4 kV predimenzionirana, može se odmah predložiti sljedeće metode smanjenja gubitaka:

1. **optimiranje nazivnih snaga međusobnim zamjenama ugrađenih transformatora.** Suština ove metode da se transformatore koji su u prosjeku opterećeni preko granice maksimalne korisnosti (veći P_{11} od P_{12}) zamjenjuje transformatorima veće nazivne snage koji su u prosjeku opterećeni ispod granice maksimalne korisnosti (manji P_{12} od P_{02}), te se na taj način ostvaruje ušteda ukupnim smanjenjem gubitaka u bakru ($P_{11} + P_{12}$). Prema slici 19 (odjelj. 5.3.1) vidi se da je izbor opterećenijih transformatora znatno ograničen (>1 – oko 20 kom), za razliku od neopterećenih transformatora (<1 – oko 200 kom). Za razdjelnu TS u koju se ugrađuje transformator manje nazivne snage provjerava se da li zadovoljava obzirom na maksimalno godišnje opterećenje (prema slici 20). Primjer zamjene prikazan na slici 34 pokazuje da ukupna godišnja ušteda za ovaj primjer iznosi oko 4 MWh.

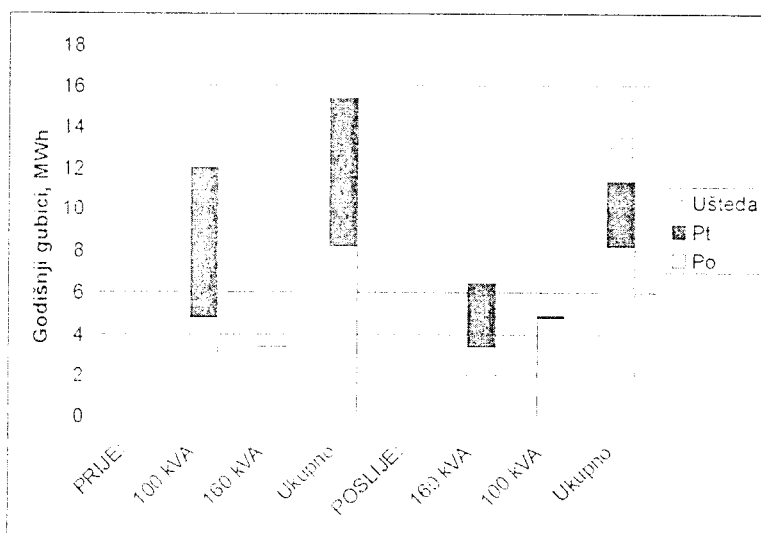
2. **optimiranje nazivnih snaga zamjenom predimenzioniranih transformatora.** Ova metoda, kao i iduća, znatno su skuplje budući da uvjetuju kupnju novih transformatora. Svrha je zamijeniti neopterećene, odnosno predimenzionirane transformatore novim, manje nazivne snage, optimiranim prema srednjem godišnjem opterećenju. Uštedu ostvarujemo na razlici nastaloj od znatnog smanjenja P_{11} i nešto manjeg povećanja P_{12} .

3. **zamjena starih modela transformatora s povećanim gubicima novim modelima sa smanjenim gubicima.** Za ilustraciju ove metode dani su podaci o graničnim iznosima P_0 i P_1 ugrađenih transformatora ovisno o godini proizvodnje i nazivnim snagama u tablici XIII.

Podaci o gubicima u transformatorima uzeti su iz tvorničkih ispitnih listova, pa se ovisno o starosti transformatora mora ove iznose povećati zbog samog povećanja gubitaka tijekom eksploatacije, ponajviše u željezu. Ukupan broj ugrađenih transformatora proizvedenih prije 1970. godine iznosi 67 komada ili 27 % ukupnog broja transformatora, pa se vidi da ima dosta prostora za ovu metodu, pogotovo ako se u obzir uzme i životni vijek transformatora. Najbolje rezultate u smanjenju gubitaka dobije se ako se ovu metodu kombinira s prethodnom, tako da se stari transformator veće nazivne snage i s povećanim gubicima zamijeni novim transformatorom manje nazivne snage i sa smanjenim gubicima.

Tablica XIII. Granični iznosi P_o i P_t ugrađenih transformatora ovisno o godini proizvodnje i nazivnim snagama

Nazivna snaga, kVA	Najstariji ugrađeni transformator			Najnoviji ugrađeni transformator		
	Proizveden godine	P_o , W	P_t , W	Proizveden godine	P_o , W	P_t , W
50	1960	400	1259	1995	167	1050
100	1962	700	2509	2000	206	1770
160	1964	800	3118	2000	306	2414
250	1970	757	3780	1999	406	3457
400	1964	1900	7141	1997	635	5053
630	1971	1274	7300	1997	875	6737



Slika 34. Smanjenje gubitaka (ušteda) zamjenom ugrađenih transformatora

5.4.5 Mreža 0,4 kV

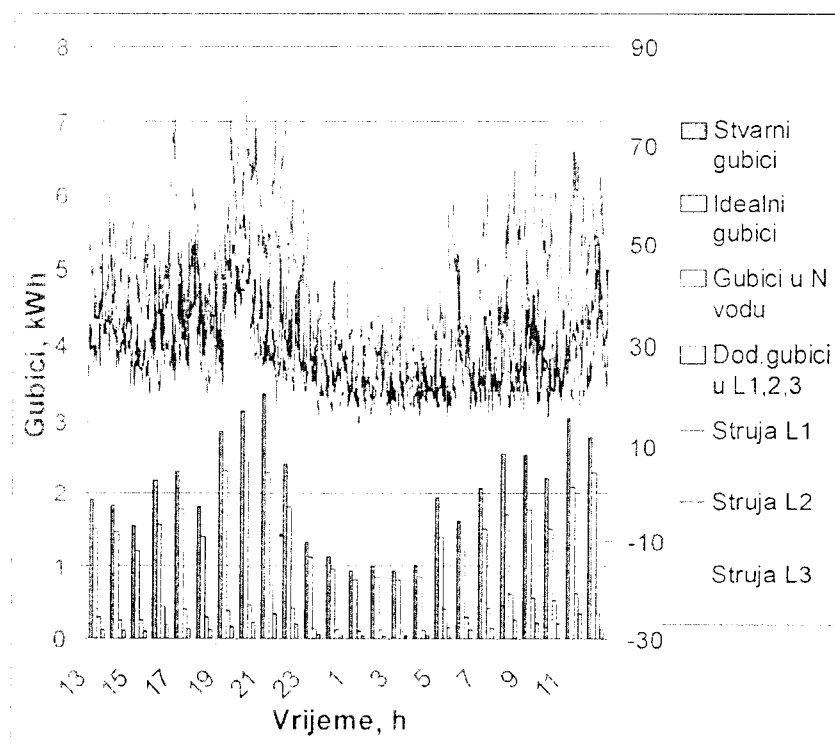
U prethodnom dijelu referata pokazano je da se u niskonaponskoj mreži stvara godišnje prosječno 33 % ukupnih tehničkih gubitaka, dok u danima s najvećim godišnjim opterećenjima ovaj udio raste i na preko 40 %. Zbog tako velikog udjela i činjenice da ova razina distribucijske mreže ima najveći broj objekata – NN izvoda s relativno najlošijom učinkovitošću, više će se pažnje posvetiti upravo njima, jer se tu može provesti najjednostavnije i najjeftinije zahvate za smanjenja gubitaka. Slično kao u 10 kV mreži, i ovdje će se voditi ciljani zahvati na objektima s najvećim gubicima, te upotrijebiti modificiranu metodu optimiranja tokova snaga. Prije toga valja opisati dvije metode koje se primjenjuju u objektima niskonaponske mreže.

A) Metoda smanjenja nesimetričnog opterećenja u NN izvodima. Poznato je da su NN izvodi opterećeni nesimetričnim tokovima snaga zbog velikog broja jednofaznih potrošača, te se javljaju dodatni gubici u faznim i u povratnom (N) vodiču u odnosu na idealnu situaciju simetričnog trofaznog opterećenja izvoda. U faznim vodičima dodatni se gubici javljaju jer je povećanje gubitaka u faznom vodiču (vodičima) s tokom snaga većim od idealnog veće od smanjenja gubitaka u faznom vodiču (vodičima) s tokom snaga manjim od idealnog. U povratnom vodiču gubici se javljaju zbog samog protjecanja povratne struje koja je vektorska suma tri fazne struje. U većem broju NN izvoda starije

izvedbe otegotna je okolnost da je presjek povratnog vodiča za jedan stupanj manji od presjeka faznih vodiča.

Tijek ove metode u praksi prikazat će se upravo na takvom NN izvodu br. 1 iz TS 558, koji je prije simetriranja bio znatnije nesimetrično opterećen. U prvom koraku obavlja se sinkronizirano 24-satno mjerenje na početku i na kraju NN izvoda. U razdjelnoj TS, na početku izvoda, mjere se tri fazna napona, struje i faktori snage, dok se na kraju izvoda mjere tri fazna napona, sve s intervalom uzimanja uzoraka 70 s, zbog ograničenja mjernih instrumenata. Po završetku snimanja obavlja se proračun tokova snaga u predmetnom izvodu sa sljedećim ulaznim podacima: izmjerene veličine s početka NN izvoda (ukupno 1234 zapisa svih mjerenih veličina) i podaci topologije mreže koji uključuju djelatne i induktivne otpore dionica između čvorova, faktore grananja u svakom čvoru određene prema omjerima godišnjih potrošnji potrošača priključenih u granama koje izlaze iz tih čvorova te, budući da je model izvoda trofazan, raspored priključaka jednofaznih potrošača po fazama. Trofazne se potrošače u prvom koraku raspoređuje simetrično u sve tri faze. Računa se tokove snaga duž NN izvoda u sva tri fazna vodiča i u povratnom vodiču. Struju kroz povratni vodič duž izvoda određuje se računski, vektorskim sumiranjem tri fazne struje, uzimajući dakle u obzir nesimetriju po iznosu i po faznom pomaku.

Na temelju računskih tokova snaga za svaki mjerni interval od 70 s određuje se po dionicama NN izvoda gubitke snage i energije te napone za svaku fazu posebno. Sumiranjem gubitaka energije svih mjernih intervala dobije se ukupne dnevne gubitke u faznim i povratnom vodiču. Paralelno s ovim proračunom, računa se gubitke u faznim vodičima za idealni slučaj simetričnog opterećenja gdje se struje jednaku u sva tri fazna vodiča računa za svaku dionicu izvoda iz trofazne prividne snage prenesene tom dionicom. Na kraju usporedbom mjerenih i računskih napona na kraju izvoda kontrolira se točnost određivanja faktora grananja u čvorovima NN izvoda, te obavlja korekcije u raspodjeli opterećenja trofaznih potrošača u čvorovima mreže.

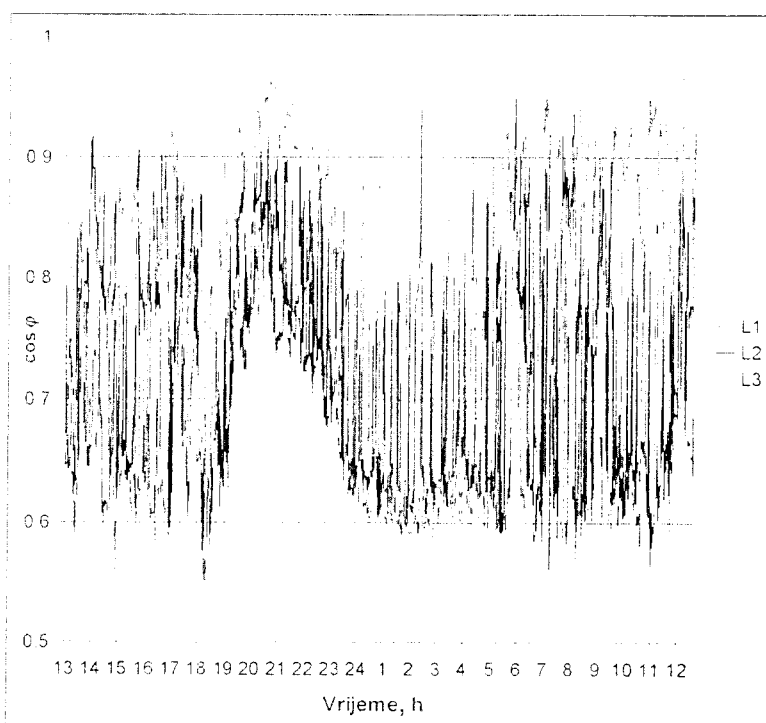


Slika 35 Dnevni dijagram faznih struja na početku NN izvoda (desna ordinata) te satni gubici energije u izvodu, kao sume 52 gubitaka energije (70 s) iz proračuna

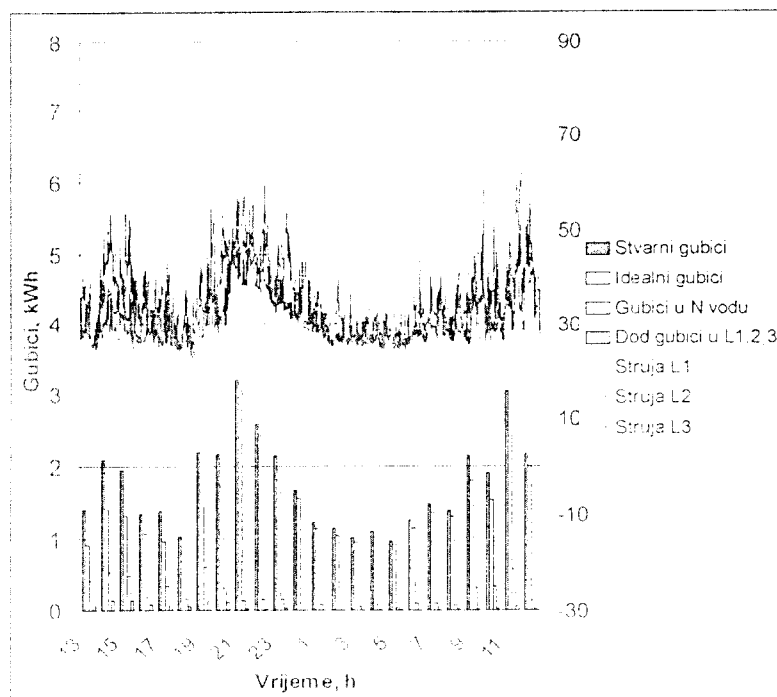
Na slici 35. prikazan je dnevni dijagram faznih struja na početku NN izvoda te satni gubici energije u izvodu, kao sume 52 gubitaka energije (70 s) iz proračuna. Vidi se da se u ovom izvodu može simetrirati opterećenje, jer je struja faze L3 uvijek veća od ostale dvije. U dijagramu gubitaka primjećujemo da su u dijelovima dana s većom nesimetrijom stvarni gubici znatno veći od idealnih, upravo za iznos povećanih gubitaka u povratnom vodiču i dodatnih gubitaka u opterećenijem faznom vodiču. Na slici 36. vidi se dnevni dijagram faktora snage na početku NN izvoda, kako bi se pokazalo koliki je iznos, pa prema tome i utjecaj fazne nesimetrije struja.

Na temelju rezultata proračuna, pristupa se dubinskom simetriranju, kako bi se po cijeloj duljini izvoda dobilo što simetričnije tokove snaga. U prvom koraku obavlja se preraspodjela jednofaznih priključaka, ovisno o njihovoj snazi (godišnjoj potrošnji) i mjestu u mreži. Ukoliko taj postupak nije dovoljan, odabire se trofazne potrošače kojima se mjeri stvarno opterećenje po fazama te ih se ciklički zamjenjuje. Nakon provedenog postupka, obavlja se ponovno 24-mjerenje kao na početku, zatim i proračun s novim ulaznim podacima mjerenja te promijenjenih faktora grananja u dubini mreže.

Rezultat je prikazan na slici 37. Na prvi pogled uočava se smanjenje nesimetrije, kao i stvarnih gubitaka u odnosu na idealne.

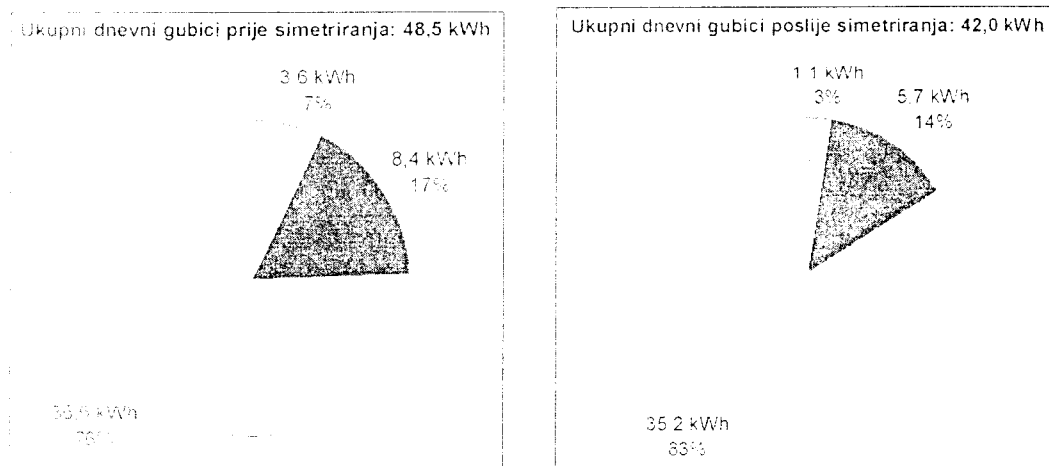


Slika 36. Dnevni dijagram faktora snage na početku NN izvoda



Slika 37. Rezultati mjerenja i proračuna gubitaka na NN vodu

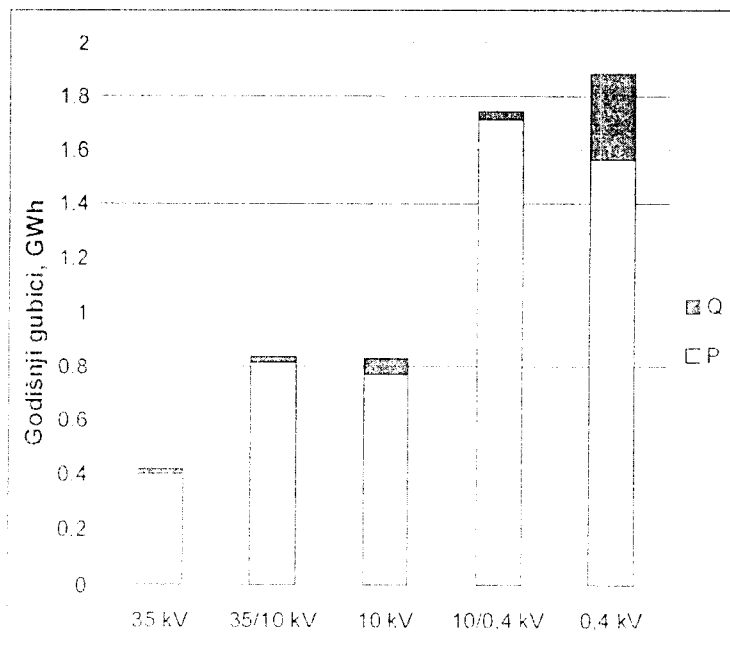
Kako bi se zornije predočilo koliko je smanjenje gubitaka simetriranjem u ovom stvarnom primjeru, na slici 38. prikazani su usporedno dijagrami raspodjele stvarnih gubitaka prije i poslije zahvata. Vidi se da se prije simetriranja 17 % gubitaka u ovom NN izvodu stvaralo zbog nesimetričnog opterećenja, dok je taj iznos poslije simetriranja smanjen na 14 %. Na prvi pogled izgleda smanjenje od 3 % malo u odnosu na preostalih 14 %, ali u NN izvodima u kojem je 95 % kućanstva s jednofaznim priključkom nemoguće je postići kontinuirano simetrično opterećenje. Uzrok povećanim gubicima zbog nesimetrije leži i u činjenici da je neutralni vodič manjeg presjeka. Kad bi bio jednakog presjeka kao fazni vodič, gubici bi u njemu pali za 30 % i pritom se približili idealnim gubicima od približno 12 %.



Slika 38. Usporedni prikaz dijagrama raspodjele stvarnih gubitaka prije i poslije zahvata na NN izvodu

Prema dosad prikupljenim i obrađenim mjerenjima opterećenja NN izvoda, postoji udjela gubitaka zbog nesimetrije u stvarnim gubicima iznose od minimalnih 10 do 15 % do najviših zabilježenih 25 do 27 %. Postupkom simetriranja vrlo je teško, u mrežama s pretežnim udjelom kućanstava ostvariti

gubitke zbog nesimetrije manje od 10 % stvarnih. U NN izvodima sa zajedničkim neutralnim vodičem s javnom rasvjetom nesimetrija je, u razdoblju uključene javne rasvjete još veća jer se povratna struja rasvjete superponira na postojeću, pogotovo ako prigušnice rasvjete nisu kompenzirane.



Slika 38 Raspodjela ukupnih godišnjih tehničkih gubitaka po razinama distribucijske mreže s naznačenim gubicima zbog protjecanja jalove snage

B) Metoda kompenzacije jalove snage po dubini NN mreže. Opravdanost ove metode prikazana je na slici 39. Na slici je prikazana raspodjela ukupnih godišnjih tehničkih gubitaka po razinama distribucijske mreže, s naznačenim gubicima zbog protjecanja jalove snage. Vidi se da su ovi gubici najveći u niskonaponskoj mreži iz sljedećeg razloga: posljednji stupanj kompenzacije jalove snage je u NN blokovima u razdjelnim TS 10/0,4 kV, sa svrhom kompenziranja potrošnje induktivne jalove energije transformatora 10/0,4 kV. Međutim, ove kondenzatorske baterije u najvećem broju slučajeva predimenzionirane su samo za ovu svrhu te preostalim većim dijelom kompenziraju potrošnju jalove energije u niskonaponskoj mreži. Podatak da je u Pogonu Nova Gradiška u ovom stupnju kompenzacije instalirano 4,1 MVar snage, a da se preostali tokovi jalove snage u 10 kV mreži kreću od 100 A (10 MVar govori koliko su veći tokovi jalovih snaga u niskonaponskoj mreži nego u ostalim razinama. Isto je u niskonaponskom mrežom teku prirodne jalove snage priključenih potrošača, dok su u ostalim razinama distribucijske mreže one dobrim dijelom kompenzirane, te su i dodatni gubici zbog toka jalovane znatno manji. Zbroji li se ukupne gubitke zbog toka jalove snage distribucijskom mrežom, dobit će se iznos od 450 MWh, što je oko 8 % ukupnih tehničkih gubitaka, dok od tog iznosa na NN mrežu otpada 320 MWh, što je oko 17 % gubitaka u NN mreži.

Koliko su tokovi jalove snage u NN mreži može se vidjeti na slici 36 iz opisa prethodne metode, gdje je prikazana dnevna promjena faktora snage u primjeru NN izvoda br.1 iz TS 558. U minimumu opterećenja faktor snage pada u prosječnom NN izvodu do minimalno 0,6-0,7, dok pri maksimalnim dnevnim opterećenjima ide do 0,9-0,95. Zanimljivo je istaknuti da je dnevna raspodjela jalove snage u NN mreži znatno ravnomjernija od raspodjele djelatne snage. Tijekom ljetnih mjeseci zamjetan je porast lokalnih jalovih snaga zbog većeg udjela rashladnih uređaja, dok se u zimskim mjesecima faktor snage popravlja zbog većeg utjecaja termičkih trošila.

U provedbi ove metode prva dva koraka identična su metodi simetriranja opterećenja: 24-satno snimanje u NN izvodu i proračun na temelju snimljenih ulaznih podataka. Dodatno se u proračun unosi još dva ulazna podatka: mjesta ugradnje i snage ugrađene kondenzatorske baterije. Proračun se

ponavlja dok se ne odredi mjesto ugradnje i snaga kondenzatorske baterije koji daju najveće smanjenje gubitaka. Okvirno se može, na osnovi poznavanja tokova jalove snage u NN izvodu procijeniti snaga i mjesto ugradnje. Naime, gubitke se može smanjiti samo baterijama snage manje od dvostrukog iznosa toka jalove snage na početku NN izvoda. Ako je baterija snage veće od toka jalove snage na početku, tada već od samog početka izvoda pa do mjesta ugradnje postoji kapacitivni tok jalove snage i suprotno, za bateriju manje snage kapacitivni tok se javlja negdje između početka izvoda i mjesta ugradnje. Suština izbora snage baterije je da se smanjenjem toka jalove snage smanji ukupna prividna struja te s njom i gubici. Suština, pak, u određivanju mjesta ugradnje baterije je u određivanju mjesta u dubini NN izvoda, gdje je prirodni induktivni tok jalove snage, koji opada s udaljenošću od početka izvoda, jednak izlazu ovog induktivnog i stalnog kapacitivnog toka jalove snage baterije. Do tog mjesta u dubini izvoda ispljeva se smanjiti prividnu struju, dok bi u daljnjim dionicama ona ponovno rasla zbog prevladavanja konstantnog kapacitivnog toka baterije nad sve manjim prirodnim induktivnim tokom. Pozitivno je to, što se smanjuje iznos prividne struje odnosno gubitaka u početnim dionicama izvoda gdje ima najveće gubitke. Vidi se, dakle, da baterije manje snage treba ugrađivati dalje u dubinu izvoda i obratno. Inačice ove metoda utječe i na smanjenje gubitaka napona, što je također povoljna okolnost. Važno je napomenuti da ovu metodu treba uvijek kombinirati s prethodnom metodom simetriranja, kako bi se ostvario što veće smanjenje gubitaka.

Izrama obrađenim primjerima iz prakse, može se dati okvirne podatke o smanjenju gubitaka u navedenom rasponu, ovisno o opterećenosti NN izvoda. Za najopterećenije izvode, gdje se stvaraju godišnji gubici preko 20 MWh, kompenzacijom jalove snage u izvodima možemo smanjiti gubitke snage od 10 do 15 %, a indirektno smanjiti gubitke napona do 3 %. U srednje opterećenim NN izvodima, s godišnjim gubicima od 10 – 20 MWh, smanjenje gubitaka snage iznosi od 5 – 10 %, a indirektno smanjenje gubitaka napona od 2 – 3 %. U ostalim manje opterećenim izvodima, efekti su manji od navedenih, s iznosom smanjenja u opterećenju. Najčešće snage baterija koje se ugrađuju su 10 – 20 kVAr.

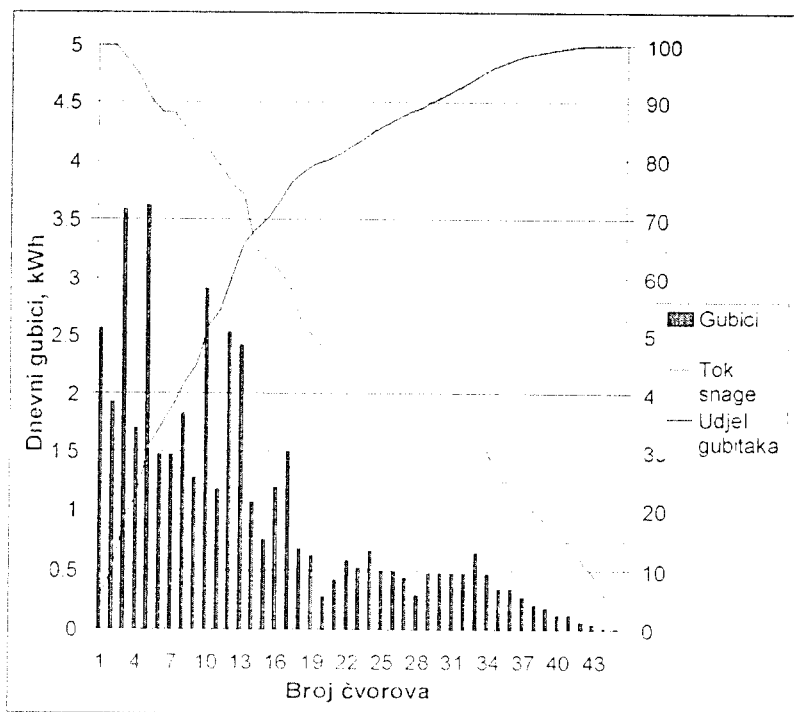
U ovom poglavlju treba napomenuti još jednu važnu činjenicu: ovako ugrađene kondenzatorske baterije djeluju i na smanjenje tokova jalovih snaga u ostalim razinama distribucijske mreže, te u se njima smanjuju gubici napona zbog jalovine koji ukupno godišnje iznose 130 MWh.

U) Ciljani zahvati u NN izvodima s najvećim iznosima gubitaka. Temeljem formiranog popisa objekata složenih po iznosima gubitaka, čiji se početni dio vidi na tablici XII, omogućeno je, kao i u 10 kV mreži, kvalitetnije i pouzdanije određivanje faktora smanjenja gubitaka u postupku planiranja, razvoja i izvođenja zahvata u NN mreži. Znajući koji su NN izvodi s najvećim iznosima gubitaka, te razmatrajući njihove osnovne podatke opterećenja i topologije, dakle izvedbu, oblik izvoda, vrstu i presjek vodiča, strujno opterećenje, raspodjelu potrošača duž izvoda – proračunske tokove snaga duž izvoda, smještaj susjednih izvoda iz iste ili bližih TS-a te smještaj tih TS-a, određuje se kojim zahvatima se najučinkovitije može smanjiti gubitke. Budući da se radi o objektima s velikim gubicima, a zahvati su u odnosu prema ostalim razinama distribucijske mreže jednostavniji i jeftiniji, valja planirati zahvate koji će rezultirati najvećim smanjenjem gubitaka.

Povećanje presjeka vodiča u početnim dionicama NN izvoda. Na slici 40. prikazana je raspodjela gubitaka po dionicama NN izvoda br.3 iz TS 367 (redak 14. u tablici XII) u odnosu na tok snage duž izvoda, prikazan u postocima početnog. Znatne razlike u iznosu gubitaka u nekoliko dionica su zbog većih razlika u njihovoj duljini. Na istom dijagramu prikazan je i dijagram postotnog udjela gubitaka, a govori nam koliki su gubici u dijelu izvoda do određenog čvora u odnosu na ukupne gubitke. Vidi se da 50 % gubitaka nastaje do 10. čvora, dok 80 % gubitaka nastaje do 20. čvora. Na osnovi ovog dijagrama određuje se do kojeg čvora je ekonomski opravdano povećanje presjeka vodiča, odnosno koji novi presjek vodiča se odabire. Postupak je primjenjiviji kod radialnih izvoda bez grananja.

Razdvajanje postojećeg NN izvoda na dva ili više. Ovdje se koristi istu vrstu dijagrama, a sam je postupak vrlo sličan prethodnom, osim što se ovdje postiže smanjenje struje u postojećim vodičima. Postupak je primjenjiviji u razgranatim izvodima, gdje se pojedine grane pretvaraju u

samostalne izvode te se gubici smanjuju u dionicama od TS-a do mjesta grananja, a time se povećava i pouzdanost isporuke. Ovaj postupak primjenjen je u izvodu br. 1 TS-e 279 (red.br.10. popisa u XII).



Slika 40. Raspodjela gubitaka po dionicama NN izvoda br.3 iz TS 367

Napajanje dijela NN izvoda putem susjednog neopterećenog izvoda. Iz dijagrama raspodjele gubitaka za oba NN izvoda odlučuje se koji dio izvoda valja prebaciti na neopterećeni izvod, u svrhu maksimalnog smanjenja gubitaka. Pritom se mora zadovoljiti i sve ostale tehničke propise zaštite NN mreža. Ovaj postupak primjenjen je, primjerice, u izvodu br. 3 iz TS 504 (red.br.5. popisa u tablici XII).

Napajanje dijela NN izvoda putem susjedne TS. Postupak sličan prethodnom, uz razliku u izgradnji novog NN izvoda, a ne terećenja postojećeg. Ovaj postupak, kao i prošli, više se primjenjuje u urbanim sredinama gdje su NN izvodi kabelski i razgranati, a razdjelne TS gušće izgrađene. Ovaj postupak primjenjen je, primjerice, u izvodima br. 1 i 3 iz TS 104 (red.br.2. i 3. popisa u tablici XII).

Interpolacija nove razdjelne TS-e u dubini NN izvoda. Ovaj postupak je najskuplji, ali dovodi do najvećih smanjenja gubitaka, ne samo u NN izvodu, već i u 10 kV mreži, postojećoj razdjelnoj TS i mogućim susjednim NN izvodima. Postupak je primijenjen, na primjer u izvodu br. 3 iz TS 250 (red.br.1. popisa u tablici XII) gdje je postojeći NN izvod rastavljen u četiri, a gubici smanjeni s 53 MWh na ukupno 11 MWh godišnje.

Na kraju najbolji se rezultati dobiju kad se metode smanjenja gubitaka kombiniraju kako bi se iskoristile sve povoljne situacije koje se u praksi pružaju.

5.4.6 Rekapitulacija mjera za smanjenje tehničkih gubitaka

U tablici XV okvirno ćemo prikazati kolike su mogućnosti smanjenja tehničkih gubitaka metodama navedenim u ovom poglavlju, te koliko smo primjenjujući ove metode uspješno smanjiti gubitke u protekle dvije godine. Moguće smanjenje gubitaka u ciljanim zahvatima na objektima 10 kV i NN

mreže obuhvaća samo one objekte u kojima se stvaraju veći iznosi gubitaka, odnosno u kojima možemo efikasno smanjiti gubitke navedenim metodama. Zasad se ne promatra srednje i nisko opterećene objekte jer je vrijeme povrata uloženi sredstava pri provođenju ovih zahvata znatno duže.

Tablica XV. Rekapitulacija mjera za smanjenje tehničkih gubitaka

Razina distribucijske mreže	Metoda	Postupak	Moguće smanjenje gubitaka, MWh/god	Vrijeme povrata uložениh sredstava	Ostvareno smanjenje gubitaka 2000. do 2002., MWh/god
35 kV mreža	A) optimiranje tokova snaga		12	odmah.	10
transformacija 6/10 kV	A) optimiranje paralelnog rada	1. sezonsko optimiranje	115	odmah	70
		2. tjedno optimiranje		odmah	
		3. dnevno optimiranje		odmah	
10 kV mreža	A) optimiranje tokova snaga		45	odmah	37
	B) ciljani zahvati prema popisu objekata	1. povećanje presjeka vodiča	230	2–6 godina	35
		2. izmjena topologije mreže		4–10 godina	52
		3. interpolacija nove TS x/10(20) kV	360	20–25 godina	
podstacija 10/20 kV	A) optimiranje nazivnih snaga	1. međusobne zamjene ugrađenih	41	0,2 godina	8
		2. zamjena novima predimenzioniranih	210	10 – 20 godina	
		3. zamjena starih modela novima			
BT mreža	A) simetriranje opterećenja		90	odmah	16
	B) kompenzacija jalovih snaga		190+130 SN	0,5 – 1 godina	34
	C) ciljani zahvati prema popisu objekata	1. Povećanje presjeka	510	2 – 5 godina	25
		2. Razdvajanje na više izvoda		2 – 5 godina	18
		3. Napajanje putem susjednog izvoda		0,1 – 2 godina	24
		4. Napajanje iz susjedne TS		1 – 4 godina	28
		5. Interpolacija nove TS 10(20)/0,4 kV		10 – 15 godina	53
				UKUPNO:	410

Moguća smanjenja gubitaka različitim metodama u istim razinama se preklapaju, pa ih se ne može jednostavno zbrojiti kako bi se vidjelo koliko je ukupno moguće smanjenje gubitaka. Na primjer,

smanjenje gubitaka u 10 kV mreži metodama B1 i B2 u izvjesnom dijelu objekata preklapa se s metodom B3, kao i u niskonaponskoj mreži, gdje se metode A i B preklapaju s metodom C.

Vidi se da se u protekle dvije godine, primjenjujući ove metode, uspjelo u distribucijskoj mreži Pogona Nova Gradiška smanjiti tehničke gubitke za 410 MWh godišnje. Pri izradi planova za iduće razdoblje i dalje će se u najvećoj mjeri uvažavati faktori smanjenja gubitaka, te prvenstveno provoditi metode koje ne zahtijevaju veća sredstva.

5.5 SMANJENJE KOMERCIJALNIH GUBITAKA

Kao što je pokazano na slici 16 (u odjeljku 5.1.1), komercijalni gubici u 2000/01. iznosili su 1,84 % ukupne distribuirane električne energije, a još 1998/99. iznosili su oko 5 %. U nastavku detaljnije se govori o mjerama kojima su smanjeni komercijalni gubici, od kojih se neke primjenjuju i danas te rezultiraju daljnjim smanjenjem, što će pokazati izvješća sljedećih obračunskih godina.

5.5.1 Kontrola tehničke ispravnosti obračunskih mjernih mjesta

1) Kontrola neizravnih i poluizravnih mjernih mjesta kod velikih potrošača (1999 – 2000). Ovi radovi zvođeni su u beznaponskom stanju, s potpunom kontrolom mjernih transformatora, sekundarnih mjernih vodova, mjernih uređaja i ostalih pomoćnih uređaja u mjernom krugu. Svi nedostaci prema Pravilniku o opremanju obračunskih mjernih mjesta odmah su otklanjani, a ukoliko to nije bilo izvedivo, u ponovljenoj kontroli. Nedostaci koji su onemogućavali ispravno mjerenje pronađeni su i otklonjeni na ukupno sedam mjernih mjesta. Ukupan je iznos godišnje električne energije koja se zbog ovih nedostataka nije mjerila i obračunavala potrošačima 3100 MWh. U nastavku opisuju se nedostaci koji su uzrokovali ove gubitke.

Kao prvi primjer valja spomenuti kvar dodatnih mjernih uređaja u sekundarnim mjernim krugovima su strujnih odnosno naponskih mjernih transformatora, kao što su pokazni ampermetri i voltmetri te njihove pripadajuće preklopke. Na jednoj preklopki ovakvog sklopa zbog kvara je jedna sekundarna strujna grana ostala kratko spojena.

Drugi je primjer djelomična nezaštićenost mjernih uređaja i opreme plombom isporučitelja, najčešće na vratima mjerne ćelije, pogonu rastavljača mjerne ćelije, priključnoj mjernoj kutiji ili osiguračima naponskih grana. Ovdje valja spomenuti problem zapažen na poluizravnim mjernim mjestima (kod niskonaponske mjerne garniture), gdje potrošač ima pristup mjernim uređajima: nemogućnost da se plombom zaštiti priključak naponskih mjernih vodova. Nigdje u navedenom Pravilniku nije točno definiran način priključka i njegova zaštita, tako da potrošač, ukoliko ima pristup mjernim uređajima (npr. industrijska TS u vlasništvu potrošača) vrlo jednostavno može onеспособiti mjerenje ili narušiti njegovu točnost.

Sljedeći je na redu primjer krivog ožičenja sekundarnih mjernih vodova starim načinom ožičenja, manjim brojem mjernih vodova te dodatnim rednim stezaljkama kod dužih mjernih vodova, gdje se povećava mogućnost krivog spoja. Ovo je posebno izraženo u tipskim industrijskim TS-ima starije proizvodnje.

Često je i krivo unošenje obračunskih mjernih veličina i konstanti, na primjer prijenosnog odnosa strujnih mjernih transformatora primarno polno preklopivih.

Posebno je važno upozoriti na nepoštivanje uvjeta koji su obvezni za ispravno mjerenje prema Pravilniku, kao na primjer uvažavanje mjernog opsega strujnih mjernih transformatora, klase točnosti, okomitosti položaja brojala i sl.

Razlozi koji su doveli do navedenih nedostataka i ovako velikih gubitaka su sljedeći:

- na ovakvim se mjernim mjestima potrošačima predaju velike količine energije, te svaka moguća greška dovodi do značajnih gubitaka,
- kvalitetna kontola zahtijeva rad u beznaponskom stanju, a za to su potrebne opsežne pripreme i predradnje za osiguranje mjesta rada, pa se zbog navedenog ovakav oblik kontrole često izbjegavao,
- djelatnici odgovorni za ispravnost mjernih mjesta nisu dovoljno pripremljeni za kvalitetnu kontrolu, što je razlog više da se ovakva mjerna mjesta povjere stručnom tehničkom osoblju,
- i na kraju, uz obvezu kontrole jednom godišnje, prema navedenom Pravilniku, potrebno je nakon svakog mjesečnog očitavanja mjernih uređaja provjeravati očitane potrošnje te na taj način rano otkriti eventualne greške na mjernim mjestima.

2) **Kontrola mjernih mjesta javne rasvjete.** (2001 – 2002.) Kontrola tehničke ispravnosti ovih potuzravnih i direktnih mjernih mjesta obavljena je vrlo brzo, budući je potrošnja konstantna. Tako se postavljanjem mrežnog analizatora kao kontrolnog mjernog uređaja i paralelnim mjerenjem električne energije preko broja okretaja pločice brojila i analizatora vrlo brzo ustanovi da li je mjerenje točno. Klasiona kontrola provodi u svrhu otklanjanja kvara samo u situacijama kad se utvrdi da je mjerenje netočno. Ovom se kontrolom na ukupno 12 mjernih mjesta utvrdio gubitak od 170 MWh godišnje.

5.5.2 *Smanjenje gubitaka na temelju odredbi tarifnog sustava*

U ovom prilogu koristi se dva članka Tarifnog sustava u kojima je isporučitelju omogućeno dodatno otkrivanje gubitaka potrošaču.

U članku 10 kaže se da isporučitelj dodatno obračunava tehničke gubitke između mjesta predaje i mjesta napajanja. Ovdje je najzanimljivije potrošačima – vlasnicima transformatora 10/0,4 kV, kojima je mjerno mjesto na niskom naponu, dodatno naplatiti gubitke u transformatoru. Rezultat je sljedeći - potrošačima se naplaćuje gubitke u ukupno 24 transformatora s godišnje ukupno 180 MWh.

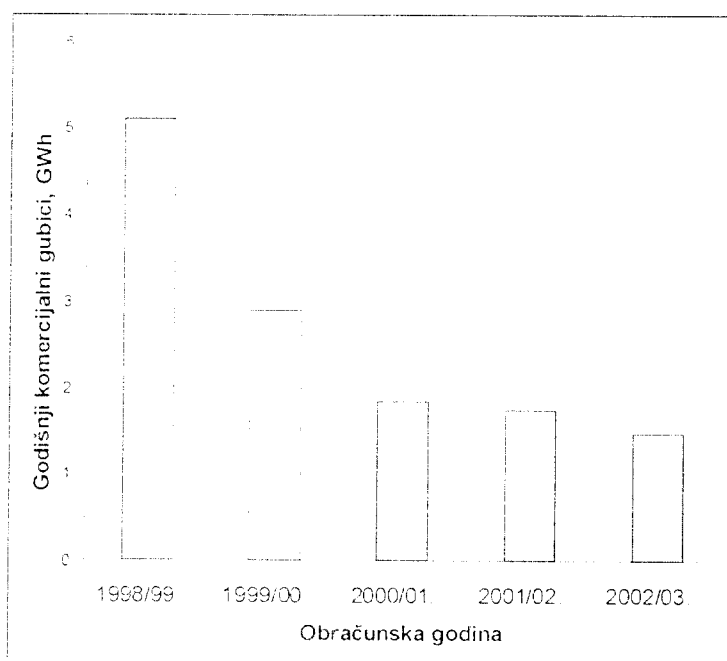
U članku 8 kaže se da potrošač kojemu se mjeri potrošnja jalove energije dodatno plaća električnu energiju preuzetu jalovu energiju ako mu je faktor snage manji od 0,95. Međutim, preuzima li potrošač električnu energiju s faktorom snage većim od 0,95 omogućen mu je popust do najviše 2 % (pri čemu je 1 % u mreži Pogona N. Gradiška jedni anuliraju druge, tako da nema značajnijih dodatnih iznosa). Međutim, važna je jedna druga činjenica: granični iznos faktora snage od 0,95 odgovara prijenosnoj mreži visokog napona gdje je izražena kapacitivnost vodova. Međutim, u distribucijskoj mreži, pogotovo u niskonaponskoj, potrošač koji preuzima električnu energiju s faktorom snage 0,95 stvara tokom te jalove snage u distribucijskoj mreži dodatne gubitke veće za 11 % od gubitaka koji bi nastali tokom samo električne snage.

5.5.3 *Ostala mjerenja i kontrole*

Ovdje valja ukratko spomenuti ostale mjere za smanjenje komercijalnih gubitaka koje traju u kontinuitetu i daju rezultate, a to jesu:

- kontrola usporednim mjerenjem mjernih mjesta potrošača sa samostalnim izvodima iz razdjelnih TS-a. Ovim postupkom kontrolira se ispravnost jednog ili više mjernih uređaja postavljanjem mrežnog analizatora na NN izvod u razdjelnoj TS te paralelnim očitavanjem analizatora i svih broja na početku i nakon određenog kraćeg vremena (obično jedan dan). Pokaže li se nesrazmjer u izmjenjenim podacima, pristupa se kontroli tehničke ispravnosti svakog pojedinog mjernog mjesta,

- kontrola usporedbom godišnjih potrošnji električne energije sličnih potrošača. Ovdje se prvenstveno promatra potrošače kategorije «ostali na NN I», te uspoređuje sve koji bi trebali imati podjednaku potrošnju, primjerice kavanice, supermarketi, osmogodišnje škole i sl. Ovom su metodom do sada komercijalni gubici smanjeni za 31 MWh godišnje,
- ugradnja mjernih uređaja za mjerenje ukupne potrošnje u razdjelnim TS-ima u «problematičnim» ulicama, kvartovima, naseljima. Ovom metodom uspoređuje se godišnju potrošnju ovih mjernih uređaja sa sumama svih godišnjih potrošnji potrošača priključenih na NN izvod ili cijelu razdjelnu TS, uvećanim za tehničke gubitke iz proračuna. Tako se, na osnovi razlike, može točno odrediti komercijalne gubitke i poduzeti određene akcije. Cilj je što više konzuma obuhvatiti ovakvim mjerenjima, bilo klasičnim brojilima ili kvalitetnijim mjernim terminalima koji pružaju i druge mogućnosti.
- usporedba mjesečnih odnosno godišnjih potrošnji pojedinog potrošača s potrošnjama prethodnih razdoblja, te alarmiranje ukoliko dođe do značajnijeg smanjenja potrošnje. Svrha je rano otkrivanje neispravnosti mjernih uređaja ili krađe.
- na kraju, redovita kontrola svih potrošača, a najviše isključenih potrošača zbog velike mogućnosti samovoljnog ponovnog uključanja.



Slika 41. Smanjenje komercijalnih gubitaka u Pogonu Nova Gradiška od obračunske godine 1998/99. do danas

5.5.4 Rekapitulacija mjera za smanjenje komercijalnih gubitaka

Za potrebe rekapitulacije svih mjera poduzetih od 1999. godine do danas na smanjenju komercijalnih gubitaka načinjen je dijagram na slici 41 koji pokazuje kako su se kretali komercijalni gubici od obračunske godine 1998/99. do danas, te predvidive vrijednosti za tekuću i sljedeću obračunsku godinu, u kojima su ugrađeni rezultati na smanjenju postignuti ove i prošle kalendarske godine

5.6 ZAKLJUČAK POGLAVLJA 5

Prikazane su veličine tehničkih i komercijalnih gubitaka u distribucijskoj mreži Pogona Nova Gradiška. Prema formiranim popisima objekata ustanovljeno je u kojima se stvaraju najveći gubici, te kakva je raspodjela gubitaka po objektima. Na kraju je prikazano više sezonskih promjena opterećenja u distribucijskoj mreži, te njihov utjecaj na veličine gubitaka. Osnovni zaključak je da su opterećenja, pa prema tome i gubici izrazito neravnomjerno raspoređeni jer je broj visoko i srednje opterećenih objekata mali u odnosu na znatno veći broj neopterećenih objekata.

Zatim je diskutirano o metodama za učinkovito smanjenje tehničkih i komercijalnih gubitaka. Najučinkovitije metode smanjenja tehničkih gubitaka su optimiranje tokova snaga prema tehničkim karakteristikama objekata kojima teku, na čemu se temelje zahvati za postizanje ravnomjernije raspodjele opterećenja u distribucijskoj mreži. Potom slijede metode optimiranja tehničkih karakteristika objekata prema pripadnim tokovima snaga odnosno ciljani zahvati na objektima s najvećim gubicima, za koje su potrebna veća ili manja financijska ulaganja.

Najveći rezultati ostvareni su metodama za smanjenje komercijalnih gubitaka, i to prvenstveno otklanjanjem tehničkih neispravnosti mjernih mjesta. Drugi veliki generator komercijalnih gubitaka – krađu električne energije, ne može se jednostavno i u kratko vrijeme riješiti, već je to kontinuirana dugotrajna metoda.

Tijekom posljednje tri godine, uz blagi porast potrošnje električne energije u distribucijskoj mreži Pogona Nova Gradiška smanjeni su ukupni gubici električne energije s 11 % na 7,5 %, a planira se i daljnje smanjenje.

6. ZAKLJUČCI

Tehničke gubitke električne energije je moguće relativno točno procijeniti pomoću proračuna tokova snaga na modelima elektroenergetske mreže. Međutim, neregistriranu potrošnju, odnosno komercijalne gubitke električne energije, kao nepoznanicu, moguće je odrediti samo provođenjem organiziranih sustavnih mjerenja tokova energije. Radi toga je nužno potrebno uspostaviti jedinstveni sustav izrade što točnijih energetske bilanci pojedinih distribucijskih područja i distribucijske djelatnosti u cjelini.

Postojeći sustav, temeljen na bilancama nabave i prodaje električne energije, općenito gledano ne omogućuje dovoljno točno određivanje ukupne razine gubitaka i neregistrirane potrošnje električne energije. Glavni izvor pogreške je odstupanje obračunske godine od kalendarske, za koju je dana bilanca nabave i prodaje električne energije. To je sustavna pogreška postojeće metode, koju nije moguće izbjeći bez reorganizacije postupka obračuna potrošnje u kućanstvima. Predložena su načela nove jedinstvene metodologije izrade obračunskih energetske bilanci distribucijskih područja. Budući da se promjena organizacije ne može provesti u kratkom vremenu, predloženo je prijelazno razdoblje u kojem bi se, uz djelomične prilagodbe postojećeg sustava, omogućila izrada točnijih energetske bilanci distribucijske djelatnosti.

U nastavku su opisane osnovne metode proračuna gubitaka snage i energije. Kao osnova proračuna postavljen je proračun tokova snaga. Osnovni podaci za korištenje u programima su snimljeni ili usvojeni tipski dijagrami opterećenja. Način proračuna gubitaka ovisi o razini distribucijske mreže za koju se izračunavaju i procjenjuju, stoga je opisano kako se taj postupak koristi u mrežama višeg i nižeg srednjeg napona a kako u niskonaponskim mrežama. Dan je i osvrt kako u računima valja uzeti u obzir opterećenja i njihove nesimetrije i koje se točnosti procjene gubitaka mogu očekivati na temelju primjene tih metoda.

Pitanje cijene gubitaka igra važnu ulogu u dimenzioniranju komponenata distribucijske mreže. U radu je dan prikaz izračuna cijene gubitaka snage i energije metodom zamjenske elektrane, a na temelju izračunatih cijena prikazan i način proračuna ekonomičnih komponenata. Predlaže se sustavni rad na ovoj temi, dakle, izrada posebne studije, uz primjenu i drugih metoda te njihove usporedbe.

Kao primjer primjene proračuna ali i ostalih metoda na pronalaženju izvora gubitaka, u nastavku je prikazan rad na smanjenju gubitaka električne energije u mreži Pogona Nova Gradiška. Načinjeni su popisi objekata prema veličini gubitaka iz čega su slijedili adekvatni zahvati u mreži. Prikazan je niz postupaka za smanjenje gubitaka i najučinkovitiji primijenjen u mreži. Takav je, primjerice, postupak optimiranja tehničkih karakteristika objekata prema pripadnim tokovima snaga. Najveći rezultati ostvareni su postupcima za smanjenje komercijalnih gubitaka, prvenstveno otklanjanjem tehničkih neispravnosti mjernih mjesta. Zaključeno je da se drugi veliki generator komercijalnih gubitaka – krađu električne energije - ne može jednostavno i u kratko vrijeme riješiti, već su za to potrebni dugotrajni postupci.

Tijekom posljednje tri godine, uz blagi porast potrošnje električne energije u distribucijskoj mreži Pogona Nova Gradiška smanjeni su ukupni gubici električne energije s 11 % na 7,5 %, a planira se i daljnje smanjenje.

7. LITERATURA

- [1] Udruženje njemačkih elektrogospodarstava, VDEW Gubici električne energije u razdjelnim mrežama, prijevod, Graphis, Zagreb, 2002.
- [2] E. Mihalek, L. Wagmann Racionalno korištenje električne energije, tehnički gubici i mjere za njihovo smanjenje, studija IE, Zagreb, prosinac 1988.
- [3] Ž. Rajč, L. Wagmann Programski paket za varijantno planiranje konfiguracija SN razdjelnih mreža (PRM), studija, EIHP, Zagreb, srpanj 1996.
- [4] T. Bančević, B. Žutobradić Tehnički gubici u distribucijskim mrežama, studija, EIHP, Zagreb, rujan 1999.
- [5] L. Wagmann, E. Mihalek Gubici električne energije i snage, II dio, studija, EIHP, Zagreb, rujan 2000.
- [6] D. Baldasari, Ž. Rajč Kompenzacija jalove snage i utjecaj viših harmonika u elektrodistributivnoj mreži grada Zagreba, studija, IE, Zagreb, veljača 1988.
- [7] E. Mihalek Samonosivi izolirani vodovi niskog napona, magistarski rad, ETF-Zagreb, 1981.
- [8] E. Lakerwi, E. J. Holmes Electricity Distribution Network Design, Peter Peregrinus Ltd, London, 1995.
- [9] C.R. Barliss Transmission And Distribution Electrical Engineering, Newness, London, 1999.
- [10] H. Lee Willis Power Distribution Planning Reference Book, Marcel Dekker, ABB Power T&D Compana Inc, Gary, North Carolina, 1997.
- [11] T. Goenen Electric Power Distribution System Engineering, McGraw-Hill, New York, 1986.

- [12] S. Žutobradić, E. Mihalek, L. Wagmann Novelacija osnovnog rješenja elektrodistributivne mreže 110 kV i 30 kV grada Zagreba, studija, EIHP, Zagreb, listopad, 1996.
- [13] E. Mihalek, M. Rimac Izbor i tipizacija optimalnih parametara energetske distribucijske mreže, studija, IE, Zagreb, prosinac, 1992.
- [14] H. Nagel Planiranje razdjelnih mreža, GRAPHIS Zagreb, 1999.
- [15] R. Gojić, E. Mudnić Primjena programskog paketa POWERCAD za analizu gubitaka snage i energije u distribucijskim mrežama, CIGRE, Cavtat 2001, Grupa 31.
- [16] K. Trupinić, D. Pavlović, D. Španić Stalni nadzor nad tehničkim gubicima u distribucijskoj mreži Nova Gradiška, CIGRE, Cavtat 2001, GRUPA 31
- [17] E. Mihalek, L. Wagmann Unaprijeđeni programski paket s grafičkom podrškom za projektiranje, proračun i vođenje pogona niskonaponskih mreža, Studija, IE, Zagreb, 1994.
- [18] HEP Godišnje izvješće za g. 2000., HEP, Zagreb, 2001.
- [19] R. G. Parr The economic choice of conductor size, RGE, No.10, str. 49-55, Paris, Novembre 1989.
- [20] N. P. Tobin, B. Glynn Distribution System Losses Are Evaluated By Measurement, Transmission @ Distribution International, str. 40-43, December 1991.
- [21] E. Jordanger, K. Sand, R. Kristensen Method for Calculation of Cost of Electrical Power System Losses, SINTEF Energy Research, Norway, 2001.