

СЕКЦИЈА III: МРЕЖИ

ГРУПА 31: ДИСТРИБУТИВНИ МРЕЖИ

СТРУЧЕН ИЗВЕСТУВАЧ: д-р Рубин Талески, Електротехнички факултет - Скопје

### ИЗВЕШТАЈ НА СТРУЧНИОТ ИЗВЕСТУВАЧ

P31-01 Драгослав Рајичиќ, Ристо Ачковски и Христафил Грозданоски. "Насоки за избор на елементи на дистрибутивна мрежа со најмали специфични годишни трошоци"

Во рефератот се дадени повеќе практични насоки за избор и димензионирање на елементите на среднапонските дистрибутивни мрежи, во прв ред на трансформаторските станици СН/НН. Насоките базираат на обемни и сеопфатни анализи на специфичните годишни трошоци за дистрибутивни мрежи со различни параметри. Сите анализи се правени на идеализиран конзум со констатна површинска густина на оптоварувањето. Притоа е оперирано со актуелните цени за елементите и опремата во СН и НН дистрибутивни мрежи. За цените на изгубената електрична моќност и енергија се користени актуелните цени на преземената моќност и енергија на ниво на СН, според важечките тарифни норми.

Прашања за дискусија:

1. Дали постои статистика за површинската густина на оптоварувањето за трансформаторските станици коишто се во употреба во дистрибутивните мрежи во Република Македонија?

P31-02 Владимир Катиќ и Љубомир Николовски. "Квалитет на напонот во дистрибутивната мрежа - преглед на една студија"

Трудот претставува преглед на студија во која се вршени мерење и анализа на "загаденоста" со виши хармоници на некои дистрибутивни мрежи во Ворјовина, СР Југославија. Мерењата и анализите се направени на низок (0,4 kV) и среден напон (10 и 20 kV) во разни зони на конзумот: стамбени области, деловни области, индустриски зони, приградски и селски. Резултатите од мерењата се обработени статистички, според методите препорачани од ИЕС и SIGRE, а се споредувани со стандардот IEEE-519 за дозволеното ниво на виши хармоници. Врз основа на анализите е заклучено дека постојат поизразени виши хармоници на струјата отколку кај напонот. Исто така, загадувањето е поизразено на нискиот напон во индустриските зони.

Прашања за дискусија:

1. Дали постои согледување за квалитетот на напонот во индустриските зони во градовите на Република Македонија?
2. Дали постои потреба од вакви студии и кај нас?
3. Постои соодветна опремена и кадровски екипирана институција која би можела да ги спроведе ваквите мерења и анализи кај нас?

P31-03 Драгослав Рајичиќ, Драган Димитровски и Верица Филипова. "Заштита од индиректен допир во мрежи со различни нисконапонски системи"

Во трудот е обработена многу важна и актуелна тема сврзана со проблемот на заштита од индиректен допир кога од една трансформаторска станица среден/низок напон напојува нисконапонски системи од типот TT и TN. Авторите ги анализирале сите можни ситуации коишто можат да се јават при појава на грешка кога работат двата система. Врз основа на анализите и претпоставки коишто се реални и валидни, тие предложиле едноставен израз за проверка на можноста еден TT систем да биде врзан на иста мрежа со TN систем. На крајот, се дадени и коментари како да се постапи ако условите за паралелна работа на системите не се исполнети. Вредно е да се напомене дека во расположивата литература и технички прописи овој проблем не детално обработен, така што придонесот на трудот е од голема важност за инженерската пракса во Македонија.

Прашања за дискусија:

1. Каква е праксата во дистрибутивните организации во поглед на поврзувањето на мрежи од различни нисконапонски системи?
2. Дали постојат согледувања како овој проблем се решава во земјите коишто имаат слични или исти нисконапонски мрежи?

P31-04 Рубин Талески. "Економско вреднување на објектите во преносните и дистрибутивните мрежи - Методологија"

P31-05 Рубин Талески. "Економско вреднување на објектите во преносните и дистрибутивните мрежи - Практична примена"

Во рефератите P31-04 и P31-05 е обработен проблемот на економското вреднување на електроенергетските објекти, уважувајќи ги притоа принципите на работа што се користат при анализата на исплатливоста на инвестициите во инвестиционите програми. Не навлегувајќи во деталите на основните поставки на методологијата, накусо е образложено кои економски параметри се неопходни за вреднување на една инвестиција. Во првиот труд е објаснета методологијата за определување на времето на повраток на инвестицијата и нето сегашната вредност на инвестицијата, додека во вториот реферат се дадени практични примери како се спроведува постапката за пресмека и одлучување. Методологијата е во склад со прифатените начини на работа во целиот свет, а од неодамна задолжителна и кај нас при изготвувањето на инвестиционите програми.

Прашања за дискусија:

1. Колку оваа методологија е применлива во услови на високи камати и релативно висока инфлација?
2. Какво е влијанието на цената на електричната енергија и моќност врз исплатливоста на инвестициите во електроенергетските објекти?

P31-06 Татјана Илиевска. "Рационално користење на електричната енергија во домаќинствата"

Рационалното користење на електричната енергија е особено актуелна тема во светот денес. Во овој труд е обработен делот од оваа поширока проблематика којшто се однесува на домаќинствата. Најнапред е даден преглед на позначајните потрошувачи во домаќинствата и нивната просечна месечна потрошувачка. Во вториот дел се наведени

можностите за рационализација на потрошувачката на електрична енергија во домаќинствата.

Прашања за дискусија:

1. Дали се правени статистички анализи за специфичната потрошувачка на електрична енергија за одделните електрични апарати во домаќинствата во Република Македонија?
2. Дали во "Електростопанство на Македонија" постои служба (или екипа) која е задолжена за оваа анализа на специфичната потрошувачка на поедините електрични уреди кај потрошувачите?
3. Какви ефекти можат да се постигнат на полето на заштеда на електричната енергија во домаќинствата во услови кога цената на електричната енергија е во диспаритет со цената на енергетски поефикасните електрични уреди?

P31-07 Вангел Фуштиќ, Драгица Устапетрова и Мирко Ивковиќ. "Анализа на дијаграмот на траење на оптоварување и негова реконструкција со минимум влезни податоци"

Во трудот авторите обработуваат тема којашто нуди квалитетно решение на проблемот на дефинирање на дијаграмите на траење на оптоварувањата кога расположивите податоци за нивна конструкција се недоволни. Користејќи ги стандардните статистички постапки и методи, авторите направиле моделирање на три типа на дијаграми користејќи ги само податоците за минимално, максимално и средно оптоварување. Резултатите од моделирањето потоа се споредени со дијаграмите добиени од мерени податоци. Предмет на анализата се три групи потрошувачи: домаќинства, индустрија и мешана потрошувачка. Од анализата, за разгледуваниот конзум авторите заклучуваат дека моделирањето со помош на Гаусовата распределба дава најмали грешки.

Прашања за дискусија:

1. Дали методологијата би ги дала истите резултати ако се моделираат дијаграми на оптоварување за друг период?
2. Колку бројот на поединечни потрошувачи во анализираната група влијае врз точноста на апроксимацијата?

P31-08 Мелита Јанчевска. "Автономни и мрежни фотонапонски преобразувачи на енергија"

Во овој реферат се изложени принципите на работа и карактеристиките на фотонапонските преобразувачи на енергија. Обработени се два тип на преобразувачи од аспект на можноста за нивна работа паралелно со јавната електроенергетска мрежа: мрежни и автономни. Детално се анализирани карактеристиките што се однесуваат на квалитетот на произведената електрична енергија (напон, фреквенција и виши хармоници). Во вториот дел од трудот се прикажани некои од светските искуства, стандарди и прописи за паралелна работа на мрежните инвертори со електроенергетскиот систем.

Прашања за дискусија:

1. Дали во нашата земја постојат прописи или стандарди за поврзување на мрежни инвертори со ЕЕС?
2. Дали "Електростопанство на Македонија" има интерни прописи со кои е регулирана паралелната работа на мрежните фотонапонски претворувачи?

P31-09 Кирил Коцев и Стефан Хаџи-Костов. "Автономен фотоволтаичен систем - алтернативи при снабдување со електрична енергија на мали потрошувачи оддалечени од електричната мрежа"

Во овој труд е презентирана анализа за можноста за користење на автономни фотонапонски претворувачи за снабдување со електрична енергија на малите потрошувачи за чијашто електрификација би биле потребни значителни финансиски средства. Анализата е правена од технички и економски аспект. Во техничкиот дел е прикажан начинот на димензионирање на површината на панелите и изборот на капацитетот на акумулаторот. Во делот за економската анализа се споредувани инвестициите и трошоците на работење за "класична" електрификација и електрификација со помош на автономен фотоволтаичен преобразувач.

Прашања за дискусија:

1. Колку цената на електричната енергија од ЕЕС може да влијае врз прифатливоста и поголемата застапеност на автономните фотоволтаични системи во руралните подрачја на земјата?
2. Дали државата и/или "Електростопанство на Македонија" треба да воведат стимулативни мерки (ослободување од даноци, царини, поволни кредити и сл.) за употреба на автономните системи во деловите каде што изградбата на дистрибутивна мрежа би била сврзана со значителни инвестициони вложувања? Каква е праксата во другите држави?

# МАКЕДОНСКИ КОМИТЕТ ЗА ГОЛЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИ СИСТЕМИ-СИГРЕ, СКОПЈЕ

## ВТОРО СОВЕТУВАЊЕ НА МАКО-СИГРЕ

---

д-р Драгослав Рајичиќ, Скопје

д-р Ристо Ачковски, Електротехнички факултет, Скопје

Христафил Грозданоски, дипл.ел.инж, ЈП  $\text{\textcircled{I}}$ Електростопанство на Македонија $\text{\textcircled{I}}$ ,

Подружница  $\text{\textcircled{I}}$ Електродистрибуција $\text{\textcircled{I}}$  Охрид

### НАСОКИ ЗА ИЗБОР НА ЕЛЕМЕНТИ НА ДИСТРИБУТИВНА МРЕЖА СО НАЈМАЛИ СПЕЦИФИЧНИ ГОДИШНИ ТРОШОЦИ

#### КРАТКА СОДРЖИНА

Врз основа на направените пресметки на модел со идеализирани услови, во трудот се дадени насоки што можат да бидат корисни при избор на елементи на дистрибутивна мрежа со оптимални специфични годишни трошоци. Претпоставено е дека на целата површина: површинската густина на оптоварувањето е еднаква, сите трансформатори среден/низок напон се со еднакви номинални моќности, сите трансформатори се номинално оптоварени, сите нисконапонски изводи се изведени со кабли од ист тип и пресек и во нисконапонските изводи (без отцепи) загубата на напонот не е поголема од 3%. Од добиените резултати произлегува дека можат да се препорачаат: трансформатор со номинална моќност 630 kVA за површинските густини од 2 до 7 MVA/km<sup>2</sup>, трансформатор со номинална моќност 1000 kVA за површинските густини од 6 до 19 MVA/km<sup>2</sup> и трансформатор со номинална моќност 1600 kVA за површинските густини преку 7 MVA/km<sup>2</sup>.

#### SUMMARY

Calculations of annual expenses per square kilometre for various ideal distribution networks were made. It is supposed that: load per square kilometre is constant, all transformers medium/low voltage have the same ratings, all transformers have nominal loading, all low voltage cables are of the same type and the same cross section, voltage drop at main low voltage cables does not exceed 3%. According to the results some propositions useful in distribution network planning and designing can be formulated. It can be recommended: transformer rated 630 kVA for load density 2-7 MVA/km<sup>2</sup>, transformer rated 1000 kVA for load density 6-19 MVA/km<sup>2</sup>, and transformer rated 1600 kVA for load density over 7 MVA/km<sup>2</sup>.

**Клучни зборови:** Површинска густина на оптоварување, Оптимална густина на струја, Специфични годишни трошоци за дистрибутивна мрежа.

## 1. ВОВЕД

Во услови на пазарна економија од дистрибутивните мрежи се бара не само да ги задоволуваат соодветните критериуми за квалитет на испорачаната електрична енергија туку и нивните годишни трошоци да бидат што е можно пониски. Тоа е комплексна задача и на нејзиното правилно решавање мора да му се посвети полно внимание, при што е неопходно да соработуваат како кадрите од техничката струка така и кадрите од економската струка.

Во овој труд се дадени глобални насоки за избор на основни параметри на една дистрибутивна мрежа така што соодветните специфични годишни трошоци за мрежата да бидат најмали или од најмалите малку да се разликуваат.

Специфичните годишни трошоци се користат како помошна информација за од технички конкурентните варијанти да се избере економски најповолната. Начинот на кој се пресметуваат специфичните годишни трошоци за дистрибутивна мрежа е изложен во [1]. Тие трошоци зависат од повеќе параметри. За да се согледа влијанието на одделни параметри направени се соодветни пресметки на моделот. Притоа е претпоставено дека на целата површина:

- привидното оптоварување е рамномерно распределено по површината;
- сите трансформаторски станици среден/низок напон имаат трансформатори со еднакви номинални моќности и сите се номинално оптоварени;
- секоја трансформаторска станица среден/низок напон напојува потрошувачи на површина во вид на квадрат;
- сите нисконапонски изводи на трансформаторските станици среден/низок напон се со меѓусебно еднакви должини и изведени се со кабли од ист тип и пресек;
- оптоварувањата на нисконапонските кабли не се поголеми од трајно дозволените;
- загубата на напон во главните нисконапонски кабли не е поголема од 3%.

При пресметките на специфични годишни трошоци за дистрибутивна мрежа се земени предвид трошоците за среднонапонските ќелии во трансформаторските станици среден/низок напон. Но, не се земени предвид трошоците за соодветни среднонапонски водови. Причината за тоа е што вкупното оптоварување на една површина со произволна плоштина е пропорционално на површинската густина на оптоварувањето и на големината на плоштината и не зависи од бројот на трансформаторските станици среден/низок напон. Значи, за напојување на потрошувачите од една површина ќе се користи ист број среднонапонски водови од ист тип, независно од изборот на номиналната моќност на трансформаторите среден/низок напон. Вкупната должина на среднонапонските водови малку зависи од номиналната моќност на избраниот трансформатор среден/низок напон.

При пресметките се користени цените за нисконапонски водови и трансформаторски станици со кои се работи во ЈП „Електростопанство на Македонија“. За површинските густини од 1 до 50 MVA/km<sup>2</sup> се пресметани специфични годишни трошоци за дистрибутивни мрежи земајќи различни вредности на параметрите на елементите на мрежата и различни цени. Добиените резултати претставуваат основа за извлекување заклучоци што можат да се користат како практични насоки при планирање на дистрибутивни мрежи во соодветни услови.

Во овој труд под терминот површинска густина на привидно оптоварување се подразбира површинска густина при врвно привидно оптоварување.

## 2. СПЕЦИФИЧНИ ГОДИШНИ ТРОШОЦИ ЗА ВАРИЈАНТИ НА ДИСТРИБУТИВНА МРЕЖА

Според [1], специфичните годишни трошоци за дистрибутивна мрежа можат да се пресметаат со следнава равенка:

$$D' = \frac{\sigma}{S_{\text{НОМ.}}} \cdot \left[ n \cdot p_{\text{в.}} \cdot E_{\text{вод}}(F) \cdot l' + \frac{1,6 \cdot R(F) \cdot C \cdot l' \cdot S_{\text{НОМ.}}^2}{3 \cdot U_{\text{НОМ.}}^2 \cdot n} + p_{\text{т.с.}} \cdot E_{\text{т.с.}}(S_{\text{НОМ.}}, n) + \Delta P_{\text{тр.}}(S_{\text{НОМ.}}) \cdot C \right], \quad (1)$$

каде што е:

$$C = 12 \cdot c_m + \tau \cdot c_e, \quad (2)$$

$$l = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\frac{S_{\text{НОМ.}}}{\sigma}} \quad (3)$$

$$l' = k \cdot l \quad (4)$$

и

$n$  – број на нисконапонски изводи по трансформаторска станица среден/низок напон;

$F$  – плоштина на напречниот пресек на нисконапонските изводи;

$S_{\text{НОМ.}}$  – номинална моќност на трансформатор среден/низок напон;

$E_{\text{вод}}(F)$  – инвестициони трошоци за нисконапонски извод со единична должина и со плоштина на напречниот пресек  $F$ ;

$E_{\text{т.с.}}(S_{\text{НОМ.}}, n)$  – инвестициони трошоци за трансформаторска станица среден/низок напон, со трансформатор чија номинална моќност е  $S_{\text{НОМ.}}$ , со две изводни среднонапонски ќелии, со среднонапонска трафо ќелија и со нисконапонска табла за  $n$  нисконапонски изводи;

$c_m$  – просечна месечна цена на изгубен kW врвна електрична моќност во мрежата;

$c_e$  – просечна цена на kWh изгубена електрична енергија во мрежата;

$\tau$  – годишно време на загуби;

$R(F)$  – активна отпорност на водот, со напречен пресек  $F$ , по единица должина, при температура од 40 °C;

$\Delta P_{\text{тр.}}(S_{\text{НОМ.}})$  – загуби на активна моќност во трансформаторот среден/низок напон со номинална моќност  $S_{\text{НОМ.}}$ , при номинално оптоварување;

$\sigma$  – површинска густина на привидното оптоварување;

$k$  – фактор на зголемување на должината на нисконапонските изводи заради неможноста од поставување по идеални траси;

$p_{\text{в.}}$  – фактор со кој треба да се помножат инвестициите за еден нисконапонски вод, за да се добијат неговите годишни трошоци што не зависат од оптоварувањето (во пресметките е користена вредноста  $p_{\text{в.}} = 0,12$ );

$p_{\text{т.с.}}$  – фактор со кој треба да се помножат инвестициите за една трансформаторска станица среден/низок, за да се добијат

нејзините годишни трошоци што не зависат од оптоварувањето (во пресметките е користена вредноста  $p_{т.с.} = 0,15$ );

$U_{ном.}$  – номинален напон на нисконапонските водови (во пресметките е користена вредноста  $U_{ном.} = 400 \text{ V}$ );

$l$  – должина на нисконапонските изводи.

Во рамките на ова истражување направени се обемни пресметки со цел да се согледаат влијанијата на одделни параметри на дистрибутивна мрежа врз нејзините специфични годишни трошоци. Притоа се земени предвид:

- површинските густини на привидното оптоварување од  $1 \text{ MVA/km}^2$  до  $50 \text{ MVA/km}^2$ , при фактор на моќност 0,95;
- номиналните моќности на трансформаторите среден/низок напон од 400, 630, 1000 и 1600 kVA;
- четири и осум нисконапонски изводи по трансформатор среден/низок напон;
- нисконапонските кабли со спроводници од алуминиум и номинални плоштини на напречните пресеци од 95, 120, 150, 185, 240 и  $300 \text{ mm}^2$ ;
- вредноста на  $C$  од 8000, 10000 и 12000 денари по kW и година;
- вредностите на  $E_{вод}(F)$  и  $E_{т.с.}(S_{ном.}, n)$  како во [1] и зголемени за 20%.

Заслужува да се нагласи дека за секоја површинска густина на оптоварувањето се формирани дистрибутивни мрежи со сите комбинации на разгледуваните параметри. Притоа, за секоја дистрибутивната мрежа е проверувано дали таа претставува технички прифатливо решение. Проверувано е дали се задоволени техничките ограничувања, т.е.

- дали оптоварувањата на нисконапонските изводи не се поголеми од трајно дозволените и
- дали загубата на напонот во нисконапонските изводи не е поголема од 3%.

Отфрлани се сите варијанти во кои барем еден од наведените технички услови не е задоволен.

### 3. РЕЗУЛТАТИ ОД ПРЕСМЕТКИТЕ

За избраната површинска густина на привидното оптоварување добивани се повеќе варијанти дистрибутивни мрежи што ги задоволуваат наведените технички услови. За тие варијанти се пресметувани специфични годишни трошоци. Пресметката на специфични годишни трошоци е правена со помош на равенката (1). Потоа, за да се согледа нивниот економски приоритет, варијантите се подредувани според растечките специфични годишни трошоци.

Во табелата I е прикажан дел од добиените резултати. За секоја површинска густина на привидното оптоварување во табелата I е дадена варијантата со најмали специфични годишни трошоци. Тие трошоци се означени со 100% и соодветното поле е засенчено. Покрај таа варијанта се прикажани и другите варијанти чии специфични годишни трошоци не се поголеми за повеќе од 7% од најмалите.

Резултатите во табелата I се добиени за  $C = 10000 \text{ денари} \cdot \text{kW}^{-1} \cdot \text{година}^{-1}$ . Вредностите на другите големини во равенката (1) се земени како во трудот [1]. Никој не може да тврди дека сите тие вредности се апсолутно точни и дека нема да



се менуваат со текот на времето. Поради тоа и добиените резултати треба да се земат со соодветна доза на претпазливост. Всушност, варијантите чишто специфични годишни трошоци малку меѓусебно се раликуваат треба да се сметаат за практично рамноправни. За секој конкретен случај, по пат на дополнителни анализи, треба да се дојде до релевантни информации што ќе помогнат за донесување одлука.

Табела I Специфични годишни трошоци за дистрибутивни мрежи со различни параметри – изразени во проценти од најмалите

σ	Процентуални вредности на специфични годишни трошоци																		
	Номинална моќност на трансформатор																		
	400 kVA		630 kVA				1000 kVA				1600 kVA								
MVA /km <sup>2</sup>	Број на изводи и плоштина на напречен пресек на секој извод – изразена во mm <sup>2</sup>																		
	4× 300	4× 240	4× 150	8× 150	8× 120	8× 95	4× 300	4× 240	4× 185	4× 150	8× 240	8× 185	8× 150	8× 120	4× 300	8× 300	8× 240	8× 185	
1	106,9	100																	
2			105,1	105,2			100												
3					103,9		103,2	100											
4					103,8	103,4	102,9	100			106,8								
5					105,9	105,6	104,9	102,1	100			101,8							
6					105,8	105,4	104,6	102,0	100		106,0	100,7							
7							106,6	104,1	102,1	102,3		101,9	100						
8									106,6	106,8		105,5	103,6		100	103,7			
9												105,4	103,6		100	102,9			
10												105,3	103,6	103,6	100	102,2			
11												105,2	103,5	103,6	100	101,6	100,4		
12												105,3	103,7	103,7	100,1	101,2	100		
13												105,7	104,1	104,2	100,6	101,2	100		
14												106,1	104,5	104,6	101,0	101,2	100		
15												106,5	104,9	105,0	101,4	101,2	100		
16												106,8	105,3	105,4	101,8	101,1	100		
17													105,7	105,7	102,2	101,1	100		
18													106,0	106,0	102,5	101,1	100	100,3	
19													106,3	106,3	102,8	101,1	100	100,3	
20													106,6	106,6	103,1	101,1	100	100,3	
30															105,4	101,0	100	100,2	
40															107,0	100,9	100	100,2	
50																100,8	100	100,2	

Со цел да се провери како промените на вредноста на  $C$  влијаат врз редоследот на варијантите подредени според големината на нивните специфични годишни трошоци, направени се две комплетни дополнителни пресметки. Во едната од нив е сметано со вредноста  $C = 8000$  денари  $\cdot kW^{-1} \cdot година^{-1}$ , а во другата е сметано со вредноста  $C = 12000$  денари  $\cdot kW^{-1} \cdot година^{-1}$ . Добиените резултати укажуваат дека, притоа, имало промени во списоците (т.е. редоследите) направени според растечките специфични годишни трошоци на варијантите, во однос на тие добиени за  $C = 10000$  денари  $\cdot kW^{-1} \cdot година^{-1}$ . Меѓутоа, иако во резултатите од двете дополнителни пресметки вкупниот број на промените е 42 (од вкупно два пати по 117 варијанти), тие се јавуваат кај варијантите помеѓу чишто специфични годишни трошоци во табелата I постои мала разлика. Таа разлика не е поголема од 0,5% во 71,43% случаи, не е поголема од 1% во 21,43% случаи и не е поголема од 1,6% во

7,14% случаи. Тоа укажува дека при промена на вредноста на  $C$  за  $\pm 20\%$ , во најголем број на случаи нема промени во редоследот на варијантите според растечките специфични годишни трошоци, а во случаите кога таквите промени се јавуваат во нив учествуваат варијантите чишто специфични годишни трошоци меѓусебно малку се разликуваат.

Освен тоа, со цел да се провери како промените на инвестиционите трошоци за нисконапонските изводи и за трансформаторските станици среден/низок напон влијаат врз редоследот на варијантите подредени според големината на нивните специфични годишни трошоци, направена е уште една дополнителна пресметка. Во таа пресметка се земени за 20% повисоки вредности за инвестиционите трошоци за нисконапонските изводи и за трансформаторските станици среден/низок напон од тие дадени во [1]. Добиените резултати укажуваат дека, притоа, имало промени во списоците направени според растечките специфични годишни трошоци, во однос на тие добиени пред зголемувањето на инвестиционите трошоците за 20%. Промени имало само во 23 случаи. Во 69,6% од тие случаи во промените учествувале варијанти чишто специфични годишни трошоци во табелата I меѓусебно не се разликуваат за повеќе од 0,5%. Во останатите 30,4% случаи во промените учествувале варијантите чишто специфични годишни трошоци во табелата I меѓусебно не се разликуваат за повеќе од 1,6%. И тука, најголемиот број варијанти не ја менуваат својата позиција во редоследот на варијантите според растечките специфични годишни трошоци.

Врз основа на добиените резултати можаат да се направат неколку констатации.

Прво, конкурентноста на трансформатори среден/низок напон со определена номинална моќност е ограничена на соодветен интервал на површински густини на привидното оптоварување. Така, трансформаторите со номинална моќност 400 kVA се конкурентни за површинските густини на привидното оптоварување до  $2 \text{ MVA/km}^2$ , трансформаторите со номинална моќност 630 kVA се конкурентни за површинските густини на привидното оптоварување од 2 до  $7 \text{ MVA/km}^2$ , трансформаторите со номинална моќност 1000 kVA се конкурентни за површинските густини на привидното оптоварување од 6 до  $19 \text{ MVA/km}^2$  и трансформаторите со номинална моќност 1600 kVA се конкурентни за површинските густини на привидното оптоварување преку  $7 \text{ MVA/km}^2$ .

Второ, ако за секоја површинска густина на привидното оптоварување се направи редослед на варијантите од табелата I, во кој тие се подредени според растечките специфични годишни трошоци, може да се констатира дека тој редослед малку ќе се промени при промена на вредноста на  $C$  за  $\pm 20\%$ . Таму каде што има промена на редоследот, во неа учествуваат варијантите чишто специфични годишни трошоци во табелата I најчесто се разликуваат за помалку од 0,5%, а во ниеден од случаите разликата не била поголема од 1,6%.

Трето, ако за секоја површинска густина на привидното оптоварување се направи редослед на варијантите од табелата I, во кој тие се подредени според растечките специфични годишни трошоци, може да се констатира дека тој редослед малку ќе се промени ако за 20% се зголемат инвестиционите трошоци за нисконапонските водови и трансформаторските станици среден/низок напон. Таму каде што има промена на редоследот во неа учествуваат варијантите чишто специфични годишни трошоци во табелата I најчесто се разликуваат за помалку од 0,5%, а во ниеден од случаите разликата не била поголема од 1,6%.

Четврто, за дадена површинска густина на привидното оптоварување, избрана номинална моќност на трансформаторот среден/низок напон и избран број на нисконапонски изводи по трансформатор, најмали специфични годишни трошоци има варијантата во која густината на струјата на почетокот на нисконапонските изводи најмалку се разликува од оптималната густина на струја. (Во трудот [1] е покажано како се определува оптимална густина на струја.)

Петто, кај повеќе површински густини на оптоварувањето има варијанти чиишто специфични годишни трошоци меѓусебно се разликуваат за помалку од 2%. Тие можат да се сметаат за рамноправни, бидејќи во случај на промена на цените на енергијата или на опремата, или на некој друг параметар во равенката (1), можно е таа разлика да добие друга вредност, па дури и нејзиниот знак да се смени.

#### **4. ПРАКТИЧНИ НАСОКИ ЗА ИЗБОР НА ЕЛЕМЕНТИ НА ДИСТРИБУТИВНА МРЕЖА**

Врз основа на констатациите од третото поглавје можат да се дадат практични насоки за избор на елементи на дистрибутивна мрежа на едно подрачје со позната површинска густина на привидното оптоварување.

Најнапред, врз основа на познатата површинска густина на привидното оптоварување и првата констатација од поглавјето 3 се избира номинална моќност на трансформатор среден/низок напон.

Следува усвојување на бројот на нисконапонските изводи.

Потоа треба да се избере материјал и плоштина на напречниот пресек на спроводниците на нисконапонските изводи. Притоа, од варијантите што ги задоволуваат техничките ограничувања (т.е. кај кои оптоварувањата на нисконапонските изводи не ги надминуваат нивните најголеми дозволени вредности и загубата на напонот во нисконапонските изводи не е поголема од 3%) се дава приоритет на варијантата кај која густината на струјата на почетокот на нисконапонските изводи е најблиску до оптималната густина на струја за актуелните услови.

Во претходниот процес може да се случи при изборот на номиналната моќност на трансформаторот среден/низок напон или при изборот на бројот на нисконапонските изводи да не сме сигурни која вредност треба да се усвои. Во тој случај ги земаме во натамошна обработка двете можности. Така ја елиминираме можноста од некоректно усвојување. Навистина, така малку ја отежнуваме работата, бидејќи со таквиот пристап се зголемува бројот на конкурентните варијанти, но тоа е во прилог на точноста.

#### **5. ЗАКЛУЧОК**

Врз основа на резултатите од обемните истражувања на модел во кој површинската густина на привидното оптоварување е еднаква по целата површина, формулирани се неколку констатации. Тие можат да бидат корисни при дефинирање практични насоки за планирање и проектирање на дистрибутивни мрежи во реални услови. Иако во реалноста тешко можат да се најдат поголеми површини со наполно еднаква густина на привидното оптоварување, во современите

населби не се ретки големи реони кај кои разликите во површинската густина се релативно мали.

Изложениот пристап нема за цел да покаже дека е можен рационален избор на елементите на дистрибутивна мрежа без користење конкретни економски показатели туку да ја потенцира потребата од нивното користење, намалувајќи го бројот на конкурентните варијанти што ги задоволуваат техничките ограничувања, помеѓу коишто треба да се одбере економски најповолната.

## 6. ЛИТЕРАТУРА

- [1] Д. Рајичиќ, Х. Грозданоски: ì Специфични годишни трошоци за дистрибутивни мрежи í, Второ советување на МАКО СИГРЕ, Септември 1998 година.

д-р Владимир Катиќ , ФТН - Институт за енергетика и електроника, Нови Сад

д-р Љубомир Николоски, ЕТФ - Скопје

## **КВАЛИТЕТ НА НАПОНОТ ВО ДИСТРИБУТИВНАТА МРЕЖА - ПРЕГЛЕД НА ЕДНА СТУДИЈА**

### **КРАТКА СОДРЖИНА**

Во овој труд дадеана е анализа на резултатите од мерењата на вишите хармоници на територијата на ЈП Електровојводина кои се спроведени во повеќе наврати во периодот од 1992 до 1997 година. Мерењето е извршено на нисконапонски (0,4kV) и средно-напонско (10 KV или 20 kV) собирници кај потрошувачи кои се групирани во три групи (области) и неколку подгрупи: 1. Потрошувачи во градовите (Нови Сад и Суботица) со подгрупи: станбени области, пословни области и згради, индустриска област, универзитетски центар, и мешовити области (пословно-трговски и станбени), 2. Вонградски потрошувачи со подгрупи: приградска област, помали населени места и селски области и 3. Големи индустриски потрошувачи. Резултатите се обработени и преставени статистички, според методите препорачани од SIGRE и од ИЕС, во форма на кумулативна веројатност на THD и со усреднет спектар на напонот и струјата и спореди се со IEEE - 519 стандардот. Се покажува дека во мрежата има изразени хармоници на струјата, додека хармониците на напонот се во дозволените граници.

**клучни зборови:** виши хармоници, мерење, квалитет на електрична енергија

### **SUMMARY**

In this paper we give the analysis of the measuring results of harmonic content in the power company of Electrovojvodina. The measurements are carried out in the time between 1992 and 1997 in the low (0,4kV) and middle (10kV or 20 kV) voltage level. The loads are grouped in several types, such as: 1: Loads in big towns (Novi Sad and Subotica) with subgroups: settlement area; business area; industrial area; university campus, mixed area (business, trade and settlement). 2. Country areas, grouped in subgroups as: suburbs; small towns; and villages. 3. Big industrial loads: The results are statistically analysed and presented by the methods recommended by

CIGRE and IEC, and compared with the IEEE 519 standard. The results show that there are big current harmonics, but voltage harmonics are under permitted limits.

**key words:** harmonics; measurements; power quality

## 1 ВОВЕД

Првите мерења на вишите хармоници во мрежата на ЈП Електровојводина започнаа после реализацијата на мерниот систем и софтверскиот пакет за мерење и анализа на вишите хармоници (\*\*МАН\*\*) во 1992, кога се изврши испитување, а во текот на 1993 година и прелиминарните мерења [1]. Мерењата се продолжени во мај 1995 година и со помали прекини заради интервенции, баждарење и ситни поправки а се завршија во февруари 1997. Последното мерење се повтори во ноември 1997 година. Поединечните мерни циклуси траеја по 7 дена, најчесто со интервал од по 10 минути. Мерењата се вршени во разни метеоролошки услови, годишно доба и на локации кои се карактеризираат со различни типови на потрошувачи. Потрошувачите се поделени во три групи (области) и во неколку подгрупи:

- 1 Во областите на поголемите градови (Нови Сад и Суботица) издвоени се 5 карактеристични типови потрошувачи: 1. Станбени области, 2. Пословни области и згради, 3. Индустриски области, 4. Универзитетски центар и 5. Мешовити области (пословно-трговски-станбени).
- 2 Во вонградските области потрошувачите се поделени во три зони: 1. Приградски населби, 2. Помали населени места и 3. Селски области.
- 3 Како посебна група се третираат големите индустриски потрошувачи.

Во секоја подгрупа реализирани се неколку мерења на најпогодните локации, кои се издвојуваат со одредени потесни карактеристики на потрошувачите. Вкупно изведени се 49 мерни циклуси на 37 локации во Нови Сад, Суботица и уште во 10 градови и села во Војводина во ефективно трење од околу 480 денови или 16 цели месеци непрекинато. Извршени се околу 300000 поединечни мерења и собрани се 600 МВ резултати кои се спакувани во 150 дискети.

Резултатите се обработени и преставени во временски домен и статистички, според методите кои се препорачани од CIGRE и од IEC. Прикажани се карактеристичните резултати од мерењата и споредени се со IEEE-519 стандардите [2] и тоа во вид на временски дијаграм на промена на вкупната хармониска дисторзија(изобличување) на струјата (THDI) и напонот (THDU), кумулативната веројатност на појава на одредено ниво на THDI и THDU, и усреднет спектар на струјата и напонот по мерните локации, подгрупи и групи потрошувачи. Како главен критеријум за оценување на нивото на присуството на виши хармоници послужи вредноста на THDU или THDI, што не беше надмината во 95% случаи (време). Во овој кус приказ ќе бидат преставени некои поинтересни резултати од анализата и конечните заклучоци од мерењата.

## **2 АНАЛИЗА НА РЕЗУЛТАТИТЕ**

### **2.1. Анализа на резултатите за потрошувачите од станбените области**

Преку анализата од временскиот дијаграм на вкупната хармониска изобличеност на струјата (THDI) може да се забележи дека карактеристичниот облик на оваа функција се јавува кај сите локации на мерењето. Тој ги следи дневните активности во домаќинството, односно нивото на THDI е исклучително низок во касните ноќни саати и во раните утрински саати, благо се зголемува во текот на претпладнето, а потоа нагло скокнува во касните попладневни часови и при вечерните часови. Максимумот секогаш се забележува на почетокот на ноќта (меѓу 19 и 20 часот) и таа вредност воглавно се задржува до околу 22 часот или 23 часот, кога нагло паѓа на исклучително ниски вредности [3]. Најголем удел во THDI имаат третиот и петтиот хармоник, со тоа што третиот беше најизразен. Споредено со граничните вредности од стандардот IEEE-519, се гледа дека тие воглавно се надминуваат во касните вечерни часови и во првите ноќни часови, кога износот на третиот хармоник е недопуштено висок. Ваквите резултати упатуваат на заклучокот дека главни причинители за високото хармонично загадување се мрежните исправувачи и стабилизаторите за напон кај ТВ приемниците, како и други слични енергетски претворувачи во останатите куќни електронски апарати (видео, аудио уреди, комјутери и слично).

Во областите каде покрај станбен простор има и помали работилници, трговски работилници, канцеларии и слично, се забележува нешто поголем износ на нивото на хармониците во предпладневните часови, при што спомнатиот карактеристичен облик во другите делови на денот останал ист. Сличен дијаграм на дневната промена се забележува и при мерењето на вкупното хармониско изобличување на напонот (THDU), при што не се воочени деформации повеќе од пропишаните 5%.

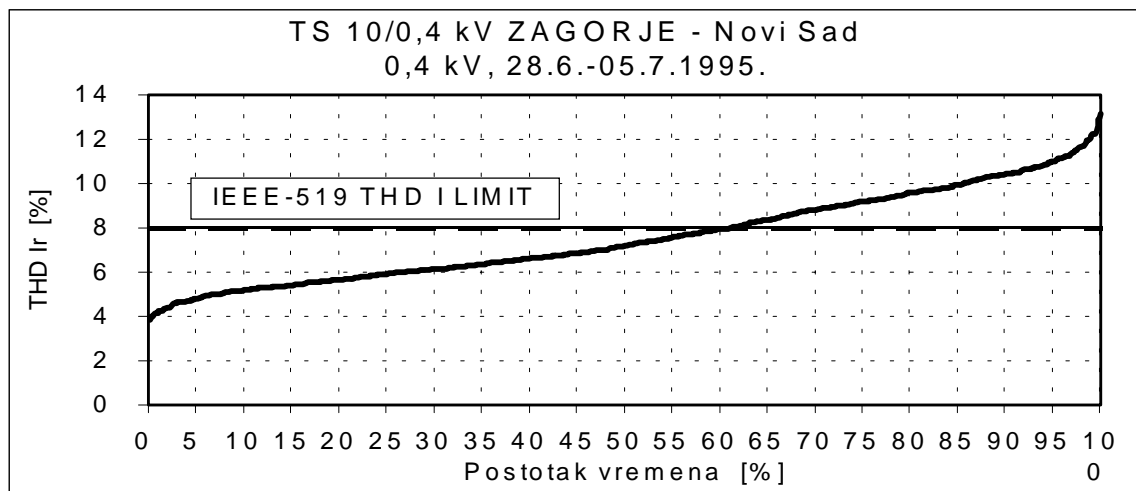
Статистички обработени резултати покажуваат дека кај ТС "Загорје" при првото мерење во 1993 година, 36% од брановите облици на струјата биле изобличени повеќе од границата од 8%, додека во повторното мерење во 1995 година тој процент бил 40% (слика 1). Кај ТС "Купалиште" најдено е 36% загадени бранови облици на струјата, кај ТС во "Горенјска" улица (Суботица) околу 18%, а кај ТС "Романиска" само 4%. Ако се сумираат сите резултати на мерењето во станбената зона на Нови Сад и во Суботица на 0,4kV (слика 2), се гледа дека вкупното хармонично изобличување на струјата (THDI) ја надминува границата од 8%, како за максималната вредност, така и во 95% веројатност, што укажува дека постои веројатност за појавување на негативни ефекти на вишите хармоници. Од поединечните хармоници, 3 - тиот и 5-тиот се најизразени и многу се блиски до дозволените граници.

Хармониското изобличување на напонот (THDU и HDUn), не покажува знатни вредности, односно максимално забележаните изнесуваат двај 5% од дозволените.

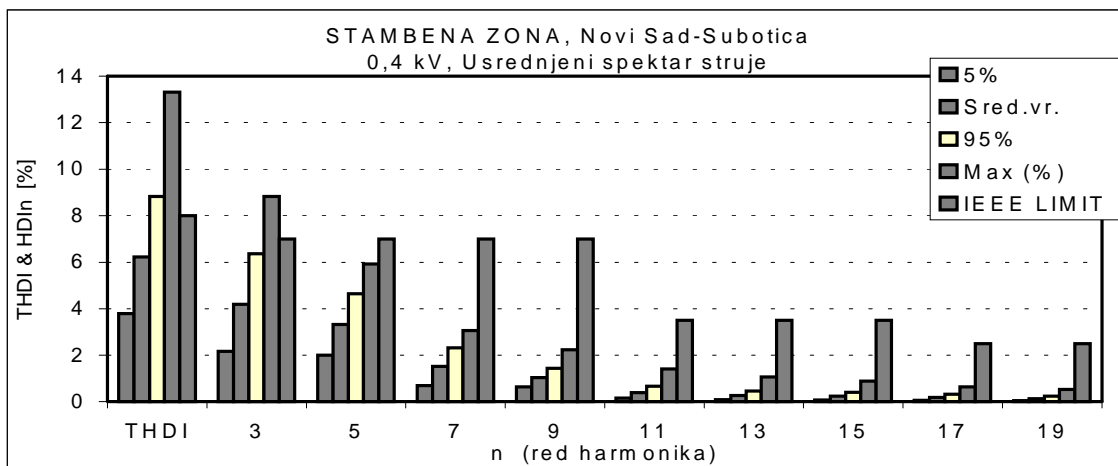
### **2.2 Анализа на резултатите кај потрошувачите од зоната на пословни области и згради**

Кај пословните области и згради, се анализираат случаите на хармонични изобличувања на 0,4 kV (2 локации) и 10 kV (3 локации). Како што можеше да се очекува, хармониците на струјата на 0,4kV се поизразени, и усреднетиот спектар покажува дека THDI (95%) го надминува границата од 8%. Од индивидуалните хармоници изразени се 3-ти, 5-ти и 7-ми, што укажува на влијанието на регулираните електромоторни погони (еднонасочни електромоторни погони, лифтови и сл.) На 10 kV ниво нема поизразени хармоници на струјата.

Во оваа област нема поизразени хармоници на напонот, односно нивото на хармониците е под 50% одошто дозволеното и на 0,4kV и на 10kV.



сл.1. - ТС 10/04 kV ЗАГОРЈЕ: Кумулативна веројатност на појава на THDI.



сл.2-Усреднет спектар на струјата во станбената зона на градовите во Војводина (Нови Сад, Суботица).

### 2.3 Анализа на резултатите за потрошувачи од мешовитата зона (трговско-пословно-станбена)



Во мешаната (трговско-пословно-станбена), која обично ги покрива централните делови на градот, мерењата се изведени на една локација од напонското ниво 0,4 kV, но во два наврати (1993 и 1995) година. Резултатите од тие мерења, како и нивната статистичка обработка, не покажале постоење на значајни изобличувања на струјата или напонот. Но, мерењата на 10 kV кои ги опфатија пословно-трговскиот центар и театарот, покажуваат значајни изобличувања на струјата, особено заради појавата на 5-тиот хармоник, кој заедно со вкупното хармониско изобличување (THDI) битно ги надминува дозволените граници (слика 1). Сепак, тоа не довело до позначајно вредност на хармониското изобличување на напонот на 10 kV.

#### **2.4   Анализа на резултатите за потрошувачите од индустриската зона**

Во индустриската зона на градовите во Војводина мерењето е извршено во Нови Сад, Суботица и во два помали градови (Бечеј и Бачка Паланка). Сите мерења беа на 10 kV собирници и тие покажа многу големи варијации на хармониците во мрежата.

Како и во претходните случаи, хармониците на струјата се поизразени, но воглавно тие се на границата или нешто малку под дозволеното ниво. Има битни разлики во нивото меѓу резултатите забележани во Нови Сад и во помалите градови од една и Суботица од друга страна. Во вториот случај нема позначајни износи на хармониците, што не може да се припише на поквалитетни погони или пак на нивната линеарност. Најверојатна причина е работата на индустријата со различни (воглавно низок) ниво на искористеност на капацитетите, што е карактеристично за пост-санкцискиот период, па и до ден денеска.

Хармониците на напонот немаат поголеми недозволености, но воочливо е знатно присуство на 5-тиот хармоник во мрежата. Нивното вкупно ниво е под 50% од дозволеното. Меѓутоа, во случај на работа на индустријата со полн капацитет, нивото на THDU нешто ќе се зголеми, но прашање е дали и над дозволените 5%.

Така, индустриската зона останува најзначаен потенцијален извор на хармоници. Истовремено, во неа се наоѓа и добар дел од опремата и уредите чија функција може да биде пореметена заради присуството на вишите хармоници во мрежата. Тоа налага потреба за натамошно следење и подетални анализи на хармониците во оваа област, како и собирање на податоци за невообичаени (или необјаснети) откази на работата на поедини погони во индустријата.

#### **2.5.   Анализа на резултатите за потрошувачите од универзитетската зона**

Во универзитетската зона (кампусот) забележани се значајни вредности на вкупната изобличеност на струјата, а особено 3-от, 5-от и 7-от хармоник, но тие износи не ја надминуваат граничната вредност. Слично може да се заклучи и за хармониците на напонот, кои се знатно под граничната вредност (помали се од 50%

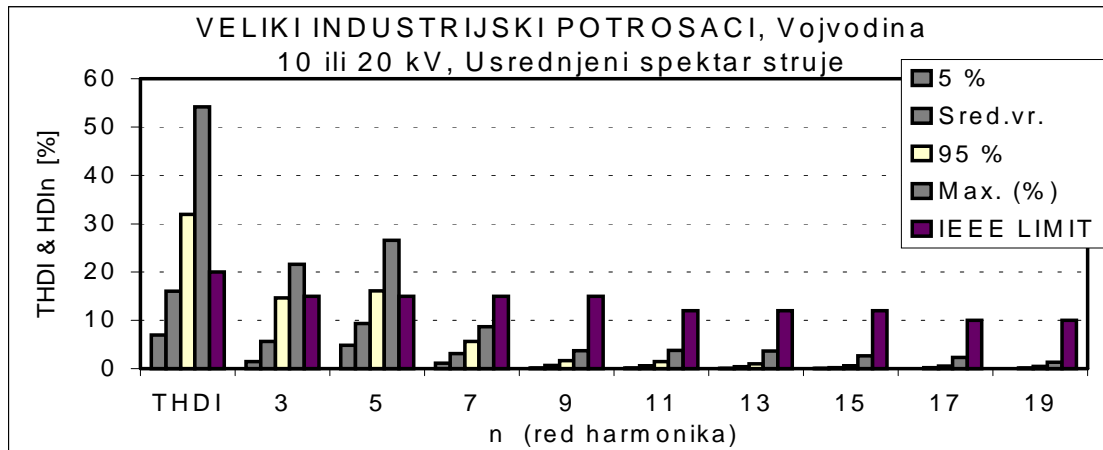
од дозволеното ниво), освен 5-тиот хармоник кој е околу 70% од граничната вредност.

## 2.6 Анализа на резултатите од мерењата за потрошувачите од вонградската зона

Во вонградската зона се посматраат хармониците кај селските и приградските населби на 20 kV изводи. Анализирајќи ги овие резултати и нивните усреднети спектри, може да се уочи дека освен поединечни случаи, нема битно хармонично изобличување на струјата ниту на напонот. Од поединечните хармоници, најизразени се 3-от, 5-от и 7-от.

## 2.7 Анализа на резултатите од мерењето кај големите индустриски потрошувачи

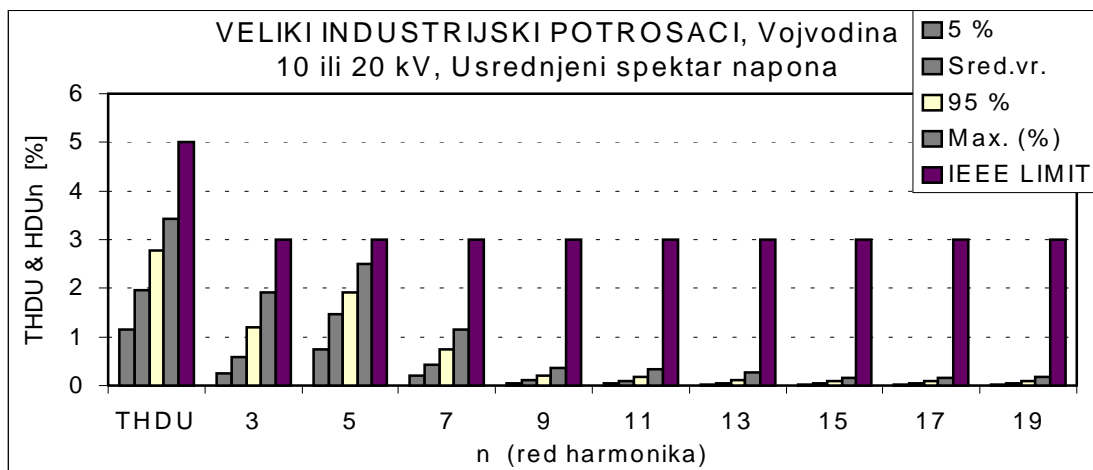
Големите индустриски потрошувачи преставуваат најзначајните извори на виши хармоници во дистрибутивната мрежа, што го потврдија и мерењата. Уочено е значајно изобличување на струјата, било на нивото 0,4 kV, кое е најчесто во внатрешноста на енергетскиот систем на самиот потрошувач, било на 10kV или 20 kV. Во обата случаи надминати се дозволените гранични вредности за THDI и за 5-тиот хармоник, во вториот случај и за 3-тиот (слика 3). На 0,4 kV приметен е висок износ и на 7-иот и 11 -тиот хармоник, што упатува на присуство на регулирани електромоторни погони со трифазни исправувачи.



сл. 3- Усреднет спектар на СТРУЈАТА кај големите индустриски потрошувачи на 10 или 20 kV.

Хармониците на напонот на 0,4 kV исто така се над или на самата граница на дозволените, што укажува на можностите за појава на некои негативни ефекти на присуството на вишите хармоници во мрежата. На 10 kV или на 20 kV ниво овие хармоници и THDU се под граничната вредност, но хармонискиот капацитет на мрежата веќе е добро искористен (слика 4). Натamoшните приклучувања на потрошувачи со нелинеарна карактеристика на такви собирници би можеле да

доведат до озбилни изобличувања на напонот, што би ги загрозило другите, линеарни потрошувачи. И овде најизразени се 3-от, 5-от и 7-от хармоник.



сл.4-Усреднет спектар на НАПОНОТ кај големите индустриски потрошувачи на 10 kV и 20 kV

#### 4. ДИСКУСИЈА НА РЕЗУЛТАТИТЕ

Вез основа на прикажаните резултати од статистичката обработка, се гледа дека позначајни отстапувања од граничните вредности измерени се само за **хармониците на струјата** и тоа воглавно во станбените области, кај поедини пословно-трговски објекти и кај индустриските потрошувачи (било да се во склопот на индустриските зони по градовите, било како големи поединечни потрошувачи). Имаше повеќе поединечни случаи на изразити деформации на брановиот облик на струјата, но тие траеа воглавно кратко, па третирали се како случајни појави, односно не влегуваа во вредноста со 95% веројатност. Врз основа на усреднетите спектри, се гледа дека во мрежата се појавуваат релативно скромни број хармоници - до 19 - тиот.

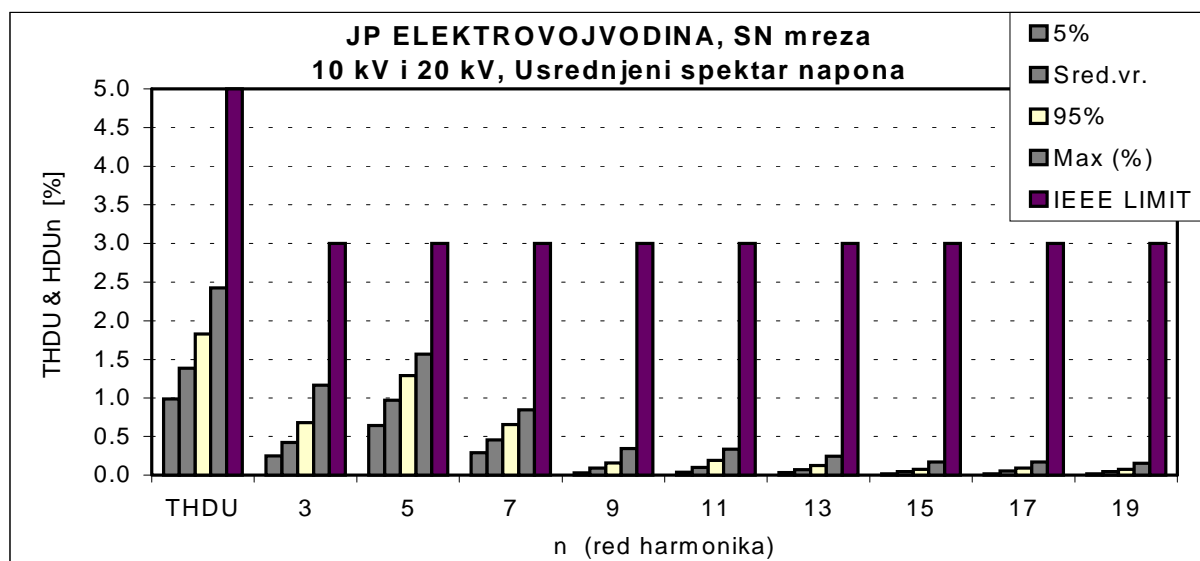
Може да се уочи извесна законитост на појавувањето на значајни нивои на виши хармоници во станбените области - тие воглавно се појавуваат во вечерните часови. Објаснувањето лежи во фактот дека се работи за област која се карактеризира со голем број истовремено приклучени нелинеарни потрошувачи со мали моќности, од кои најголемиот дел го сочинуваат ТВ апаратите. Во прилог на ова е и фактот што од поединечните хармоници со поголем интензитет, се појавуваат само 3-тиот и 5-тиот, што е карактеристично за монофазните исправувачи.

Кај поедини пословни згради и пословно-трговски центри, влијанието на регулираните електрични погони на лифтовите, климатизацијата, подвижните скали, осветлувањето и сл., предизвикуваат поизразени хармоници од 5-ти, 7-ми и 11-ти ред.

Најголеми износи на хармониците се, како што и се очекуваше, се јавуваат кај индустриските потрошувачи. Овде изворите се најразлични, заситени електрични

машини и друго. Најсериозно влијание врз мрежата се забележува при работата на електролачната печка во ливницата во Кикинда. Тогаш се надминати границите и за струјата и за напонот Ваквиот потрошувач е особено незгоден за мрежата, и затоа, за неговата работа треба да се создадат посебни услови.

Меѓутоа, и покрај изразените хармоници на струјата во мрежата, **хармониците на напонот** скоро секогаш се движат во дозволените граници. Нивниот спектар е нешто понизок од спектарот на струјата, така што може да се заклучи дека доминантните хармоници воглавнио се од ред понизок од 19. Насликите 5 и 6 прикажани се вкупните резултати на мерењата после статистичката обработка за SN и NN мрежа соодветно. Гледаме дека нивото на хармониците во NN мрежа е повисоко одошто во SN мрежа, но сепак знатно пониско од дозволените граници. Тоа укажува дека мрежата е доволно моќна за постоечкиот степен на хармониско загадување и дека постојат солидни резерви за хармониски капацитет.

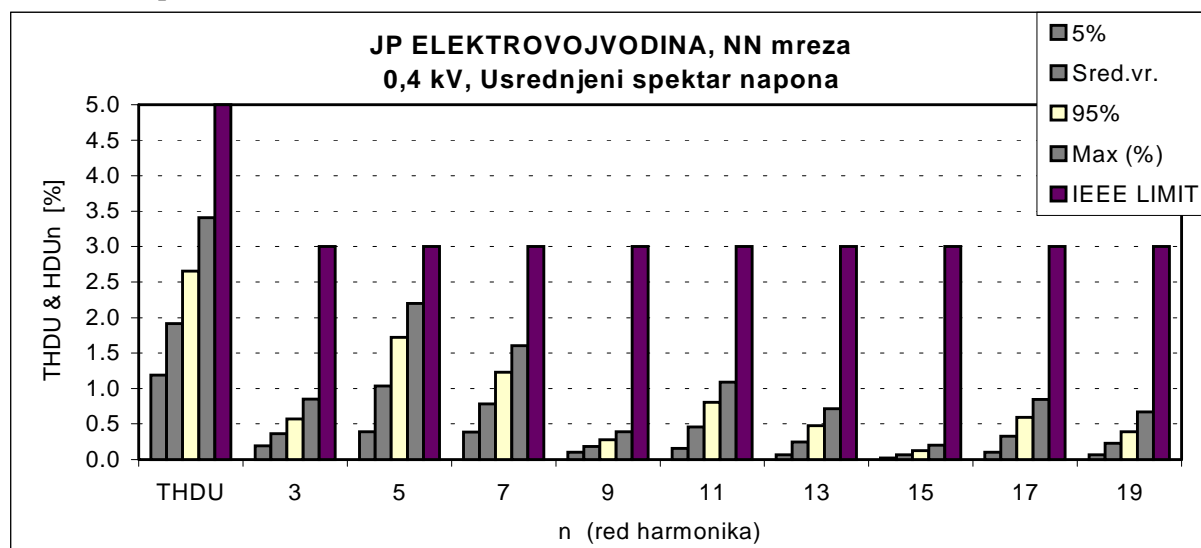


сл.5-Усреднет спектар за НАПОНОТ за SN мрежа на ЈП Електровојводина, за 10 и 20 kV.

Како референтни вредности за квалитетот користени се граничните вредности (лимита) дадени во стандардот IEEE-519 [2]. За третираното загадување и регистрираниот спектар тие се покажале дури и премногу рестриктивни, бидејќи пречекорувањето на лимитот за хармониците на струјата не предизвика очекувано зголемување на хармониците на напонот. Покрај овие лимити, треба да ги спомениме и оние кои ги издадоа меѓународните организации IEC и CIGRE [4,5]. CIGRE дава два комплекта на лимити - горни и долни. Горните лимити, кои се прифатени од IEC издадени се како стандард IEC 1000-2-2 и тие се нешто поголеми од IEEE-519 лимитот ( $THDU_{limit}=8\%$ ) и тоа се оние кои ретко се постигнуваат во мрежата, но има голема веројатност за предизвикување на несакани ефекти. Од друга страна, долните лимити на CIGRE за кои е веројатно дека се пречекоруваат во близината на силни извори на хармоници, имаат мала веројатност за предизвикување на негативни ефекти. Тие се

нешто се повисоки од оние во IEEE-519 стандардите за хармоници од редот  $n \leq 7$ , но построги се за хармониците од повисок ред.

Бидејќи регистрираните хармоници на напонот во мрежата на ЈП Електровојводина не ги надминаа лимитите на IEEE-519, кои се најстроги во доменот на ниските хармоници (3-ти, 5-ти, 7-ми), а тоа се токму оние кои најчесто се јавуваат во мрежата, предлагаме идниот технички пропис да не пропишува лимити за хармониците на напонот од редот  $n \leq 7$  понизок од оној даден во стандардот IEEE-519, а за повисок ред - не понизок од долниот лимит на CIGRE. Горната граница во која би требало да се најдат лимитите, би биле вредностите дадени во IEC стандардот, односно горните лимити на CIGRE.



сл.6 - Усреднет спектар за НАПОНОТ за NN мрежа на ЈП Електровојводина, за 0,4 kV.

#### 4. ЗАКЛУЧОК

Врз основа на прикажаните резултати од мерењата и нивната статистичка обработка, се гледа дека се регистрирани значајни отстапувања од граничните вредности само кај хармониците на струјата и тоа главно кај станбените области, кај поедини пословно-трговски објекти и кај индустриски потрошувачи (било да се во склопот на индустриските зони во градовите, било да се тоа големи индустриски потрошувачи). Забележени се исто така и некои случаи на исклучително големи деформации на обликот на струјата, но тие најчесто траеја многу кратко, па се третираат како поединечни појави и не влегуваат во 95% вредност.

Посматрајќи ги усреднетите спектри, се гледа дека во мрежата се јавуваат релативно скромни број хармоници на струјата - до 19-тиот, а при тоа најизразени се 3-тиот, 5-тиот, 7-миот и 11-тиот. Хармониците се поинтензивни на 0,4kV во споредба со 10 или 20KV ниво. Најизразитите хармоници се јавуваат, како што се очекуваше, кај индустриските потрошувачи, а најсериозно влијание врз мрежата забележен е при работата на електролачната печка во "Ливница" од Кикинда. Тогаш

хармониците на струјата и хармониците на напонот ги надминаа поставените граници. Вакви потрошувачи генерираат високи нивои на хармоници и тоа особено кај струјата, што може да предизвика деградација на напонот во мрежата, и затоа за нивното приклучување и работа мора да се постават и обезбедат посебни услови.

Меѓутоа, и покрај изразените хармоници на струјата, хармониците на напонот скоро секогаш се движат внатре во дозволените гранични вредности. Резултатите од мерењата и од статистичката обработка покажаа дека во NN и SN мрежа од ЈП Електрооводина постои одреден ниво на вишите хармоници на напонот, чии 95% усреднети вредности за SN мрежа (10kV и 20 kV) изнесуваат  $THDU(95\%)=1,83\%$ , а за NN мрежа (0,4kV) тие изнесуваат  $THDU(95\%)=2,66\%$ . Максималната усреднета вредност на хармониското избличување за SN мрежа изнесува  $THDU_{max}=2,42\%$ , односно за NN мрежа  $THDU_{max}=3,41\%$ . Нивниот спектар е нешто потесен од спектарот на струјата, така што може да се заклучи дека доминантни хармоници воглавно се од редот помал од 19.

Како референтни вредности, т.е. како мерка за квалитетот користени се граничните вредности дадени во стандардот IEEE-519, кои во појасот на посматраните хармоници се построги од меѓународните (IEC или CIGRE). Тие се покажаа дури и како премногу рестриктивни, бидејќи надминувањето на граничните вредности на хармониците на струјата не предизвика очекувано зголемување на хармониците на напонот. Тоа покажува дека мрежата е доволно моќна за постоечкиот степен на хармониско загадување, така што постојат добри резерви за хармониски капацитет.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] V.Katić: "Savremeni sistemi za merenje viših harmonika u distributivnoj mreži", JUKO-CIGRE - Stručna konsultacija Kvalitet električne energije, Vrnjačka Banja, Okt. 1992, pp.163-174.
- [2] IEEE Standard 519: "IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems", IEEE, New York, 1992.
- [3] V.Katić, N.Katić: "Merenje viših harmonika u distributivnoj nisko-naponskoj mreži", XXII Savetovanje JUKO CIGRE, Vrnjačka Banja, Maj 1995, R31-23.
- [4] IEC 1000-2-2: "Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2: Environment - Section 2: Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signaling in public low-voltage power supply systems", International standard, IEC, Geneva, 1990.
- [5] CIGRE Study Committee 36-WG5: "Harmonics, characteristic parameters, methods of study, estimates of existing values in the network", Electra, No.77, July 1981, pp.35-54.

# МАКЕДОНСКИ КОМИТЕТ ЗА ГОЛЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИ СИСТЕМИ-СИГРЕ, СКОПЈЕ

## ВТОРО СОВЕТУВАЊЕ НА МАКО-СИГРЕ

---

д-р Драгослав Рајичиќ, Скопје;  
Драган Димитровски, дипл.ел.инж. и  
Верица Филипова, дипл.ел.инж., ЈП "Електростопанство на Македонија",  
Подружница "Електродистрибуција" Штип

### ЗАШТИТА ОД ИНДИРЕКТЕН ДОПИР ВО МРЕЖИ СО РАЗЛИЧНИ НИСКОНАПОНСКИ СИСТЕМИ

#### КРАТКА СОДРЖИНА

Во практиката е чест случај една нова трансформаторска станица среден/низок напон да напојува делови од нисконапонските мрежи на постојните трансформаторски станици. Притоа, не ретко, постојните мрежи се изградени според различни нисконапонски системи: едните како ТТ-систем, а другите како TN-систем. Тоа значи дека и заштитата од индиректен допир била реализирана на различни начини. Едно од важните прашања на кое мора да се одговори е дали во новоформираната мрежа со различни системи е ефикасна заштитата од индиректен допир. Во трудот е сестрано обработен овој проблем. Преку соодветна анализа се дефинирани условите што мора да бидат задоволени за заштитата од индиректен допир во таквите мрежи да биде ефикасна.

#### SUMMARY

Developing a distribution system, very often, we introduce new substation medium/low voltage between two existing substations. In such a case, the new substation may supply parts of low voltage networks, which were previously built as different low voltage systems, having different protection against indirect touch. It is very important to know what conditions must be satisfied in order to have adequate protection in the new low voltage network. This problem is the main topic of the paper. Based on corresponding analysis some criterions were defined. They may be used as practical rules in the procedure of indirect touch protection quality examination.

**Клучни зборови:** ТТ-систем, TN-систем, Заштита од индиректен допир, Очекуван напон на допир

## 1. ВОВЕД

Електричните уреди можат да имаат спроводни делови што со ништо не се заштитени да бидат допрени од човек. Таквите делови се нарекуваат *изложени спроводни делови*. Тие делови се електрично изолирани од деловите на уредот што се под напон. Ако од било која причина дојде до пробив на таа изолација, т.е. ако дојде до спој помеѓу фазниот спроводник и изложените спроводни делови, можат да се создадат услови човек едновременно да допре два спроводни дела помеѓу кои постои значителна потенцијална разлика. Кога се јави таков вид грешка, допир на човек со изложените спроводни делови се нарекува *индиректен допир*.

Индиректен допир може да биде опасен за човек. Затоа е неопходно да се преземат соодветни мерки на *заштита од индиректен допир*. Во практиката се јавува голем број различни случаи и не е рационално да се инсистира на единствен начин на заштита од индиректен допир. Поради тоа, во стандардот МКС Н.Б2.741, што е на сила од 1989 година, се дадени пет мерки на заштита од индиректен допир. Секоја од нив има специфично подрачје на примена. Кога се во прашање нисконапонските мрежи за напојување на општата потрошувачка, најраспространета мерка на заштита од индиректен допир е *автоматско исклучување на напојувањето*. Оваа мерка се применува и во случај на ТТ-систем (порано нарекуван систем со заштитно заземјување) и во случај на TN-систем (порано нарекуван систем со нуловање). Називите TN-систем и ТТ-систем се меѓународно прифатени термини. Кај нас се воведени со стандардот МКС Н.Б2.730.

Како уреди со кои може да се изведува автоматско исклучување на напојувањето можат да се користат заштитни уреди од прекумерна струја (т.е. осигурувачи и прекинувачи) или заштитни уреди за диференцијална струја (порано нарекувани заштитни струјни прекинувачи).

Во стандардот МКС Н.Б2.741 се дадени условите што мора да бидат задоволени за да се обезбеди ефикасна заштита од индиректен допир како во случај на ТТ-систем така и во случај на TN-систем. Но, не е детално објаснет случајот кога мрежата е мешана, односно кога еден нејзин дел е граден како ТТ-систем, а друг како TN-систем.

Во овој труд се разгледува проблемот на заштита од индиректен допир во услови кога една трансформаторска станица, што е градена според TN-систем, напојува мешана нисконапонска мрежа. Едниот дел на нисконапонската мрежа е граден како ТТ-систем, а другиот како TN-систем. Сосема е разбирливо дека никој намерно нема да гради нисконапонски мрежи според различни системи, доколку однапред знае дека тие ќе се напојуваат од една трансформаторска станица среден/низок напон. Меѓутоа, во услови на пораст на површинската густина на оптоварувањето, често се практикува вметнување нови трансформаторски станици во мрежата. Новите трансформаторски станици прифаќаат дел од нисконапонските мрежи на постојните трансформаторски станици. Доколку постојните трансформаторски станици и нивните нисконапонски мрежи биле градени според истиот нисконапонски систем како и новата трансформаторска станица, тогаш и за новата трансформаторска станица и за нејзината нисконапонска мрежа важат истите услови за заштита од индиректен допир како и за постојните. Но, доколку постојните трансформаторски станици биле градени како различни нисконапонски системи, со дополнителна анализа треба да се провери под какви услови може да се обезбеди ефикасна заштита од индиректен допир во новоформираната нисконапонска мрежа.



## 2. ОПШТИ УСЛОВИ И ПОИМИ

Стандардот МКС Н.Б2.741 предвидува во секоја зграда да се изведе *главно израмнување на потенцијалите*. За таа цел се користи спроводник за главно израмнување на потенцијалите со кој мора да се поврзат:

- главен заштитен спроводник;
- заштитно-неутрален спроводник, ако е во прашање TN-систем и кога дозволениот напон на допир е 50 V или повисок;
- главен земјовод или главен приклучок за заземјувачкиот систем (подразбирајќи и заземјувач во темелот);
- цевки и слични метални конструкции во зградата (водовод, гасовод, централно греење, климатизација);
- метални конструкции на зградата;
- громобранска инсталација.

Металните делови што влегуваат во зградата мора да се поврзат со спроводникот за главно израмнување на потенцијалите и тоа што е можно поблиску до местото на влегувањето во зградата. Спроводниците за израмнување на потенцијалите мора да бидат во согласност со стандардот МКС Н.Б2.754. Заслужува да се нагласи дека главното израмнување на потенцијалите е мерка која мора да се изведува независно од тоа дали во нисконапонската мрежа е применет TT-систем или TN-систем.

При анализа на заштитата од индиректен допир се користат термините: напон на допир, очекуван напон на допир и напон на грешка. Ќе ги наведеме нивните дефиниции според стандардите МКС Н.А0.826 и МКС Н.Б2.741.

При грешка (дефект) на изолацијата, напонот помеѓу едновремено достапните спроводни делови се нарекува *напон на допир*. При грешка на изолацијата, напонот помеѓу изложените спроводни делови и земјата се нарекува *напон на грешка*. *Очекуван напон на допир* се дефинира како највисок напон на допир што се очекува кога во електричната инсталација настане грешка со занемарлива импеданција. Тука и понатаму, под *грешка* ќе подразбираме спој на фазен спроводник со изложените спроводни делови или со заштитниот, односно заштитно-неутралниот спроводник.

Во случај на TN-систем, кога зградата нема свој заземјувач и не е изведено израмнување на потенцијалите (што е случај со сите постари објекти), може да се смета дека очекуваниот напон на допир е еднаков на напонот на грешката. Истото важи и во случај на TT-систем, кога во зградата не е изведено израмнување на потенцијалите.

Кога во мрежите со наизменичен напон заштитата од индиректен допир се изведува со автоматско исклучување на напојувањето, заштитата мора да дејствува во време кое не дозволува одржување очекуван напон на допир со ефективна вредност повисока од  $U_{\text{dozv.}} = 50 \text{ V}$ .

Натамошните разгледувања ќе се однесуваат само на заштитата од индиректен допир со автоматско исклучување на напојувањето во нисконапонските мрежи и инсталации со наизменичен напон, во кои номинален напон на фазните спроводници во однос на земјата е  $U_0 = 230 \text{ V}$ .

При настанување на грешка, преку местото на грешката се формира струјно коло што го нарекуваме *контура на грешка*. Струјата во контурата на грешката ќе ја нарекуваме *струја на грешка*. Таа струја ќе ја означуваме со  $I_{\text{g}} \in \text{ka}$ .

### **3. СЛУЧАЈ КОГА КОН ЕДЕН TN-СИСТЕМ СЕ ПРИКЛУЧУВА ДЕЛ ГРАДЕН КАКО TT-СИСТЕМ**

Предмет на разгледување во ова поглавје ќе биде случајот кога кон една трансформаторска станица среден/низок напон и соодветна нисконапонска мрежа, што се изведени како TN-систем, е приклучен друг дел (т.е. нисконапонски водови) што е изведен како TT-систем. Нашиот интерес е проверка на условите за ефикасна заштита од индиректен допир во така формираната мешана мрежа. Претпоставуваме дека во делот што е изведен како TT-систем заштитата од индиректен допир е ефикасна во сите случаи кога спој (грешка) помеѓу некој од фазните спроводници и изложените спроводни делови настане во тој дел на мрежата. Истото го претпоставуваме и за делот граден како TN-систем. Но, дали при грешка во едниот дел од мрежата можат да се јават проблеми во заштитата од индиректен допир во другиот дел на мрежата? При разгледувањето на овој проблем ќе разликуваме два карактеристични случаја. Во првиот од нив грешката е во делот што е граден како TN-систем, а вниманието ќе биде свртено кон условите на заштита од индиректен допир во делот што е граден како TT-систем. Во вториот случај грешката е во делот што е граден како TT-систем, а вниманието ќе биде свртено кон условите на заштита од индиректен допир во делот што е граден како TN-систем.

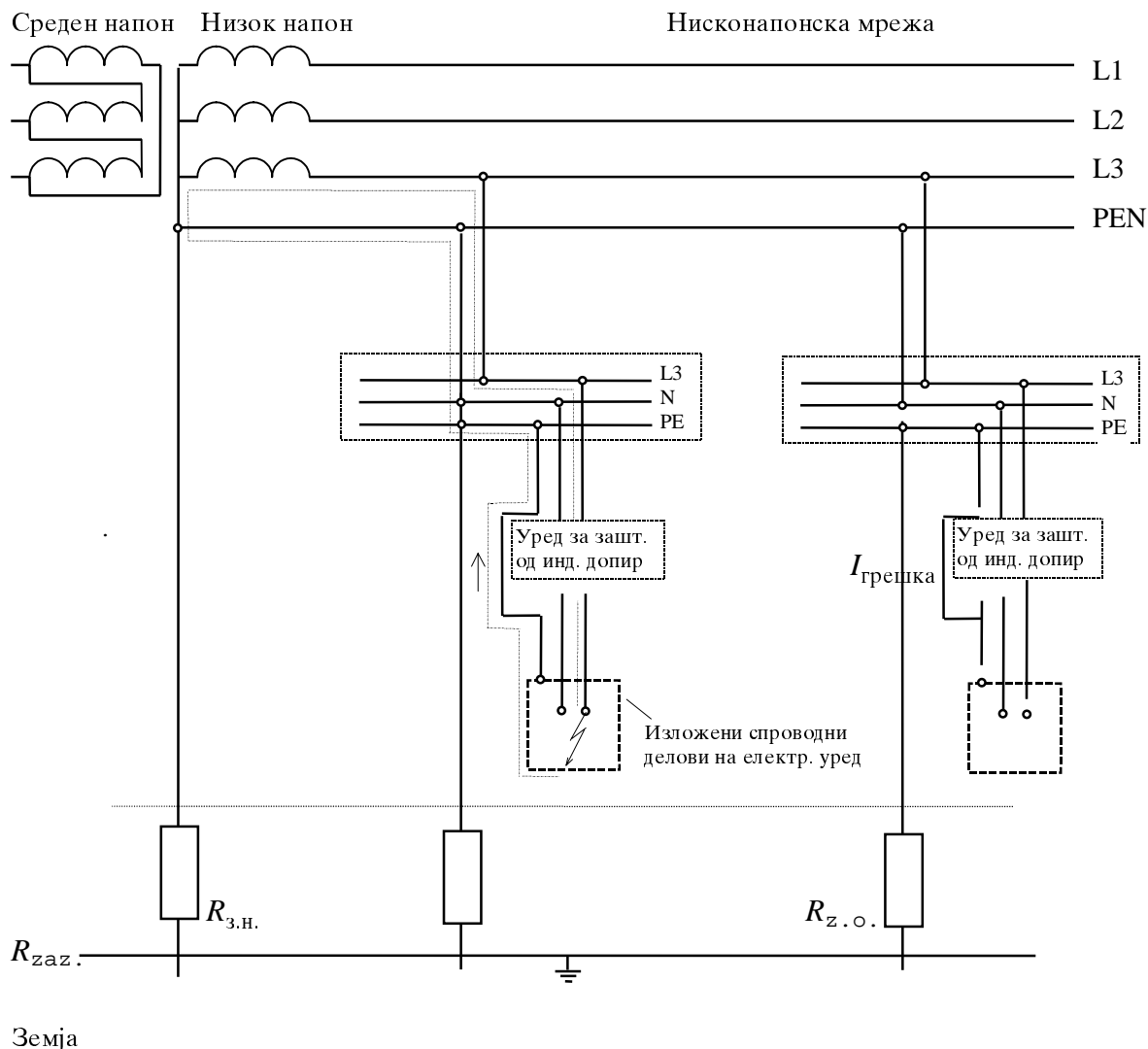
#### **3.1. Грешка во делот на мрежата што е граден како TN-систем**

Да го разгледаме случајот на грешка (т.е. спој помеѓу фазен спроводник и изложените спроводни делови или заштитниот спроводник или заштитно-неутралниот спроводник) во делот изведен како TN-систем, како што е прикажано на слика 1. Во врска со сликата 1 е неопходно да се даде појаснение. На таа слика не е наведено од кој вид е употребениот уред за заштита од индиректен допир. Доколку за заштитата од индиректен допир се користи заштитен уред за диференцијална струја, неопходно е, покрај тој уред, во заштитираното коло да постои и соодветен уред за заштита од преголема струја. На сликата 1 такви уреди не се прикажани.

Во случај на грешка како на сликата 1, струјата на грешката е релативно голема. Но, освен во фазниот спроводник, таа главно се јавува во заштитниот и заштитно-неутралниот спроводник. Мал дел од струјата на грешката може да го користи и патот преку земјата, од заземјувачот на зградата, каде се јавила грешката, до сите заземјувачи за кои е поврзан неутралниот спроводник. Овој дел е мал бидејќи патот преку заземјувачот на зградата е со 20 и повеќе пати поголема отпорност отколку патот преку неутралниот спроводник.

Во случај на овој вид грешка не се јавува струја во заземјувачите за кои се поврзани изложените спроводни делови на уредите што се напојуваат преку делот на мрежата граден како TT-систем. Следствено, потенцијалите на тие заземјувачи нема да се зголемуваат во однос на нивната околина. Тоа значи дека при грешка во делот на мрежата што е градена како TN-систем нема да се јават дополнителни проблеми со заштита од индиректен допир во делот што е граден како TT-систем. Овој заклучок наполно важи и за случаите кога заштитата од индиректен допир во делот што е изведен како TN-систем не го исклучува напојувањето во време предвидено со стандардот МКС Н.Б2.741. Заклучокот важи дури и за случаите кога доаѓа до спој на фазен спроводник директно со земја или со заземјени спроводни делови што не се поврзани со заштитно-неутралниот спроводник.

Од претходното произлегува дека во ниеден случај грешките во делот што е граден како TN-систем немаат влијание врз очекуваните напони на допир, и не предизвикуваат опасности, во делот што е граден како TT-систем. Освен тоа, во сите случаи кога грешката е во делот граден како TN-систем, врз заштитата од индиректен допир во тој дел на мрежата нема никакво влијание присуството на делот граден како TT-систем.



Слика 1. Шема на мешана нисконапонска мрежа со грешка во делот граден како TN-систем

На сликата 1 се употребени следниве ознаки:

L1, L2, L3 -- фазни спроводници;

N -- неутрален спроводник;

PE -- заштитен спроводник;

PEN -- заштитно-неутрален спроводник;

$R_{з.н.}$  -- отпорност на распространување на заземјувачот за кој е поврзан неутралниот спроводник;

$R_{з.з.}$  ---- отпорност на распространување на заземјувачот за кој се поврзани изложените спроводни делови

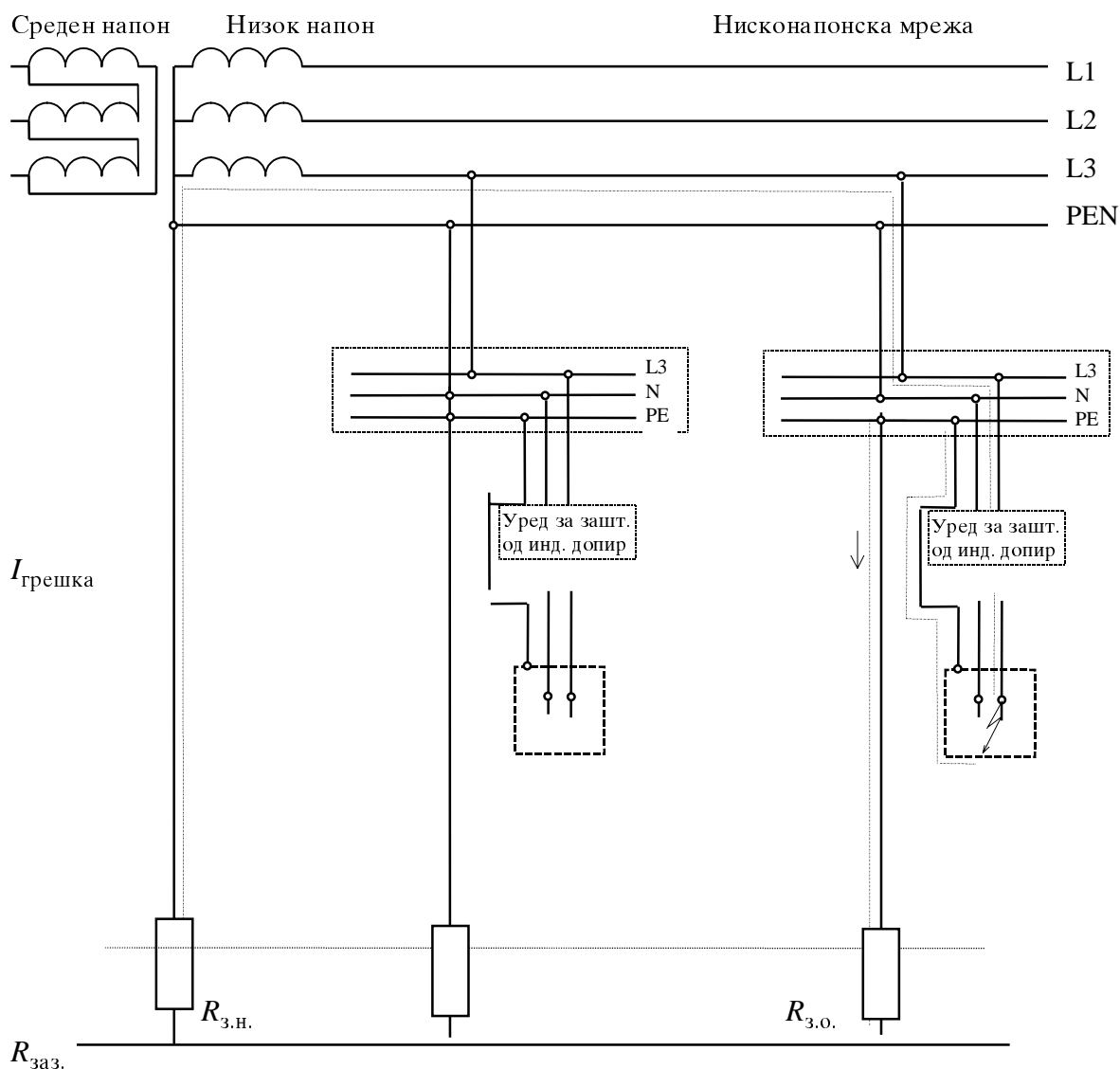
(во ТТ-системот), зголемена за отпорноста на спроводниците со кои е извршено поврзувањето;

$R_{з.о.}$  --отпорност на rasprostirawe на zazemjuva~ot на objektot (vo TN-системот) зголемена за отпорноста на spvodnikot поме|u zazemjuva~ot i razvodnata tabla;

$I_{грешка}$  - -struja vo konturata na gre{kata.

### 3.2. Грешка во делот на мрежата што е граден како ТТ-систем

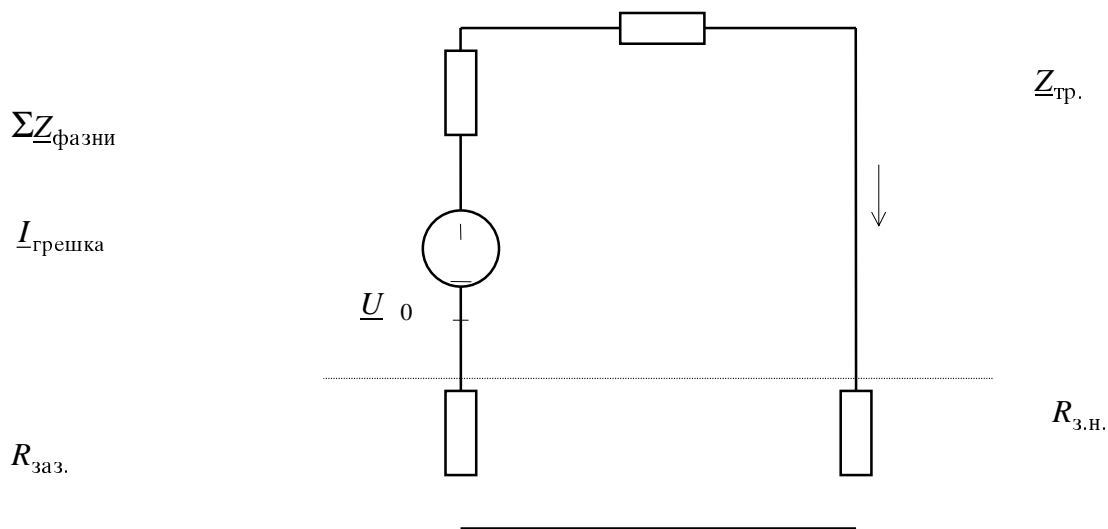
Во ова потпоглавје ќе бидат разгледувани случаите кога во делот на мрежата што е изведен као ТТ-систем ќе дојде до спој помеѓу некој од фазните спроводници и изложените спроводни делови што се поврзани за заземјувач, односно кога ќе дојде до спој помеѓу фазниот и заштитниот спроводник (слика 2). Особеност на случајот е во тоа што заземјувачот кај кој дошло до спој со фазен спроводник не му припаѓа на множеството заземјувачи со кои е заземјен неутралниот спроводник.





## 2. Шема на мешана нисконапонска мрежа со грешка во делот граден како ТТ-систем

Во случај на грешка како на сликата 2, упростената еквивалентна шема на контурата на грешката може да биде како на сликата 3. Упростувањето се состои во тоа што не е земен предвид фактот дека трансформаторот и фазните спроводници на нисконапонската мрежа припаѓаат и на други струјни кола. Основите на занемарувањето на влијанието на другите струјни кола се: прво, фактот дека струите во другите струјни кола се значително помали и, второ, relativно се мали взаемните импеданции на елементите на контурата на грешката со елементите на другите струјни кола.



Слика 3. Еквивалентна шема на контурата на грешката од сликата 2

Од сликата 3, за струјата на грешката може да се напише:

$$I_{\text{грешка}} = \frac{U_0}{Z_{\text{конт.}}} = \frac{U_0}{R_{\text{з.н.}} + R_{\text{з.з.}} + R_{\text{гр.}} + Z_{\text{тр.}} + \sum Z_{\text{фазни}}}. \quad (1)$$

На сликата 3 и во равенката (1) се употребени следниве ознаки:

$Z_{\text{конт.}}$  – сума на импеданциите на елементите што ја образуваат контурата на грешката;

$Z_{\text{тр.}}$  – импеданција на напојниот трансформатор по фаза;

$R_{\text{з.н.}}$  – еквивалентна отпорност на распостирање на сите заземјувачи со кои е заземјен заштитно-неутралниот спроводник;

$R_{\text{гр.}}$  – отпорност на спојот на местото на грешката;

$R_{\text{з.з.}}$  – сума на отпорноста на заштитниот спроводник од местото на грешката до заземјувачот (во ТТ-системот) и отпорноста на распостирање на заземјувачот (што не е поврзан со заштитно-неутралниот спроводник);

$U_0$  – номинален напон на фаза во однос на земја;  
 $\sum Z_{\text{фазни}}$  – сума на импеданциите на фазните спроводници на водовите, од на-  
 појниот трансформатор до местото на грешката. (За реактанти-  
 јата на фазниот спроводник се зема една половина од реактанти-  
 јата на соодветен двожилен вод).

Нека со  $\sum R_{\text{фазни}}$  ја означиме сумата на активни отпорности на фазните  
 спроводници во контурата на грешката.

Во практичните случаи сумата:

$$R_{\text{з.н.}} + R_{\text{з.з.}} + R_{\text{гр.}} + \sum R_{\text{фазни}}, \quad (2)$$

има значително поголема вредност како од сумата на реактивните отпорности на  
 трансформаторот и на фазните спроводници на нисконапонските водови така и од  
 активната отпорност на трансформаторот. Со тоа, равенката (1) може да се напише  
 во вид:

$$I_{\text{грешка}} = \frac{U_0}{R_{\text{з.н.}} + R_{\text{з.з.}} + R_{\text{гр.}} + \sum R_{\text{фазни}}}. \quad (3)$$

Натаму, за потенцијалот на неутралниот спроводник следува:

$$U_{\text{неутр.}} = \frac{R_{\text{з.н.}} \cdot U_0}{R_{\text{з.н.}} + R_{\text{з.з.}} + R_{\text{гр.}} + \sum R_{\text{фазни}}}. \quad (4)$$

Равенката (4) може да се напише во вид:

$$R_{\text{з.з.}} + R_{\text{гр.}} + \sum R_{\text{фазни}} = \frac{U_0 - U_{\text{неутр.}}}{U_{\text{неутр.}}} \cdot R_{\text{з.н.}}. \quad (5)$$

Ако во равенката (5) се заменат  $U_0 = 230 \text{ V}$  и  $U_{\text{неутр.}} \leq U_{\text{дозв.}} = 50 \text{ V}$  ќе се добие:

$$R_{\text{з.з.}} + R_{\text{гр.}} + \sum R_{\text{фазни}} \geq 3,6 \cdot R_{\text{з.н.}}. \quad (6)$$

Релацијата (6) претставува услов што треба да го задоволат параметрите на  
 контурата на грешката од сликата 2, за да се обезбеди потенцијалот на заштитно-  
 неутралниот спроводник да не ја надмине трајно дозволената вредност  $U_{\text{дозв.}} = 50 \text{ V}$ .  
 Кога се работи за објекти во кои не е изведено израмнување на потенцијалите,  
 релацијата (6) претставува услов со кој се обезбедува ефикасна заштита од  
 идиректен допир во една мешана мрежа.

Во ова потпоглавје го разгледуваме случајот кога во мешана мрежа дојде до  
 спој на фазен спроводник со заземјените спроводници во делот што е граден како  
 ТТ-систем. Познато е дека заземјувачите на објектите ретко имаат отпорност на  
 распростирање што е помала од неколку ома. Поради тоа струјата на грешката не е  
 со многу голем интензитет и може подолго време да се одржува, без на местото на  
 грешката да се јават позначајни промени. При таков вид грешка, при пресметките  
 на струјата на грешката, не секогаш е коректно да се занемарува отпорноста на

спојот преку кој настанала грешката. Меѓутоа, кога се работи за проверка на ефикасноста на заштитата од индиректен допир, најнеповолен случај е кога во релацијата (6) се земе дека е:

$$R_{гр.} = 0. \quad (7)$$

Тука може да се забележи дека во случај на грешка во TN-систем струјата на грешката е релативно голема. Како последица на тоа, кога настане грешка со конечна отпорност  $R_{гр.}$ , таа за многу кусо време преминува во грешка со  $R_{гр.} = 0$ .

### 3.3. Коментар

Од релацијата (6) може да се заклучи како да се постапува со заземјените спроводни делови што се наоѓаат во близина на фазните спроводници на еден TN-систем или еден мешан систем.

Ако постои можност, при грешка од било каков вид, да дојде до спој на фазниот спроводник со заземјените спроводни делови, тогаш за заштитата од индиректен допир е поповолно ако тие спроводни делови се поврзани со заштитно-неутралниот спроводник. Бидејќи, во општ случај, не е практично сите заземјени спроводни делови да бидат поврзани со заштитно-неутралниот спроводник, помеѓу нив треба да се направи селекција. Критериумот за селекција е отпорноста на распростирање на заземјувачот за кој се поврзани. Спроводните делови поврзани со заземјувач чија отпорност на распростирање е ìмалаí се поврзуваат за заштитно-неутралниот спроводник. Под ìмалаí отпорност подразбираме онаа чија вредност не е поголема од вредноста на изразот:

$$3,6 \cdot R_{з.н.} - \sum R_{фазни} . \quad (8)$$

При овие разгледувања е природно да се постави прашањето: дали релацијата (6) претставува услов за ефикасност на заштитата од идиректен допир што мора секогаш да биде задоволен? Одговорот на ова прашање не е единствен. Во различни ситуации тој е различен. Во натамошното разгледување ќе бидат анализирани три карактеристични случаи.

а) Во случаите на грешка во делот што е граден како TT-систем, кога заштитата од индиректен допир не го исклучува напојувањето, или го исклучува за време подолго од предвиденото со стандардот МКС Н.Б2.741, за потенцијалот на неутралниот спроводник да не ја надмине дозволената вредност, *условӣ (6) мора да биде задоволен.*

б) Нека при грешка во делот што е граден како TT-систем заштитата од индиректен допир го исклучува напојувањето во време што не е подолго од 0,4 s. Тогаш може да се смета дека е ефикасна заштитата од индиректен допир во делот што е граден како TN-систем. Во тој случај *не мора да биде задоволен условӣ (6).* Заслужува да се забележи дека за да се реализира барањето за многу куси времиња на дејствување на заштитата од индиректен допир, мора да се преземат соодветни мерки. Ако како уреди за заштита од индиректен допир се користат заштитни уреди од прекумерна струја, тогаш е неопходно соодветните заземјувачи да бидат со исклучително мала отпорност. Тој услов тешко може да биде задоволен на

рационален начин. Друг начин е како уреди за заштита од индиректен допир да се користат заштитни уреди за диференцијална струја.

в) Во делот на мрежата што е изведен како TN-систем нема да се јават проблеми во врска со заштитата од индиректен допир и при грешка во делот што е граден како TT-систем, доколку во сите згради што му припаѓаат на TN-системот се исполнети следниве дополнителни услови:

- изведено е главно израмнување на потенцијалите (според стандардот МКС Н.Б2.741) и
- во нисконапонските инсталации заштитниот спроводник е изведен како одделна жила од повеќежилен кабел или како одделен спроводник.

Доколку не е задоволен ни еден од условите наведени под а), б) и в), при грешка во делот што е граден како TT-систем, не можат да се обезбедат услови за ефикасна заштита од индиректен допир во делот на нисконапонската мрежа што е граден како TN-систем. Со други зборови, ако ни еден од наведените услови не е исполнет не смее да се дозволи делот граден како TT-систем да се поврзе со друг дел граден како TN-систем. Нивното поврзување ќе биде дозволено доколку се извршат соодветни преправки во делот граден како TT-систем. Преправките можат да бидат насочени кон исполнување на еден од условите наведени под а), б) и в). Но, можно е делот граден како TT-систем да се преправи за да биде граден како TN-систем. Преправката не мора секогаш да биде сложена. Пример за тоа е случајот кога во секоја зграда, што припаѓала на делот граден како TT-систем, сите заштитни спроводници тргнуваат од главната разводна табла во која е извршено поврзување на заштитниот спроводник со заземјувачот на зградата. Во тој случај, со поврзување на заштитниот и неутралниот спроводник на главната разводна табла на зградата, од TT-систем се преминува на TN-систем.

#### 4. ЗАКЛУЧОК

Предмет на трудот се условите на заштита од индиректен допир во мешани нисконапонски мрежи. Разгледувани се карактеристични случаи што можат да настанат во мрежа составена од два дела: еден граден како TN-систем и друг граден како TT-систем. Анализиранио е влијанието на одделни фактори од кои битно зависи ефикасноста на заштитата од индиректен допир.

Врз основа на анализите изложени во трудот изведени се услови што треба да ги задоволуваат параметрите на една мешана нисконапонска мрежа, за во неа да бидат исполнети критериумите за ефикасна заштита од индиректен допир.

Трудот дава практични насоки за решавање на проблемот на заштита од индиректен допир во мрежи чии делови се градени според различни нисконапонски системи. Всушност најголемиот дел од трудот се однесува на случајот кога кон нисконапонска мрежа градена како TN-систем се додаде дел што е граден како TT-систем.

#### 5. ЛИТЕРАТУРА

- [1] Д. Рајчиќ: *Вовед во дистрибутивни електроенергетски системи*, Универзитет „Св. Кирил и Методиј“, Електротехнички факултет, Скопје 1995 година.



- [2] Македонски стандард МКС Н.Б2.741.
- [3] Македонски стандард МКС Н.Б2.754.
- [4] Македонски стандард МКС Н.А0.826

д-р Рубин Галески, дипл. ел. инж., Електротехнички факултет, Скопје

## **ЕКОНОМСКО ВРЕДНУВАЊЕ НА ОБЈЕКТИТЕ ВО ПРЕНОСНИТЕ И ДИСТРИБУТИВНИТЕ МРЕЖИ – МЕТОДОЛОГИЈА**

### **КУСА СОДРЖИНА**

Во трудот, врз основа на методите што се користат при финансиските анализи, е изложен едноставен модел за економско вреднување на алтернативни технички решенија. Методот е применлив за објекти кај коишто оценката и анализата на приходите и трошоците може да ја направат и лица коишто по струка не се економисти. Математичките изрази потребни за изведување на пресметките се многу едноставни и може да се применат како за рачни пресметки, така и за пресметки со помош на некој од популарните компјутерски програми за табеларни пресметки.

### **SUMMARY**

A simple method based on the methods used for investment appraisal used by economists, for economic evaluation of investments in power and distribution networks is presented in this paper. Its application is somewhat limited to investments for which non-economists can easily determine and analyse the revenues and costs. Mathematical formulae necessary to conduct the appraisal are very simple and they can be used both for hand calculations, as well as with some of the popular spreadsheet programs.

**Клучни зборови:** актуализација, дисконтирање, период на повраток, нето сегашна вредност

### **1. ВОВЕД**

Секојдневно инженерите се ставени во ситуација да одлучуваат за техничко решение за некој проблем. При тоа, скоро секогаш се разгледуваат повеќе варијанти за да се провери која варијанта е подобра од технички аспект. Ако во тој процес само една од варијантите ги исполнува минималните техничките и/или законски прописи и евентуалните барања на инвеститорот, нема да постои дилема при изборот. Проблем се јавува, а тоа е веројатно најчест случај, кога повеќе варијанти се вклопуваат во однапред поставените барања и тие имаат приближно исти технички карактеристики и перформанси. Во тој случај сигурно е дека треба да се пристапи и кон дополнителна оценка на варијантите, а за најповолна да се прогласи онаа варијанта којашто обезбедува најдобра перформанса од економски (финансиски) аспект.

Во овој труд е направен обид постапките коишто економистите ги користат за економско вреднување на инвестициите да се прилагодат и поедностават за примена на некои специфични објекти или опрема, посебно објектите во преносните и дистрибутивните мрежи. Иако ова е многу важен сегмент во процесот на донесување на одлуки, на нашите простори постои многу малку литература којашто го детално го обработува овој проблем [1]. Поради тоа е направен напор на едноставен начин оваа проблематика да се приближи до инженерите со цел истата да може едноставно и да се применува.

Економското (комерцијалното) вреднување на инвестициите се состои од два дела. Првиот дел ја опфаќа анализата на исплатливоста на инвестицијата, додека вториот дел се состои од финансиска анализа. Бидејќи задачата на инженерите не е економски да ги вреднуваат комплетните инвестиции, овде ќе биде изложена методологија со којашто може да се определи исплатливоста на една инвестицијата. Треба да се напомене дека, иако основната методологија има генерална примена, методот изложен во овој труд е прилагоден за објектите какви што постојат во преносните и дистрибутивните мрежи.

## **2. АНАЛИЗА НА ИСПЛАТЛИВОСТА НА ИНВЕСТИЦИЈАТА**

Во економската теорија и пракса постојат повеќе методи и критериуми за анализа на исплатливоста на инвестиционите вложувања. Најчесто користени критериуми за оценка се: периодот на повраток на инвестицијата, нето сегашната вредност на инвестицијата и интерната стапка на рентабилност. Сите овие критериуми се во тесна врска, а основата на таа врска е во нето готовинските текови на инвестицијата.

Кога една инвестиција се вреднува од економски аспект, се анализираат и испитуваат алтернативи во кои параметрите се од чисто економска природа: степен на кредитирање, каматни стапки, ризици за вложувања и други параметри. Напротив, во процесот на економско вреднување на повеќе алтернативни технички решенија сосема е коректно да се претпостават подеднакви економски параметри за сите алтернативи.

Заедничко за сите методи е тоа што инвестицијата се вреднува во определен временски период (период на вреднување). Периодот на вреднување мора да биде покус или најмногу еднаков на економскиот период на експлоатација на опремата. При тоа, се зема дека инвестицијата се јавува во годината пред тој период (нулта година). Исто така, вообичаено е сите големини што се однесуваат на тековната година да одговараат на состојбата на крајот од годината.

### **2.1 Метод на недисконтиран нето готовински тек**

Во општ случај периодот на амортизација  $na$  е поголем од периодот на економско вреднување  $n$ . Но, да претпоставиме дека  $na=n$ , а во натамошното излагање сепак да користиме различни ознаки за овие два периода. Всушност, со тоа претпоставуваме дека остатокот на инвестицијата  $RC(n)$  (вредноста на инвестицијата на крајот од годината  $n$ ) е еднаков на нула.

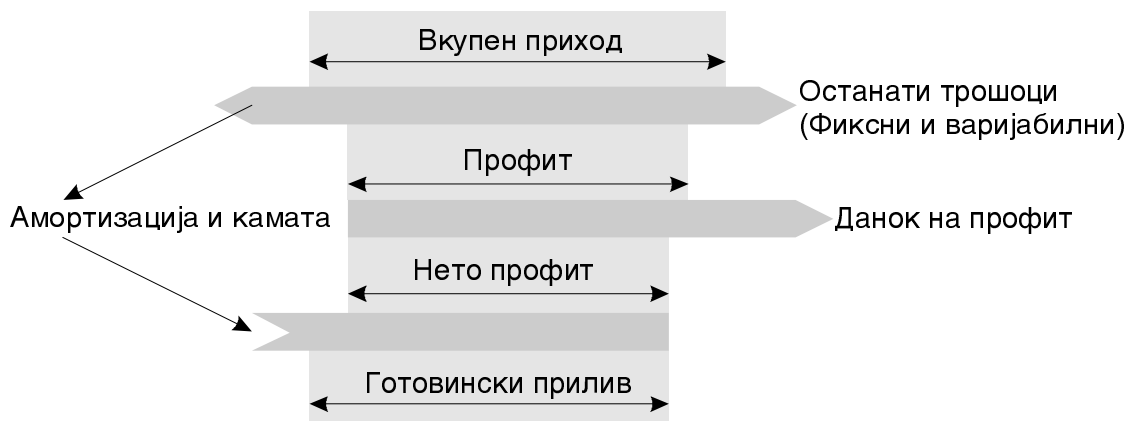
Периодот на повраток на инвестицијата  $C$  претставува период на време кога нето готовинскиот тек  $NCF(k)$  ќе стане позитивен. Поинаку кажано, периодот на повраток е годината во која кумулативната сума на готовинските приливи од прет-

ходните години ( $CB_i$ ) ќе ја надмине вредноста на инвестицијата  $C$ . Математички изразено, периодот може да се определи ако се најде нулата на следната функција:

$$f(k) = \log NCF_i = \sum_{i=1}^k CB_i - C = 0. \quad (1)$$

Ако со решавање на равенката (1) добиеме дека  $k \leq n$ , заклучуваме дека инвестицијата е исплатлива во периодот  $n$ , во спротивно инвестицијата не е исплатлива. Аналитичкото решавање на проблемот воопшто не е практично затоа што готовинските приливи по години се дискретни големини. Поради тоа, проблемот најдобро се решава нумерички, користејќи ја следната постапка. Почнувајќи од првата година се пресметуваат готовинските приливи по години и нето готовинските текови. Годишната нето готовински тек ќе стане позитивен се смета за период на повраток на инвестицијата. Постапката продолжува се до крајот на разгледуваниот период ако е потребно да се пресмета нето готовинскиот тек за целиот период.

За да се примени претходната постапка е потребно да се објасни како се пресметуваат готовинските приливи во поедините години. Готовинскиот прилив во годината  $i$  најдобро може да се објасни со дијаграмот на сликата 1. Ако инвестицијата претставува проширување на постоен објект, износите на приходите и расходите треба да одговараат на разликите од новонастанатата состојба (вклучувајќи ги ефектите од инвестицијата) и претходната состојба (без инвестиција).



Слика 1 Дијаграм на (нето) готовинските приливи<sup>1</sup>

Врз основа на дијаграмот од сликата 1 за готовинскиот прилив во годината  $i$  може да се напише:

$$CB_i = P_i - FT_i - VT_i - tr \cdot C \cdot \frac{1}{n} \cdot KAM_i + \frac{C}{n} \cdot \alpha; \quad \alpha = \begin{cases} R_i; & i = 1, \dots, nk \\ D_i; & i = nk + 1, \dots, n \end{cases} \quad (2)$$

каде што е:

- $P_i$  вкупен приход,
- $FT_i$  фиксни трошоци,
- $VT_i$  варијабилни трошоци,

<sup>1</sup> Во англиската терминологија *net cash benefits* или *cash benefits*.

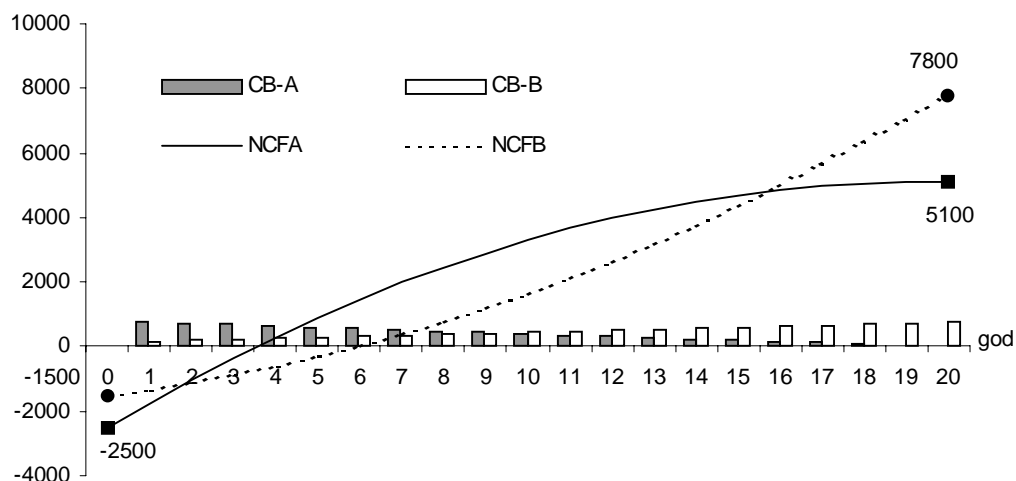
$KAM_i$  камата на кредитот за финансирање на инвестицијата  $C$ ,  
 $tr$  стапка на оданочување како процент од профитот пред даноци,  
 $C/n_a$  амортизација на опремата инвестирана во нултата година.

Изразот (2) се изведени под претпоставка дека дел од инвестицијата се финансира со кредит со основица  $K$  ( $K < C$ ) и годишна каматна стапка  $ir$ , со рок на отплата  $nk$  ( $nk < n$ ). Доколку инвестицијата се финансира само со сопствени средства, во (2)  $\alpha = 0$  за целиот разгледуван период.

Значајно е да се напомене дека амортизацијата и каматата на кредитот за инвестирање во опремата, иако претставуваат трошоци на работењето, истите не претставуваат одлив. Напротив, како што може да се види од (2), тие имаат карактер на прилив поради тоа што основицата на оданочување се намалува за законски дозволената амортизација<sup>2</sup> и каматата на кредитот.

Разликата помеѓу инвестицијата  $C$  и сумата на готовинските приливи за периодот  $n$  претставува нето готовински тек за разгледуваниот период. Се разбира дека нето готовинскиот тек треба да биде позитивен за да инвестицијата биде исплатлива. Исто така, колку таа е поголема, дотолку и периодот на повраток ќе биде покус.

Определувањето на периодот на повраток на инвестицијата може да се илустрира со следниот пример. Да претпоставиме дека треба економски да вреднуваме две варијанти (А и В) на едно техничко решение коишто ги задоволуваат минималните технички критериуми. Споредбата ќе ја правиме за период од  $n = 20$ , при што векот на амортизација на опремата во двете варијанти е исто така 20 години. Инвестициите се  $C_A = 2500$  и  $C_B = 1500$ . Да претпоставиме дека готовинските текови во варијантата А постепено опаѓаат од 760 во првата година до 0 во последната година, а во варијантата В истите текови постепено растат, од 180 во првата година до 750 во последната година. На граfiците на сликата 2 се прикажани готовинските приливи во секоја година ( $CB$ ) и промената на нето готовинскиот тек по години ( $NCF$ ).



Слика 2 Нето готовински текови за варијантите А и В

<sup>2</sup> Амортизацијата во овој случај е сметана со таканаречениот "линеарен модел" според којшто вредноста на опремата линеарно опаѓа секоја година за константен износ  $C/n_a$ . Примената на "нелинарниот модел" е исто така можна, но и кај двата модела, износот на амортизацијата што е ослободен од плаќање на данок на профит е законски ограничен.

Од сликата 2 се гледа дека во варијантата А нето готовинските текови стануваат позитивни во четвртата година, што значи дека периодот на повраток е четири години. Во варијантата В тоа се случува во шестата година. Од друга страна, во варијантата В нето готовинскиот тек за целиот период изнесува 7800, додека истиот показател за варијантата А е 5100. Со оглед на тоа што разликата во периодите на повраток на инвестициите е релативно мала (околу две години) во споредба со разгледуваниот период, може да се заклучи дека варијантата В е поповолна од варијантата А затоа што има значително поголем нето готовински тек за целиот период.

## 2.2 Метод на дисконтиран готовински тек

Основна цел при работата на фирмите е да се максимизира сумата на готовинските текови во определен период (намалување на готовинските одливи и зголемување на готовинските приливи), а во исто време да се намалат инвестициите. Токму заради тоа, во претходниот пример варијантата В се покажа како подобра (поголеми вкупни готовински текови и пониска инвестиција). Недостатокот на методот на недисконтиран готовински тек е во тоа што претпоставува дека финансиските средства (парите) во сите години имаат еднаква вредност.

Во досегашните размислувања не се водеше сметка за зависноста на готовинските текови (парите) од времето, односно се сметаше дека иста сума на пари во првата година вреди подеднакво како и во последната година. Ако тоа е точно, тогаш банките и останатите финансиски институции нема да исплаќаат камати на депозитите. Со други зборови, ако во банка се вложи сума пари  $A$ , банката после  $m$  години ќе врати сума пари  $A_m$  која што е поголема од влогот за пресметаните камати за  $m$  години. Ако каматната стапка е константна и ако каматата се капитализира (се додава на депозитот на крајот од секоја година),  $A_m$  се пресметува од следниот израз:

$$A_m = A \cdot (1 + ir)^m. \quad (3)$$

Важи и обратната логика. Сума пари  $B_m$  што би била на располагање после  $m$  години, денес вреди  $B$ , помалку од  $B_m$  за износот на дисконтната (декаматна или актуализациска) стапка  $dr$ :

$$B = \frac{B_m}{(1 + dr)^m} = \frac{B_m}{q^m}; \quad dr > 0 \Rightarrow q > 1 \Rightarrow B < B_m. \quad (4)$$

Постапката за пресметка на сегашната вредност на идни финансиски средства се нарекува дисконтирање (или актуализација). Од (3) и (4) е очигледно дека, ако каматната стапка  $ir$  и дисконтната стапка  $dr$  се еднакви, сегашната вредност на  $A_m$  (депозитот  $A$  збогатен со каматата за  $m$  години) е еднаква на депозитот.

Во економските анализи стапката на дисконтирање мора да биде еднаква или поголема од моменталните каматни стапки на пазарот. Големината на дисконтната стапка има големо влијание врз резултатите од пресметките на дисконтираните текови. Поради тоа, правилниот избор е исклучително важен дел при економските анализи. Многу често, а тоа донекаде и ги поедноставува и пресметките, се зема дека овие две стапки се еднакви.

Ако постапката за дисконтирање ја примениме на готовинските текови што произлегуваат од инвестицијата  $C$ , од (2) за сегашната вредност на готовинскиот прилив во годината  $i$ , применувајќи дисконтен фактор  $q = 1 + dr$ , се добива:

$$DCB_{i,q} = \frac{b \cdot tr \cdot g \cdot (V_i - FT_i - VT_i) \cdot g^{tr} \cdot \frac{F}{H} \cdot KAM_i + \frac{C}{na} \cdot \frac{F}{H}}{q^i}; \alpha = \begin{cases} R; & i = 1, \dots, nk \\ T; & i = nk + 1, \dots, n \end{cases} \quad (5)$$

За примена на изразот (5) е потребно да се изготви амортизационен план за отплата на кредитот. Иако тоа и не претставува посебен проблем, тоа нема потреба да се направи, затоа што, како што подоцна ќе биде покажано, изразот за (5) ќе се поедностави.

Нето сегашната вредност на инвестицијата претставува разлика помеѓу сумата на дисконтираните готовинските приливи во периодот и инвестицијата  $C$ :

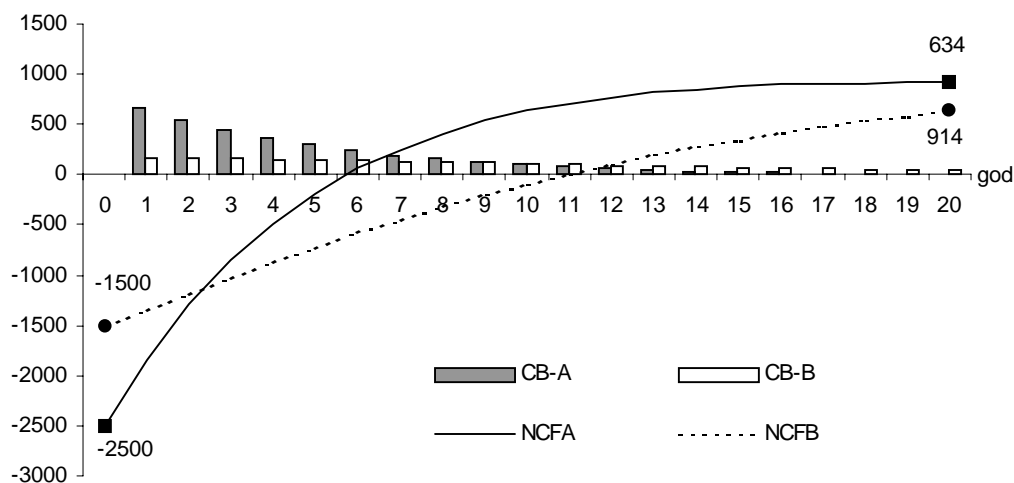
$$NPV_{n,q} = -C + \sum_{i=1}^n DCB_{i,q}$$

Во досегашните разгледувања беше претпоставено дека периодот  $n$  е еднаков на периодот на амортизација на опремата. Ако тоа не е случај, односно ако  $na > n$ , во готовинскиот тек од последната година треба да се додаде остатокот на вредноста на опремата, дисконтиран за целиот период:

$$DRC_{n,q} = C \cdot \frac{F}{H} \cdot \frac{n}{na} \cdot \frac{F}{K} \cdot \frac{1}{q^n}$$

Важно е да се напомене дека постапката на дисконтирање не значи корекција на финансиските средства поради постоење на инфлација, токму од причина што, и во услови на инфлација еднаква на нула, банките наплаќаат камати на позајмиците. Готовинските приливи се пресметуваат или под претпоставка дека инфлацијата е еднаква на нула, или пак инфлацијата може да се вгради во моделот преку корекција на дисконтниот фактор.

Ако во примерот од претходното поглавје ги дисконтираме готовинските приливи ќе се добијат поинакви резултати. Во овој случај да примениме дисконтна стапка  $dr = 15\%$  ( $q = 1,15$ ). Резултатите графички се прикажани на сликата 3. Во варијантата А дисконтираните готовински приливи опаѓаат од 661 до 0 во последната година, а нето сегашната вредност е 914. Во варијантата В готовинските текови исто така опаѓаат од 157 до 46, а нето сегашната вредност е 634. Од сликата



Слика 3 Дисконтирани нето готовински текови за варијантите А и В ( $q = 1,15$ )

се гледа дека сега варијантата А има покус период на повраток (околу 6 години) отколку варијантата В (11 години). Бидејќи и нето сегашната вредност за варијантата А е поголема, во овој случај треба да се изведе сосем спротивен заклучок отколку кога пресметките беа правени без дисконтирање на готовинските приливи.

Во економските анализи со различни дисконтни стапки може да се симулираат разни варијанти во зависност од степенот на сопствено финансирање (сопствено учество) на инвестицијата, каматните стапки и даноците. Поради тоа, во економијата, е вообичаено готовинските текови да се пресметуваат со корегирана дисконтна стапка  $q_c$  која во себе ги вклучува влијанијата на каматните стапки, даночните стапки и степенот на самофинансирање. Корегираниот дисконтен фактор најчесто се движи во границите  $q_c = 1.08 + 1.2q$ , каде  $q$  е дисконтен фактор којшто би требало да се применува ако готовинскиот прилив се пресметува со уважување на данокот на профит. Корегираната дисконтна стапка за инвестициите во електроенергетските објекти вообичаено се движи во границите од 8% до 10%.

Ако во изразот (2) се замени  $q = q_c$  и  $tr = 0$ , се добиваат поедноставни изрази за пресметка на дисконтираните готовински приливи:

$$DCB_{i,q_c} = \frac{VP_i - FT - VT_i + \beta \cdot C \cdot \left( \frac{F}{na} - \frac{I}{K} \right)}{q^i}; \beta = \begin{cases} R; & i = 1, \dots, n-1 \\ T; & i = n \end{cases} \quad (6)$$

$$NPV_{i,q_c} = -C + \sum_{i=1}^n DCB_{i,q_c} \quad (7)$$

Ако изградбата на објектот се изведува во фази, инвестиционите вложувања не се концентрирани на почетокот на разгледуваниот период. Во овој случај во годината во која се јавува инвестицијата во изразот за готовинскиот тек се додава вредноста на инвестицијата со негативен знак (таа има карактер на одлив). Готовинските текови во натамошните години се пресметуваат на идентичен начин, но сега останатите елементи треба да се корегираат уважувајќи го постоењето на новата опрема (промена на вкупниот приход, фиксните и варијабилните трошоци). Во последната година ќе треба да се додаде остатокот на вредноста на новата инвестиција:

$$DRC_{m,q_c} = C_m \cdot \left( \frac{F}{na_m} - \frac{I}{K} \right) \frac{1}{q^n},$$

каде што  $m$  е годината во која се јавува новата инвестиција  $C_m$ .

Може многу лесно да се покаже дека нето сегашната вредност на еден објект којшто се изведува со инвестирање во фази може да се пресмета со суперпозиција на две независни инвестиции. Првата инвестиција да ја означиме со А, а втората инвестиција со В. Инвестицијата В се случува во годината  $m$ , а нејзините ефекти ( $VP$ ,  $FT$  и  $VT$ ) се јавуваат во годините  $m+1 \div n$ . Според тоа, вкупната инвестиција е сума на сегашните вредности на инвестиционите вложувања. Готовинските текови на инвестицијата А ги изготвуваме како и да не постои инвестицијата В. Готовинските текови за инвестицијата В до годината  $m-1$  се еднакви на нула, во годината  $m$  се јавува готовински одлив во висина на инвестицијата  $C_B$ , а во годините што следат како приливи и одливи треба да се земат само разликите помеѓу стварните приливи



и одливи и приливите и одливите со кои е сметано во инвестицијата А. Уважувајќи ги овие напомени, за нето сегашната вредност на вкупната инвестиција се добива:

$$\begin{aligned}
 NPV_{n, qc} &= NPV_A - NPV_B \\
 NPV_{n, qc} &= -C_A + \sum_{i=1}^n DCB_A - DRB_A \frac{C_B}{qc^m} + \sum_{i=m+1}^n \frac{CB_{Bi}}{qc^i} + DRC_B \\
 NPV_{n, qc} &= -C_A + \sum_{i=1}^n DCB_A - DRC_A \frac{C_B}{qc^m} + \frac{1}{qc^m} \cdot \sum_{i=1}^{n-m} \frac{CB_{Bi}}{qc^i} + DRC_B \\
 NPV_{n, qc} &= NPV_A - \frac{NPV_B - m, qc}{qc^m}
 \end{aligned} \tag{8}$$

Периодот на повраток ќе биде покус од разгледуваниот период ако нето сегашната вредност на инвестицијата е поголема од нула.

На идентичен начин се постапува и во случаите кога експлоатацијата на опремата (објектот) наметнува значајни (периодични или аperiodични) инвестициони зафати заради одржување, а кои не може или не смее да се распределат рамномерно во сите години.

Најголемите проблеми и тешкотии во постапката за определување на нето сегашната вредност се јавуваат кога ќе треба да се пресметаат приходите и трошоците од работењето, што досега не беше разгледувано. Меѓутоа, во инженерската пракса треба економски да се вреднуваат варијанти коишто се разликуваат само од технички аспект, а не и од аспект на финансиските перформанси.

Очигледно е дека поединечните пресметки и вреднувања на варијантите треба да вклучат детални анализи на приходите и трошоците на работењето на фирмата, што не е и не треба да биде задача на инженерите. Ако вреднувањето се направи со споредба на варијантите ќе се елиминираат или ќе се ублажат најголем дел од претходно споменатите проблеми. На пример, треба да се гради нов далекувод и можни се две варијанти решенија со различни номинални пресеци на фазните јажиња. Карактеристично во случајот е тоа што, и во двете варијанти, приходите на инвеститорот (продадената електрична енергија) ќе бидат исти.

Слична ситуација се јавува кога, инвестицијата сама по себе, е економски неисплатлива, но мора да се изгради поради строгите технички прописи или пак поради причини коишто не можат да се вреднуваат преку пари. Во ваквите случаи постапката со споредба на варијантите ќе покаже која од разгледуваните варијанти е најмалку економски неисплатлива.

Со цел да се надминат овие проблеми, една од можните варијанти се одбира за референтна, а останатите се оценуваат во однос на таа варијанта. На пример, да споредиме две варијанти со различни почетни инвестиции и различни фиксни и варијабилни трошоци. Да претпоставиме дека варијантата В е референтна, а ќе ја пресметуваме разликата на дисконтираните готовински приливи помеѓу варијантата А и варијантата В. Најпогодно е, но не е неопходно, како референтна да се усвои варијантата со најмали почетни инвестициони вложувања. Притоа, корегираниот дисконтна стапка и периодот на разгледување  $n$  и за двете варијанти да бидат еднакви, а периодите на амортизација можат да се разликуваат.

Ако направиме разлика на дисконтираните трошоци за варијантите А и В, од изразите (6) и (7), се добива:

$$\Delta DCB_{i, qc} = DCB_{i, qc} - DCB_{i, qc}$$

$$\Delta DCB_{i,qc} = \frac{\Delta NPV_i - \Delta FT - \Delta VT_i}{qc^i} \cdot \beta \cdot [RC_A - RC_B]; \beta = \begin{cases} 1 & i = 1, \dots, n-1 \\ 0 & i = n \end{cases} \quad (9)$$

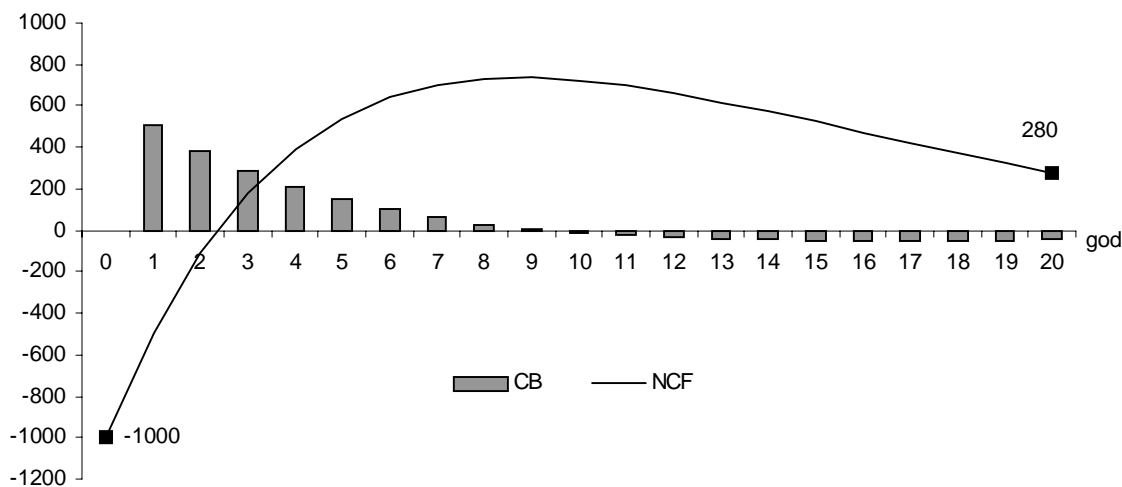
$$\Delta NPV_{A-B} = -C_A + C_B + \sum_{i=1}^n \Delta DCB_{i,qc} \cdot \zeta, \quad (10)$$

односно, ако готовинските прилив во последната година не ги зголемуваме за остатокот на инвестициите, се добива

$$\Delta NPV_{A-B} = -\Delta C + \Delta DRC \cdot \sum_{i=1}^n \Delta DCB'_{i,qc} \cdot \zeta. \quad (11)$$

каде што  $\Delta DCB'_{i,qc} \cdot \zeta$  е разлика на готовинските приливи пресметани ако во (9) се смета со  $\beta = 0$ .

Повторно да се вратиме на претходниот пример и да ја пресметаме разликата на нето готовинските приливи за периодот  $n$ . На сликата 4 се прикажани разликата на дисконтираните готовински приливи ( $CB$ ) и разликата на нето готовинскиот тек ( $NCF$ ) по години. Од графикот на сликата 4 се гледа дека периодот на повраток е нешто повеќе од две години. Всушност, тоа е период на повраток на разликата на инвестициите и се јавува кога нето готовинскиот тек на варијантата А е поголем од нето готовинскиот тек на референтната варијанта (пресек на кривите за нето готовинските текови на сликата 4).



Слика 4 Разлика на нето готовинските текови за варијантите А и В ( $qc=1,15$ )

Пресметката на разликите на дисконтираните готовински приливи може дополнително да се поедностави под следните претпоставки. Се споредуваат варијанти со идентична опрема (но со различни перформанси и цени), па поради тоа се еднакви и периодите на амортизација на опремата во сите варијанти. Ако варијабилните трошоци (на пример, загубите на електричната енергија) постојано (и скоро рамномерно) се зголемуваат во разгледуваниот период, тие пораста можат да се изразат преку просечна годишна стапка на пораст  $p_w$ :

$$VT_{A_i} = VT_{A_{i-1}} \cdot (1 + p_w) \cdot x = VT_{A_0} \cdot x^i, \quad VT_{B_i} = VT_{B_{i-1}} \cdot (1 + p_w) \cdot x = VT_{B_0} \cdot x^i \text{ и}$$

$$\Delta VT_0 = \Delta VT_{B_0} - \Delta VT_{A_0} = \text{const}.$$

Ако дополнително се претпостави дека варијантите имаат и еднакви приливи (вкупен приход), може да се напише изразот за пресметка на нето сегашната вредност на разликата на инвестициите:

$$\Delta NPV_{B-A} = -\Delta C + \Delta C \cdot \frac{1}{qc} - \frac{1}{qc^n} - \Delta FT \cdot \sum_{i=1}^n \frac{1}{qc^i} - \Delta VT_0 \cdot \sum_{i=1}^n \frac{x^i}{qc^i}, \quad (12)$$

$$\Delta NPV_{B-A} = -\Delta C + \Delta C \cdot \frac{1}{qc} - \frac{1}{qc^n} - \Delta FT \cdot D_{B-A} \cdot \Delta VT_0 \cdot D_{A-x}, \quad (13)$$

каде што  $D_{B-A}$  е единична функција за дисконтирање за период  $n$  со дисконтен фактор  $qc$ :

$$D_{B-A} \sum_{i=1}^n \frac{1}{qc^i} = \frac{qc^n - 1}{qc^n \cdot qc - 1}. \quad (14)$$

Изразот (13) овозможува многу лесно да се пресмета нето сегашната вредност на разликата на инвестициите А и В и врз основа на тој податок да се оцени дали варијантата А е поповолна од варијантата В. Имено, ако функцијата  $\Delta NPV_{B-A}$  е непрекината ќе има нула во интервалот  $[0; n]$  ако  $\Delta NPV_{B-A} > 0$  и  $\Delta NPV_{B-A} < 0$ . Бидејќи првиот услов е секогаш исполнет, а  $\Delta NPV_{B-A} < 0$  ако  $C_A > C_B$ , доволен услов за исплатливост на разликата во инвестициите е нето сегашната вредност, пресметана според (11) или (13), да биде поголема од нула.

### 3. ЗАКЛУЧОК

Во трудот е изложена постапка за анализа на исплатливоста на инвестициите и споредба на варијантни решенија, прилагодена за примена во преносните и дистрибутивните мрежи. Покажано е како се постапува во случаите кога инвестициите се распределени на повеќе фази и како може да се споредат две алтернативни решенија. Примената на предложената постапка не бара посебни познавања од областа на економијата, што ја олеснува нејзината примена. Практичната реализација е можна со примена на некој од компјутерските програми за табеларни пресметки, на кој начин може да се определи и периодот на повраток на инвестицијата, или пак таа може да се изведе со рачни пресметки за проценка која од алтернативите е најпогодна од економски аспект.

### 4. ЛИТЕРАТУРА

- [1] \_\_\_\_\_. *Priručnik za vrednovanje industrijskih projekata*, UNIDO, Beograd, 1988.
- [2] M. Plaper. *Principi optimalnosti u mrežama za prenos i distribuciju električne energije*, JUGEL – Elektroinstitut "Milan Vidmar", Beograd – Ljubljana, 1980.

- [3] O. D. Bowlin, J. D. Martin, D. F. Scott. *Guide to Financial Analysis*, 2<sup>rd</sup> ed., McGraw-Hill Book Co., 1990.

д-р Рубин Галески, дипл. ел. инж., Електротехнички факултет, Скопје

## **ЕКОНОМСКО ВРЕДНУВАЊЕ НА ОБЈЕКТИТЕ ВО ПРЕНОСНИТЕ И ДИСТРИБУТИВНИТЕ МРЕЖИ – ПРАКТИЧНА ПРИМЕНА**

### **КУСА СОДРЖИНА**

Во трудот е презентирана практичната примена на методологијата за економско вреднување на електроенергетските објекти. Постапката за пресметка е илустрирана со три примери. Бидејќи врз резултатите од пресметките, а со тоа и врз конечната одлука, значително влијание имаат усвоените економски параметри, во еден од примерите е покажана зависноста на некои од параметрите врз конечното решение. Пресметките се многу едноставни и може да се направат рачно работа, но употребата на некој од популарните компјутерски програми за табеларни пресметки овозможува подетална анализа.

### **SUMMARY**

The application of the investment appraisal method is presented in this paper. The procedure is illustrated with three typical examples. The influence of various economic parameters is shown in one of the examples. The appraisal is very simple and it can be used both for hand calculations, as well as with some of the popular spreadsheet programs.

**Клучни зборови:** дисконтирање, период на повраток, нето сегашна вредност

### **1. ВОВЕД**

Во овој реферат е изложена практичната примена на методологијата за економско вреднување на електроенергетските објекти преку споредба на технички слични алтернативни решенија. Основите на методологијата се детално објаснети во [1], а во овој труд заради полесно референцирање, само ќе бидат изложени основните математички изрази, потребни за пресметките.

За илустрација на примената на методологијата се искористени три примери. Првите два примера се карактеристични објекти (надземни водови) коишто се јавуваат во преносните и дистрибутивните мрежи. Третиот пример, иако не е карактеристичен за преносните и дистрибутивните мрежи (систем за електрично осветление), е искористен за илустрација на применливоста на методологијата и за други слични објекти.

Бидејќи економското вреднување на енергетските објекти бара усвојување на определени економски параметри, во овој дел ќе бидат објаснето кои основни

параметри се користени во пресметките. Клучен податок за примена на методот со дисконтираниот готовински тек е податокот за корегираниот дисконтна стапка. Дисконтната стапка во себе имплицитно ги вклучува информациите за каматните стапки на пазарот и ризикот за вложување во определена стопанска гранка. Или, со други зборови, дисконтната стапка е минималната стапка на повраток на капиталот (*internal rate of return*) со која што инвеститорот сака да му се врати инвестицијата. Дополнително, таа стапка може да се корегира со цел во неа да биде вклучено и влијанието на даночната политика. Вообичаено е, за објекти во електроенергетиката, каде што ризикот на инвестирање е минимален и коишто се финасираат со релативно мали каматни стапки, корегираниот дисконтна стапка да се движи во границите од 8% до 10%. Точната вредност на корегираниот дисконтна стапка се пресметува со методи коишто се надвор од темата на овој труд, а воедно и надвор од задачите на техничките лица. Таа стапка треба точно да ја определат економистите. Во првите два примера е користена дисконтна стапка од 10%, додека во третиот пример е користена дисконтна стапка од 15% од причина што објектот во тој пример не е објект од електроенергетиката. Периодот на економско вреднување на варијантите за сите примери е земен дека е еднаков на векот на траење на опремата. Во принцип може да се усвои и покус период на оценка.

При дефинирањето на цените со коишто се оперира во пресметките е водено сметка тие да одговараат на реалните прилики. Заклучоците коишто се изложени врз основа на добиените резултати не смее да се третираат како универзални, туку тие се однесуваат само за усвоените претпоставки.

## 2. ЕКОНОМСКО ВРЕДНУВАЊЕ НА ИНВЕСТИЦИИТЕ

За економската споредба на алтернативни технички решенија е потребно да се пресмета разликата на сегашните вредности на инвестициите во две варијантни решенија. Во изразите што следат е претпоставено дека референтна варијанта е варијантата В, а ја оценуваме ефикасноста на варијантата А. Изразите за пресметка на нето сегашната вредност и готовинските приливи се:

$$\Delta NPV_{A-B} = \Delta NPV_A - \Delta NPV_B - C_A + C_B + \sum_{i=1}^n \Delta DCB_{i,qc}, \quad (1)$$

$$\Delta DCB_{i,qc} = DCB_{i,qc} - DCB_{i,qc},$$

$$\Delta DCB_{i,qc} = \frac{NPV_i - \Delta FT - \Delta VT_i}{qc^i} \cdot \beta \cdot [RC_A - RC_B]; \quad \beta = \begin{cases} R; & i = 1, \dots, n-1 \\ T; & i = n \end{cases} \quad (2)$$

каде што е:

- $P_i$  вкупен приход,
- $FT_i$  фиксни трошоци,
- $VT_i$  варијабилни трошоци,
- $DCB_{i,qc}$  дисконтиран готовински прилив во годината  $i$  со стапка  $qc$ ,
- $\Delta NPV_{A-B}$  разлика на нето сегашните вредности за варијантата А и В,
- $RC_{i,qc}$  остаток на вредност на опремата ако периодот на разгледување е покус од векот на амортизација,

$qc$  дисконтна стапка,  
 $\Delta$  симбол којшто означува разлика на големината во варијантата А и В.

Ако готовинските прилив во последната година не ги зголемуваме за остатокот на инвестициите, од (2) се добива

$$\Delta NPV_{A-B} = -\Delta C + \Delta DRC \sum_{i=1}^n \Delta DCB' \cdot b_{qc}^i \quad (3)$$

каде што  $\Delta DCB' \cdot b_{qc}^i$  е разлика на готовинските приливи пресметани ако во (2) се смета со  $\beta = 0$ .

Ако дополнително се претпостави дека варијантите имаат еднакви вкупни приходи и варијабилни трошоци коишто рамномерно растат во текот на целиот период со стапка на пораст  $p$  ( $x = 1 + p$ ), изразот за пресметка на нето сегашната вредност на разликата на инвестициите е:

$$\Delta NPV = -\Delta C + \Delta C \cdot \frac{1}{na} \cdot \frac{1}{qc^n} - \Delta FT \cdot D_{qc} \Delta VT_0 \cdot D_{\frac{qc}{x}} \frac{1}{x} \quad (4)$$

каде што  $D_{qc}$  е единична функција за дисконтирање за период  $n$  со дисконтен фактор  $qc$ :

$$D_{qc} \sum_{i=1}^n \frac{1}{qc^i} = \frac{qc^n - 1}{qc^n \cdot qc - 1} \quad (5)$$

## 2.1 Пример 1

Потребно е да се гради 110 kV далекувод со должина  $l=30$  km којшто ќе напојува потрошувач со следните карактеристики: врвна годишна моќност на почетокот на разгледуваниот период (крај на нултата година)  $P_{\max 0} = 50$  MW и константен фактор на моќност  $\cos \varphi = 0,9$  во текот на целата година и во текот на целиот разгледуван период. Врвната моќност на потрошувачот по триесет години ќе изнесува  $P_{\max 30} = 65$  MW. Да се претпостави дека промената на врвната моќност е приближно рамномерно распределена по сите години и дека годишниот дијаграм на оптоварување не се менува во текот на разгледуваниот период ( $T_{\max} = 4500$  h).

Најнапред да го определиме пресекот на фазните јажиња. Струјата низ секоја фаза на крајот од разгледуваниот период ќе биде:

$$I = \frac{65}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9} \cdot 1000 = 380 \text{ A} .$$

Според тоа, треба да усвојиме фазни јажиња Al/Fe со номинален пресек еднаков или поголем од 150/25, чија што трајно дозволена струја при 20°C е 400 A. Да разгледаме две варијанти. Во варијантата А водот се изведува со јажиња Al/Fe 240/40 со цена по единица должина од 70.000 USD/km, а варијанта В со јажиња Al/Fe 150/25 со цена којашто е за 25% пониска од варијантата А. И за двете варијанти периодот на амортизација може да се земе дека е  $na_A = na_B = 30$  години [2], такашто варијантите ќе ги вреднуваме за целиот период на амортизација.

Бидејќи приходите и во двете варијанти се еднакви (продадена електрична енергија на потрошувачите) и бидејќи варијабилните трошоци (поради загубите на електрична енергија<sup>1</sup>) рамномерно се менуваат, може да се искористи изразот (4).

Фиксните трошоци (осигурување, инвестиционо и тековно одржување и сл.) може да сметаме дека се 2,5% од вредноста на инвестицијата во двете варијанти. Бидејќи варијантата В има помали инвестициони вложувања, да ја усвоиме како референтна.

Варијабилните трошоци по година можеме да ги поделиме на два дела: дел што не е поврзан со работењето на водот и дел што одговара на загубите на електрична енергија. Сосема е коректно да се претпостави дека првиот дел од варијабилните трошоци за двете варијанти е еднаков. Според тоа, за анализа се битни само варијабилните трошоци што произлегуваат од загубите на енергија. Разликата во загубите на енергија во нултата година е:

$$\Delta W_{A-B} \approx \tau_{\max} \cdot \left[ \frac{240}{40} - r_{150/25} \right] \cdot \frac{P_{\max 0} \cdot I}{n \cdot \cos \phi \cdot K},$$

Времето на максимални загуби се пресметува од следниот израз:

$$\tau_{\max} \approx 124 + T_{\max} \cdot 10^{-4} \cdot 760 = 124 + 4500 \cdot 10^{-4} \cdot 760 = 2886 \text{ h},$$

$$\begin{aligned} \Delta W_{A-B} &= \tau_{\max} \cdot \left[ \frac{119}{10} - 0,194 \right] \cdot \frac{50 \cdot I}{10 \cdot 0,9 \cdot K} - \tau_{\max} \cdot \left[ \frac{119}{10} - 1,485 \right] \cdot \frac{50 \cdot I}{10 \cdot 0,9 \cdot K} \\ &= -1656,3 \text{ MWh / god} \end{aligned}$$

Просечната стапка на пораст на загубите на електрична енергија  $pw$  може да се определи од следниот израз:

$$\log \left[ \frac{\Delta W_{A-Bn}}{\Delta W_{A-B0}} \right] = \frac{\log \frac{P_{\max n}^2}{P_{\max 0}^2}}{n} = \frac{\log \frac{65^2}{50^2}}{30}, \quad x = 1 + pw = 1,017645.$$

Во претходните изрази активната отпорност на спроводниците од Al/Fe е 0,119  $\Omega$  / km и 0,194  $\Omega$  / km, соодветно.

За пресметка на разликата на варијабилните трошоци во нултата година ни е потребна и цената на чинење на изгубената електрична енергија. Сметајќи дека производната цена на електричната енергија е околу 0,045 USD/kWh, за цената на изгубената електрична енергија може да усвоиме повисока вредност за околу 20%, т.е. 54 USD/MWh. Според тоа, разликата на варијабилните трошоци во нултата година ќе биде:

$$\Delta VT_0 = 54 \cdot \Delta W_{A-B} = -89449 \text{ USD}.$$

Усвојуваме дисконтна стапка од 10%, така што нето сегашната вредност на разликата во инвестициите, според изразот (4), е:

$$\Delta NPV_{A-B} = -525000 - 13125 \cdot D - 89449 \cdot D \cdot \frac{1}{x}$$

<sup>1</sup> Во принцип, во варијабилните трошоци треба да се вклучат и трошоците поради загубите на активната моќност. Но, во овој случај тоа не е направено затоа што ако резултатите добиени на овој начин се позитивни, позитивни (и уште поизразени) ќе бидат резултатите во коишто се вклучени и трошоците поради загубите на активната моќност.



$$\Delta C = 2100000 - 1575000 = 525000 \text{ USD},$$

$$\Delta FT = 0,025 \cdot \Delta C = 13125 \text{ USD},$$

$$\frac{na - n}{n} = 0,$$

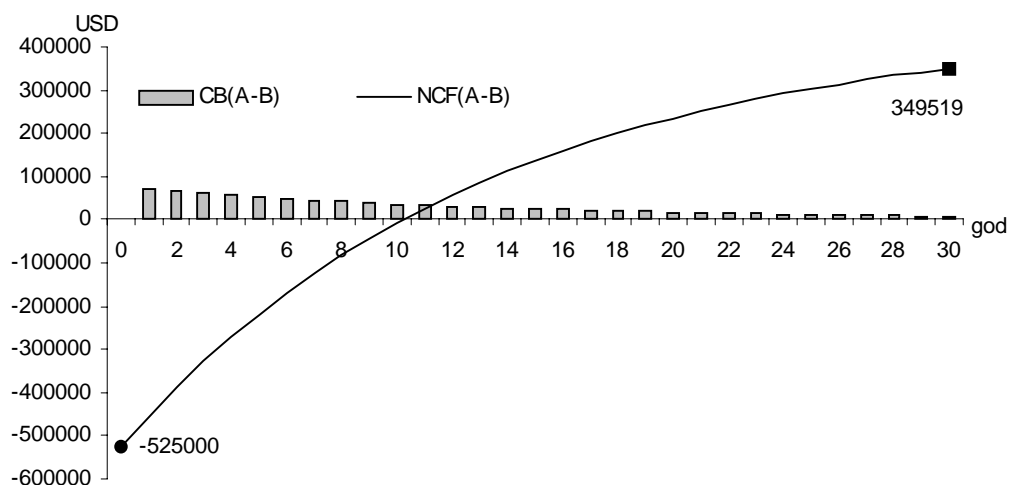
$$D_{30;1,1g} \frac{1,1^{30} - 1}{1,1^{30} \cdot 0,1} = \frac{17,4494 - 1}{17,4494 \cdot 0,1} = 9,426914,$$

$$D_{30;1,017645g} = D_{30;1,017645g} \frac{1,017645^{30} - 1}{1,017645^{30} \cdot 0,017645} = 11,16001$$

$$NPV_{A-B} = -525000 - 13125 \cdot 9,426914 + 89449 \cdot 11,16001 = 349519 \text{ USD}.$$

Со други зборови, варијантата А, во текот на 30 години експлоатација, ќе оствари подобри нето финансиски ефекти од варијантата В за 349500 USD. За илустрација, ако не се примени методот на дисконтирање, нето финансискиот ефект ќе биде уште поизразен -- 2640857 USD во корист на варијантата А. Периодот на повраток на разликата во инвестициите (или периодот после кој варијантата А ќе остварува подобри финансиски резултати од варијантата В) ќе биде покус од 30 години.

Овој пример може да се реши и ако се пресметаат готовинските текови во сите години и истите се дисконтираат со помош на изразот (2). Резултатите од тие пресметки (направени во програмот *Microsoft Excel*) се прикажани графички на сликата 1. Како што може да се забележи од сликата 1, периодот кога инвестицијата А ќе почне да остварува подобри финансиски резултати од инвестицијата В е 10 години.



Слика 1 Разлика на нето готовинските текови (NCF) за варијантите од примерот 1

## 1.2 Пример 2

Во овој пример ќе биде покажано како се постапува кога треба да се споредуваат варијанти коишто имаат различна динамика на инвестирање. Да ги земеме ис-

тите податоци како во примерот 1, со таа разлика што во овој случај оптоварувањето на крајот од периодот е 90 MW.

Врз основа на оптоварувањето по 30 години заклучуваме дека вод со спроводници 240/40 може да ги задоволи потребите на потрошувачите. Вредноста на инвестицијата во оваа варијанта е 2100000 USD.

Да разгледаме и втора варијанта во која на почетокот ќе се изгради еден вод со спроводници 150/25, а кога оптоварувањето ќе ја надмине дозволената моќност на тој вод (во 18. година од периодот) во погон треба да се пушти уште еден вод со спроводници 150/25. Во оваа варијанта во нултата година треба да се инвестира 1575000 USD и исто толкава сума во 17. година. Всушност, сегашната вредност на вториот вод во втората варијанта, земајќи дисконтна стапка од 10%, е  $1575000 \cdot 1,1^{-17} = 311605$  USD. Тоа значи дека вкупната сегашна вредност на инвестицијата во втората варијанта е помала од инвестицијата во првата варијанта. Исто така, како предност на втората варијанта може да биде тоа што загубите во двата вода 150/25 во годините  $18 \div 30$  ќе бидат помали отколку во водот 240/40.

Да усвоиме дека втората варијанта е референтна. Применувајќи го принципот на суперпозиција, втората варијанта можеме да ја претставиме како збир на две независни варијанти коишто ќе ги наречеме В и С. Во варијантата В ќе сметаме дека првиот вод 150/25 се користи за време на целиот период<sup>2</sup>. Во варијантата С ќе ја вреднуваме со почетна инвестиција еднаква на инвестицијата на вториот вод 150/25, но вреднувањето ќе го направиме само за остатокот на периодот (13 години).

Варијантата којашто ја споредуваме со референтната варијанта да ја означиме и во овој случај со А (водот со пресек 240/40). Пресметките за варијантите А и В ќе ги направиме на идентичен начин како и во примерот 1. При тоа, факторот на пораст на врвното оптоварување  $x$  е:

$$\log \frac{P_{\max n}^2}{P_{\max 0}^2} \log x = \frac{\log \frac{90^2}{50^2}}{n} = \frac{\log \frac{90^2}{50^2}}{30}, \quad x = 1,03996.$$

Според (6) од [1] и (1), нето сегашната вредност на разликата на двете основни варијанти е:

$$\begin{aligned} \Delta NPV_{A-B-C} &= NPV_A - NPV_B - NPV_C \frac{NPV_C}{qc^{17}} \\ &= \Delta NPV_{A-B} \frac{NPV_C}{qc^{17}} \end{aligned}$$

Нето сегашната вредност на разликата на варијантите А и В се пресметува како во претходниот пример:

$$\begin{aligned} NPV_{A-B} &= -525000 - 13125 \cdot D_{30; 1,1} + 89449 \cdot D_{30; 1,03996} \\ &= -525000 - 13125 \cdot 9,42691 + 89449 \cdot 14,10585 = 613021 \text{ USD.} \end{aligned}$$

$$\Delta NPV_{A-B} = -525000 - 13125 \cdot 9,42691 - 89449 \cdot 14,10585 = 613021 \text{ USD.}$$

<sup>2</sup> Претпоставката е само од математички карактер.

Варијантата С ги има следните карактеристики. Фиксните трошоци се пресметуваат на идентичен начин како и кај варијантата В (исти инвестиции). Варијабилните годишни трошоци претставуваат разлика помеѓу трошоците кога работат двата вода 150/25 ( $\Delta W_i$ ) и кога работи само еден вод 150/25 ( $\Delta W_{B_i}$ ).

Загубите на енергија во годините кога работат двата вода ( $i = 18, \dots, 30$ ) се:

$$\Delta W_i = \tau_{\max} \cdot 0,5 \cdot r_{150/25} \cdot l \cdot \frac{E_{P_{\max 0}}}{W_n \cdot \cos \varphi} \cdot \frac{I}{K} \cdot x^i = 0,5 \cdot \Delta W_{B_i} = 0,5 \cdot \Delta W_{B_0} \cdot x^{17} \cdot x^{i-17} ; i = 18, \dots, n .$$

$$\Delta W_{C_i} = \Delta W_i - \Delta W_{B_i} = -0,5 \cdot \Delta W_{B_i} = 0,5 \cdot \Delta W_{B_0} \cdot x^{17} \cdot x^{i-17} = 2142,4 \cdot x^{17} \cdot x^{i-17} ; i = 18, \dots, n .$$

Варијабилните трошоци во варијантата С во истите години се:

$$\Delta VC_{C_i} = -0,054 \cdot 2142,4 \cdot 1000 \cdot x^i = -115687 \cdot 1,03996^{17} \cdot x^{i-17} = -135764 \cdot x^{i-17} \text{ USD.}$$

Нето сегашната вредност на варијантата С, која што се дисконтира за период 13 години, а почетна состојба е 17. година, е:

$$NPV_{C, qc} = -C_C + FT_C \cdot D_{b, qc} + VT_{C17} \cdot D_{b, qc} \cdot \frac{E}{K} \cdot C_C \frac{na - n + 17}{na} \cdot \frac{1}{qc^{13}} ,$$

$$D_{b, 1,1} = \frac{1,1^{13} - 1}{1,1^{13} \cdot b - 1} = 7,10336 ,$$

$$D_{b, 1,03996} = \frac{1,1}{1,03996} \cdot D_{b, 1,05773} = \frac{1,05773^{13} - 1}{1,05773^{13} \cdot b - 1} = 8,97130 ,$$

$$NPV_{C, qc} = -1575000 - 39375 \cdot 7,10336 + 225213 \cdot 8,97130 + 331605 = 32794 \text{ USD.}$$

каде што е:

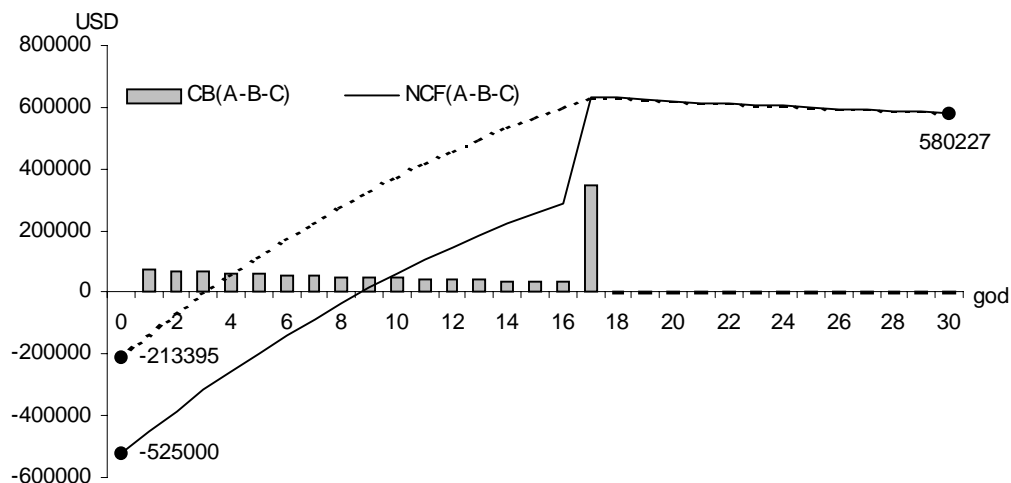
$$D_{b, 1,1} = \frac{1,1^{13} - 1}{1,1^{13} \cdot b - 1} = 7,103356 ,$$

$$D_{b, 1,0198} = \frac{1,1}{1,0198} \cdot D_{b, 1,07866} = \frac{1,07866^{13} - 1}{1,07866^{13} \cdot b - 1} = 7,962468 .$$

Конечно, за нето сегашната вредност на разликата помеѓу двете основни варијанти се добива:

$$\Delta NPV_{A-B-C, qc} = 613021 - 32794 = 580227 \text{ USD.}$$

Според тоа, може да се заклучи дека варијантата со еден вод со спроводници 240/40 е поповолна од варијантата со два вода со спроводници 150/25 кои би се граделе во две фази. На сликата 2 се прикажани дисконтираните готовински приливи (CB) и нето готовинските текови по години (NCF). На сликата 2 во 17 година се јавува висок позитивен (прилив) готовински тек којшто се должи на инвестицијата за вториот вод 150/25. Всушност, инвеститорот во таа година нема да има реално прилив, туку наместо таа инвестиција средствата може да ги искористи за друга намена. Од математички аспект до истиот резултат ќе се дојде ако инвестицијата од готовинскиот тек за 17. година се пренесе во нултата година и соодветно се дисконтира (331605 USD). Кривата на нето готовинските текови по години за овој случај на сликата е прикажана со испрекинатата линија.



Слика 2 Разлика на нето готовинските текови (*NCF*) за варијантите од примерот 2

### 1.3 Пример 3

Во овој пример ќе биде покажано како се применува постапката за оценка на инвестициите за случај кога варијабилните трошоци периодично се повторуваат.

Осветлението во еден индустриски погон треба да се изведе со 100 светилки со по две флуоресцентни сијалици од 36 W. Производителот на светилките нуди две варијанти на светилките: со електромагнетна придушница и со електронски контролен уред (ЕКУ). Предноста на светилката во втората варијанта се состои во: намалена потрошувачка на електрична енергија (смалиени загуби во сијалицата и контролниот уред), продолжен век на траење на флуоресцентните сијалици за ~50% и за работа на сијалиците не се потребни стартери. Цената на втората светилка е повисока за 1000 денари. Бидејќи првата варијанта има пониски инвестиции да ја усвоиме за референтна и да ја означиме со В. И во двете варијанти системот за осветление ќе се користи 2000 h/god.

Во варијанта В моќноста на системот сијалица+контролен уред е  $36 + 8 = 44$  W, односно 88 W/светилка. Сијалиците имаат просечна трајност од 8000 часа, така што истите треба да се заменуваат на крајот од секои четири години. При замената на сијалиците, како што е вообичаено, ќе се заменат и стартерите.

Во варијантата А моќноста на системот сијалица+контролен уред е  $32 + 3 = 35$  W, односно 70 W/светилка. Сијалиците ќе имаат просечна трајност од 12000 часа, така што истите треба да се заменуваат на крајот од секои шест години.

За да ги пресметаме готовинските приливи потребно е да ги усвоиме цените на енергија и ангажирана моќност. При тоа, може да претпоставиме дека системот за осветление подеднакво ќе се користи и во високата и во ниската сезона. Истото може да се претпостави и за користењето во високата и ниската тарифа. Според тоа, просечната годишна цена за електрична енергија за останати потрошувачи од I степен на напонско ниво 0,4 kV ќе биде 1,083 ден/kWh. На сличен начин ја определуваме просечната цена на ангажираната моќност од 304 ден/kW/месечно.

Да претпоставиме дека цената за замена на една сијалица е 100 денари (вклучувајќи ја и работната рака за чистење на светилката), а цената на еден стартер е 30 денари.

И во двете варијанти трошоците се состојат од константни годишни трошоци (трошоци за електрична енергија и ангажирана моќност) и варијабилни трошоци за замена на сијалиците и стартерите коишто се јавуваат секои шест години во варијантата А, односно секои четири години во варијантата В. Редовното одржување (чистење на светилките и сл.) може да се смета дека е еднакво и во двете варијанти и не зависи од изборот на контролниот уред.

Да претпоставиме дека економскиот век на експлоатација на светилките е 15 години и дека после тој период светилките немаат вредност. За дисконтирање да усвоиме повисока стапка отколку за електроенергетските објекти и таа стапка нека биде 15%. Во овој пример, варијабилните трошоци не се зголемуваат рамномерно како во претходните примери. Поради тоа, за пресметка на нето сегашната вредност ќе ги користиме изразите (1) и (2).

Разликата на фиксните трошоци во секоја година ќе биде:

$$\Delta FT = 100 \cdot 100 \cdot 1,083 + \Delta P \cdot 304 \cdot 12 - 100 \cdot \Delta P \cdot 1083 \cdot 2000 + 304 \cdot 12 - 3899 - 6566 = -10465 \text{ денари}$$

Варијабилните трошоци во варијантата А се јавуваат на крајот од шестата и дванаесетата година, а варијабилните трошоци во варијантата В се јавуваат на крајот од четвртата, осмата и дванаесетата година:

$$VT_{Ai} = 100 \cdot 2 \cdot 100 = 20000 \text{ денари}; i = 6, 12$$

$$VT_{Bi} = 100 \cdot 2 \cdot 100 + 304 \cdot 12 = 26000 \text{ денари}; i = 4, 8, 12$$

Според тоа, разликата на дисконтираните варијабилни трошоци за двете варијанти е:

$$\Delta DVT = \sum_{i=1}^{15} \frac{VT_{Ai} - VT_{Bi}}{1,15^i} = \frac{26000}{1,15^4} + \frac{20000}{1,15^6} + \frac{26000}{1,15^8} + \frac{20000 - 26000}{1,15^{12}} = -15840 \text{ денари.}$$

Разликата на нето сегашната вредност на двете инвестиции е:

$$\Delta NPV = 100 \cdot 1000 - \Delta C - \Delta FT \cdot D_{0,15} - \Delta DVT,$$

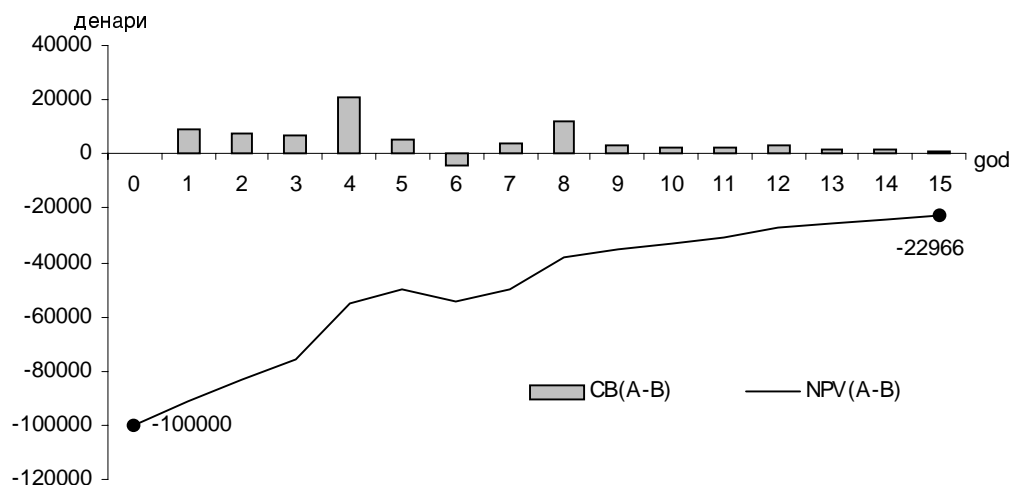
$$D_{0,15} = \frac{1,15^{15} - 1}{1,15^{15} \cdot 0,15} = 5,84737,$$

$$\Delta NPV = 100 \cdot 1000 - 10465 \cdot 5,84737 - 15840 = -22966 \text{ денари.}$$

Слично како и останатите примери, и овој пример може да се реши со програмот *Microsoft Excel*. Резултатите од тие пресметки се прикажани на сликата 3.

Бидејќи разликата на нето сегашната вредност на инвестициите е негативна, варијантата А е економски понеповолна од референтната варијанта, иако заштедите на енергија за целиот период изнесуваат 54000 kWh. Причина за тоа се релативно ниските цени на електричната енергија и ангажираната активна моќност и релативно кусо време на користење на опремата во текот на годината.

Во табелата 1 е прикажана нето сегашната вредност на разликата на инвестициите за разни вредности на економските параметри: дисконтна стапка, цени на електричната енергија и ангажираната моќност и времето на користење на системот за осветление. Како што може да се забележи од податоците во табелата, конечниот заклучок (избор на најповолна варијанта) зависи од правилниот избор на економските параметри.



Слика 3 Разлика на нето готовинските текови ( $NCF$ ) за варијантите од примерот 3

Табела 1 Влијание на некои економски параметри врз нето сегашната вредност во примерот 3

$q_c$	$c_{\Delta W}$ (ден/kWh)	$c_{\Delta P}$ (ден/kW)	Време на користење (h/god)	Заштеда (kWh/god)	$\Delta NPV_{A-B}$ (денари)
1,15	1,083	304	2000	54000	-22966
1,15	1,083	304	4000	108000	21998
1,15	1,625	456	2000	54000	7631
1,1	1,083	304	2000	54000	109
1,1	1,083	304	4000	108000	59290
1,1	1,625	456	2000	54000	39909

### 3. ЗАКЛУЧОК

Во трудот е изложена постапка за анализа на исплатливоста на инвестициите и споредба на варијантни решенија, прилагодена за примена во преносните и дистрибутивните мрежи. Покажано е како се постапува во случаите кога инвестициите се распределени на повеќе фази и како може да се споредат две алтернативни решенија. Покажано е влијанието на економските параметри врз изборот на најповолната варијанта, поради што е потребно, при вреднувањето на објектите, да се усвојат правилни и реални податоци со цел резултатите и одлуката да бидат реални.

### 4. ЛИТЕРАТУРА

- [1] Р. Талески. "Економско вреднување на објектите во преносните и дистрибутивните мрежи – Методологија", Труд пријавен за *II Советување на МАКО–СИГРЕ, 1998.*
- [2] Р. Ачковски. *Преносни и дистрибутивни системи*, Електротехнички факултет Скопје, Скопје, 1995.

МАКЕДОНСКИ КОМИТЕТ ЗА ГОЛЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИ СИСТЕМИ-СИГРЕ  
СКОПЈЕ,

ВТОРО СОВЕТУВАЊЕ МА МАКОСИГРЕ

---

Татјана Илиевска дипл. ел.инж.  
РЕК-Битола с. Новаци

## РАЦИОНАЛНО КОРИСТЕЊЕ НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА ВО ДОМАЌИНСТВОТА

### СОДРЖИНА

Во трудот е прикажана порошувачката на електрична енергија во домаќинствата на главните потрошувачи. Изнесени се некои од начините за рационално користење на електричната енергија во домовите. Посебно е обрнато внимание на изборот на главните потрошувачи во домаќинството, нивно разумно користење и правилно одржување.

### SUMMARY

In this article is presented the consumption of the main consumers of electric energy. It contents also some of the modes of rational usage of electric energy in the households. Special attention is paid on choice of the main consumers at the households, its rational usage and correct maintenance of appliance.

КЉУЧНИ ЗБОРОВИ: рационална потрошувачка, потрошена енергија (kWh),загуби

### 1. ВОВЕД

Со светската енергетска криза предизвикана од нафтениот шок во 1973 година светот почна да тежнее кон намалување на учеството на нафтата во енергетските биланси. Ова најмногу ги погоди индустриски развиените земји каде што потрошувачката по жител е многу голема. Тоа беше добар знак за крупни промени т.е преориентација на стопанството и индустријата кон други извори на енергија. Кај нас потрошувачката на електрична енергија по жител е мала, но се карактеризира со висока специфична потрошувачка по единица производ.

Учеството на потрошувачката на електрична енергија во домаќинството во вкупната потрошувачка на енергија во нашата земја е големо (со оглед на тоа што во Македонија големите индустриски потрошувачи се исклучени). Ако земеме во предвид дека кај поголемиот дел од домаќинствата кај нас основен вид на енергија е електричната лесно е да се заклучи дека домаќинствата се значајна група на пот-

рошувачи. Во минатото кога цената на електричната енергија беше релативно ниска постоеше расипнички однос (недомаќински однос) кон електричната енергија. Мора да се напомене дека досега домаќинствата се третираа како потрошувачи од втор ред сл. Инсталираната моќност во домаќинството е поголема од онаа во индустријата, затоа во стручните кругови на енергетичарите треба да посвети поголемо внимание во рационализацијата на потрошувачката на енергија и кај оваа група на потрошувачи.

## 2. ЕЛЕКТРИЧНИ АПАРАТИ ВО ДОМАЌИНСТВОТО

Електричната енергија во просечно домаќинство се користи за следните намени:

- осветлување на становите и помошните простории
- за погон на електрижни апарати и помагала (вртливи машини)
- за готвење, припрема на топла вода , греење (грејни тела)

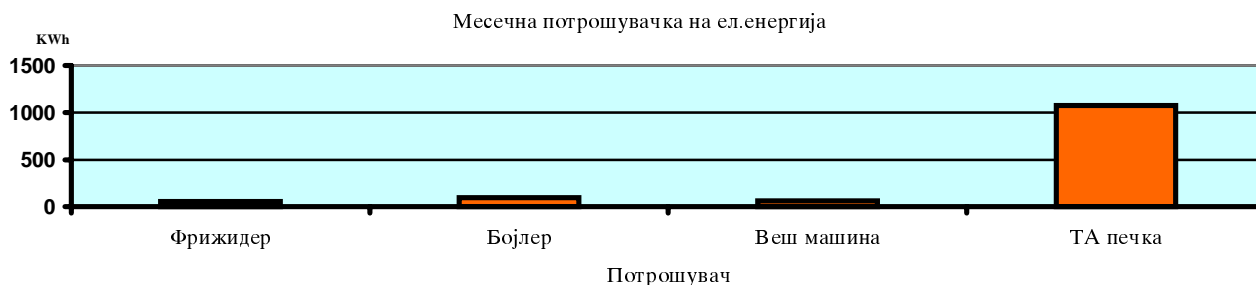
Потрошувачката на електрична енергија за поединечна намена во просечно домаќинство би изгледала вака:

ТАБЕЛА 1.

Потрошувач	Просечна(месечна) потрошувачка (kWh)
Осветление	75-120
Радио-апарати и звучни системи	5-8
Телевизори во боја	35-55
Пегла	6-8
Правосмукалка	8-12
Фрижидери,разладни витрини	50-80
Бојлери	40-150
Машина за перење	35-40
Машина за миење садови	30-40
Готвење за 4-члено семејство	30-35
Термоакумулациона печка 3kW	700-750
Грејалица во бања	10-15

Се разбира дека потрошувачката на електрична енергија во домаќинството зависи од бројот на потрошувачи со кои располага тоа домаќинство, нивната моќност и времето на нивната употреба. Тие услови за секое домаќинство се различни, па од тука и различната потрошувачка на енергија.

Сега ќе покажеме колкав дел во вкупната потрошувачка имаат поделни потрошувачи во домаќинството , што ќе ни укаже кој од нив имаат најголем дел во потрошувачката и ќе ни сигнализира на нивно рационално користење.





## 2.1. Електрични светилки ,радиоприемници, телевизори

Кај нас се употребуваат светилки со усвитено метално влакно кои даваат 10-14 lm/W, но во поново време се користат и флуоресцентни кои имаат доста поголемо специфично производство како и халогени сијалици.

Од ден на ден бројот на сијалици во домовите се зголемува како и времето на користење .

Радиоприемникот не се смета за голем потрошувач, додека телевизор во боја за 6-часовна дневна употреба ќе потроши 62 kWh месечно, додека црно-бел телевизор ќе потроши околу 26kWh за еден месец.

## 2.2 Електрични машини и разни помагала во домаќинство

**Пегла.** Пеглањето со обична пегла за регулација за 15 часа месечно бара околу 8kWh , додека со машина за пеглање т.н преси за 10 часа месечно се троши 6kWh.

**Правосмукалка.** Таа троши 8-12 kWh месечно , при ова земаме во обзир правосмукалка од 1kW. Секое домаќинство има различна потрошувачка во овој дел.

**Фрижидер.** Троши различно количество на енергија во зависност од неговата големина, степенот на ладење и од фреквенцијата на отворањето на вратата (кога отвораме врата влегува топол воздух кој повлекува поголема потрошувачка за повторно разладување). Потрошувачката на електрична енергија зависи од типот на фрижидерот. Компресорските фрижидери трошат двојно помалку енергија од абсорпционите.

**Сандук за длабоко замрзнување.** Порошувачката кај овие уреди зависи од истите услови како и за фрижидерите. Инаку за информација за 100 литарски сандук троши просечно 48 kWh месечно, а 600 литарски 159kWh

**Машина за перење** за едно перење на бел веш (со вриење) троши околу 3.5kWh, а за перење на обоена облека околу 2.5 kWh. Потрошувачката зависи и од избраниот програм (дали е со центрифугурање, типот на ткаенина и сл.).Месечно троши околу 35kWh.

**Машина за миење садови** во зависност од големината за едно четиричлено семејство троши околу 30 kWh месечно.

## 2.3. Грејни уреди во домаќинството

**Бојлерите** се разликуваат по величина. Нивната потрошувачка изнесува околу 150 kWh на месец, а малите околу 40kWh . Меѓутоа ако се дозволи топлата вода да капи од славината и сл. потрошувачката на бојлерот може да достигни и до 300kWh, од кои 120 kWh се загуба , а 180kWh е користена енергија.

**Уреди за затоплување,вентилација и кондиционирање на воздухот.** Кај нас овие уреди почнаа да се употребуваат по втората светска војна, и тоа во почетокот за загревање во преодните периоди т.е во есен и рана пролет. Со порастот на цените на даотогаш вообичаените горива , како дрво, јаглен, нафта , и ниската цена на електричната енергија, многу домаќинства се преориентираа на електрично загревање на просториите. За жал тоа е еден начин каде што електричната енергија се троши нерационално. Кај нас постојат две групи на потрошувачи за загревање:

-уреди кај кои топлината се користи веднаш штом се создаде

-термоакомулациони уреди, кај кои загревањето и користењето на топлината не се врши едновременно

Уредите за вентилација и кондиционирање на воздухот засега се ретки и имаат локален карактер. Порошувачката кај нив е приближна на онаа со греењето.

### **3. РАЦИОНАЛИЗАЦИЈА НА ПОТРОШУВАЧКАТА НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА**

Од прикажаните дијаграми се гледа најголем дел од потрошувачката на електрична енергија оди на готвење, загревање на вода и греење на просториите. Затоа посебно во овој реферат ќе се осврнеме на заштедата при готвење, загревање на водата и мал дел на заштедата при осветление.

#### **3.1. Рационализација на потрошувачката на електрична енергија во системот на осветление**

Кај нас 15% од вкупната потрошувачка на електрична енергија во домаќинствата отпаѓа на осветление, додека во високоразвиените земји тој износ е 4%. Тоа не е зарди подобро осветление туку поради примената на помалку ефикасни електрични извори на светлина. Треба посебно да се нагласи рационалната потрошувачка, а не штедењето затоа што светлоста не дозволува алтернативи. Не смее да се дозволи влошување на квалитетот на осветление заради заштеда. На производителите на извори на светлина останува тежнењето кон усовршување на ефикасноста на производите.

При ова треба да се има во предвид дека при самото влегување во станот т.е (куќата) треба да имаме во предвид дека се-која светилка за загревање на една просторија има околу 100W приклучена моќност и ако ја оставиме да свети непотребно, за 10 часа ќе фрлиме 1kWh. За еден месец тие загуби можат да достигна и до 20kWh. Меѓутоа најголем ефект се постигнува со замена на сијалиците со соодветни со помало специфично производство при тоа осветленоста да остане иста. Во националните институти за осветление во САД се предлагаат следните замени:

- 1 сијалица со усвитено метално влакно од 100W со 1 флуоресцентна од 20W што дава годишна заштеда од 486kWh
- 2 сијалици со усвитено влакно со 1 луминисцентна од 40W дава годишна заштеда од 400kWh
- 7 сијалици од 150W со ена натриумова од 150W дава заштеда од 2360 kWh годишно

#### **3.2. Заштеда на електрична енергија при употреба на електричен шпорет.**

Денешната домаќинка, деловно жена, оптоварена со проблеми што ги наметнува современото темпо и начин на живеење некои домашни работи ги обавува механички, не обрнувајќи внимание дека кај електричниот шпорет (кај кого најмногу време проведува) загубите на електрична енергија, можат дневно да изнесуваат до неколку киловатсати, а месечно можат да достигнат и до 100kWh. Во зависност од од причините загубите можат да се поделат на четири групи:

- а) загуби заради лоша регулација на грејните плочи (рингли)
- б) загуби поради неприкладни садови за готвење

в) загуби заради лоша регулација при употребата на рернатазагуби поради слабото искористување на ринглите и рерната

Кај електричните шпорети постојат обични , експресни и автоматски рингли. Обичните и експресните рингли имаат 7 степени на регулација , а автоматската има регулација без степени со 12 ознаки за подесување на саканата температура. Од аспект на рационализација на порошувачката на електрична енергија најдобри се покажаа автоматските, па експресните на второ место ,а обичните рингли се згодни за загревање на висок притисок. На пр. за зовривање на 1.6 л вода со обична рингла со пречник од 180mm и снага од 1500W потребно е 10 min.и при тоа се троши 0.3kWh, додека за автоматска рингла со ист пречник и моќност од 2kW, за зовривање на истото количество вода му е потребно 8 минути и при тоа ќе се потроши 0.25kWh , а кај автоматската рингла со соодветна регулација ќе се потрошат 0.22kWh. Може да се контсатира дека со правилно регулирање на ринглите без разлика на типот може да се делува на намалување на загубите на електрична енергија . Важно е да се напомене-не дека не смееме на празно да вкључуваме рингла без на неа да се постави сад.

Во однос на употребата на садови треба да се обрне внимание на обликот:

а) дното на садот по величина да биди поголемо од грејната плоча. Пречникот на дното може да биде 1-1.5cm поголем од грејната плоча , но никогаш не смее да биде помал

њ) дното мора да е појачано , заради тоа што поради топлината може да се изобличи или налегне, при тоа измеѓу дното на садот и ринглата ќе се створи воздушно перниче што создава дополнителни загуби.

Во однос на материјалот најдобри се емајлираните садови која без штета ги поднесуваат ударите. Во денешно време на пазарот се појавуваат садови со термо-акомулационо дно и висококвалитетен челик со кој се заштедува енергија 30-70%. Алуминиумските садови се лесно provedливи, лесни но не и доволно издржливи. Тефлонските садови се пресвлечени со пластична маса и немаат добра проводливост на топлината..Треба да се напомене дека мора да се внимава на тоа која величина на садот ја ставаме на ринглата и со која количина на вода. Постојат одредени количини на течност за одредени пречници на ринглите:

ТАБЕЛА2.

Пречник на ринглата(mm)	Количина на течност во садот (l)
145	<b>1.7</b>
180	<b>4</b>
220	<b>7</b>

Автоматските регулатори на топлина и инфрагрејачите придонесоа за подобро искористување на електричната енергија, но и тука може да се постигнат значајни заштеди:

- изборот на начин на печење (инфра или обично греење)
- правилна регулација на температурата во процесот на печење
- користење на акомулираната топлина на крајот на процесот на печење(таа делува околу 10 минути по искључувањето)

### 3.3. Рационално искористување на електрична енергија при употреба на уреди за загревање на вода

Одредувањето на на потрошувачката на електрична енергија е сложено, заради тоа што зависи од многу фактори, најмногу од бројот на членовите во семејството и од нивните навики. Се повикуваме на искусвените податоци од Швајцарија дадени во следните табели

Табела3. Загревање на вода во кујна

Број на членови	Потребна количина вода за 50°C (l)	Потребна количина вода за 80°C (l)	Потрошена енергија (kWh)
	12	8	0.8
3	16	10	1.0
2	20	12	1.2
5	24	14	1.4
6	32	16	1.6
7	36	18	1.8

Табела4.

Потрошувачка на електрична енергија (kWh) кај акумулациони бојлери

Потрошувачка на вода (л)	10	30	40	50	80
10л. бојлер на 50°C за 15 мин.	1.2	2.2	2.7	4.5	/
30л. бојлер на 85°C за 8 часа	1.8	2.3	2.6	/	/
80л. бојлер на 85°C за 8 часа	3.0	3.7	4.4	5.7	7.2

Од горните табели се гледа дека со поставување на поголеми бојлери ја зголемуваме потрошувачката на електрична енергија. При рачунањето на енергијата треба да се земе и во предвид изолацијата на бојлерот. Посебно е важно е да се напомене при одржувањето на бојлерите:

- е редовно чистење на каменот (бигорот) кој се таложи на грејачите, и го смалува преоѓањето на топлината од грејачот во водата.
- заменувањето на гумчињата на славината да нема капење на топла вода

Во последните години во многу домови кај нас се населуваат т.н проточни бојлери чија моќност е над 15kW, кај кои топлата вода ја добиваме веднаш по вклучувањето. Тие се најекономични во поглед на загубите, бидејќи ја предаваат целата енергија на водата која ја загреваат. Кај акумулационите бојлери тоа не е случај, затоа што дел од енергијата се губи на зрачење во периоди кога бојлерот не се користи. Од друга страна проточните бојлери претставуваат оптоварување за мрежата и бараат добро димензионарана мрежа .

Во сончевите предели (кај нас ги има помалку) се поставуваат сончеви колектори кои ја користат сончевата енергија за загревање на топла вода, но и кај нас се наметнува проблемот на економска оправданост на овие колектори.

### **3.4. Рационално користење на електричната енергија во системот на греење, ветреење и кондиционирање на воздухот**

Од графичкиот приказ на потрошувачите на електрична енергија најголем дел одпаѓа на греење на простории. Потрошувачката на електрична енергија ја сочинуваат воглавно два вида потрошувачи:

- електрични грејалици
- термоакомулациони печки

Кај електричните грејалици на прв поглед имаат коефициент на полезно дејство 100%, но и кај нив е постигнат развој со вградување на вентилатори или т.н. интегрално греење . Кај овие грејалки произведената енергија се пренесува преку вентилаторот, кој предизвикува струење на топлиот воздух . На тој начин можно е да се избегне долго загревање и намали потрошувачката на енергија.

Грејалките се погодни како додатно греење и греење во преодниот период . За целосно греење доаѓаат во предвид термоакомулациони печки, кои ја акумулираат топлината т.е се полнат за време на ниска тарифа. Важна карактеристика е тие да се изработуваат од голема количина на керамички материјал кој постепено ја зрачи акумулираната топлина. Во последно време кај нас е воведен систем на централно греење , каде што се врши развод на топлината во останатите простории. Со помош на котел кој како извор користи електрична енергија. Важен фактор за намалувањето на загубите при греење е топлотната изолација на зградата, односно дневните простории. Испитувањата во Швајцарија укажуваат на фактот да за стамбен простор од  $60\text{m}^2$ , просечно за греење е потребно околу  $20.000\text{kJ/h}$  , а за зграда каде што е извршена топлотна изолација потребно е  $15.000\text{J/h}$  . Нормално , при изградбата на овие згради се создаваат дополнителни трошоци за изведба на топлинска изолација , но за сметка на тоа грејните тела ќе бидат со помал капацитет, а ако се електрични ќе бидат со многу помала инсталирана моќност. Со тоа трошоците при градењето на зградата ретроактивно ќе се вратат.

## **4. ЗАКЉУЧОК;**

Од досегачното излагање на начините на штедење на електрична енергија во домаќинството може да се заклучи дека потрошувачката може да се намали :

- со правилно користење на електричните уреди ,а за тоа е потребна едукација на потрошувачите
- акцијата за рационализација на користењето на електрична енергија да нема кампањски карактер. т.е . да се не посветува внимание на овој проблем само во кризни ситуации
- произведувачите на апарати за домаќинство т.н. бела индустрија да ги усовршуваат своите производи во поглед на параметрите дадени во овој реферат

## **ЛИТЕРАТУРА:**

1. Смит: Эффективное использование электроэнергии , Москва 1981г.
2. Ѓ.Бориќ: Истраживање штедне електричне енергија и Швајцарској Електропривреда бр.9-10 1987г.
3. М.Милишановиќ: Електрични и плински штедњаци Техничка књига-Београд 1996 год.
4. Прокоплевиќ-Диниќ: Електротехника у вашем стану-Техничка књига-Београд

МАКЕДОНСКИ КОМИТЕТ ЗА ГОЛЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИ СИСТЕМИ - СИГРЕ  
СКОПЈЕ,

ВТОРО СОВЕТУВАЊЕ НА МАКО СИГРЕ

---

**Вангел Фуштиќ**

**Драгица Устапетрова** (студент-постдипл.)

Електротехнички факултет, Скопје

**Мирко Ивковиќ**

ЕКС Ltd., Белград, СР Југославија

## **АНАЛИЗА НА ДИЈАГРАМОТ НА ТРАЕЊЕ НА ОПТОВАРУВАЊЕ И НЕГОВА РЕКОНСТРУКЦИЈА СО МИНИМУМ ВЛЕЗНИ ПОДАТОЦИ**

### **СОДРЖИНА**

Во трудот се дава анализа на уредените дијаграми на траење на оптоварувањето за различни типови потрошувачи и за различни периоди од годината. Овие дијаграми се обработени со статистички распределби со цел да се пронајде статистичката распределба која најмногу одговара и која може да се препорача за анализа на дијаграмот на оптоварување воопшто, односно за пресметка на времетраењето на максималните загуби, како и зависноста на ова време од трењето на максималното оптоварување. Потоа, врз основа на избраната статистичка распределба се врши реконструкција на уредениот дијаграм на траење на оптоварувањето врз основа на минимален број податоци.

**Клучни зборови:** Дијаграми на траење на оптоварување, Статистичка распределба

### **ABSTRACT**

In this paper the analysis of the ordered load duration diagrams for different types of consumers and different period is presented. The diagrams are work out with statistical distribution functions, in order to evaluate the most suitable distribution. However, such a distribution could be proposed for analysis of the load duration diagrams in general and for calculation the time duration of the maximal losses, as well as it's dependence by the maximal load. Afterwards, with the statistical distribution the reconstruction of the ordered load duration diagram could be developed choosing the minimal number of data.

**Key words:** Load Duration Diagram, Statistical Distribution

## 1. ВОВЕД

За да се изврши анализа на уредените дијаграми на траење на оптоварувањето собрани се податоци за различни типови потрошувачи и за различни периоди во годината (од дистрибутивната мрежа на градот Велес).

Првобитната идеја да се соберат податоци за што повеќе типови потрошувачка, поради недостиг од ажурирани и често некомплетни податоци не можеше во целост да се оствари и практично се ограничи анализата само на три типа: домаќинства, индустрија и мешана потрошувачка. Исто така, и во однос на временскиот период од низа објективни причини авторите се ограничија на податоци за три карактеристични месеци: април, август и декември 1996 г. Во Прилог 1. се дадени карактеристиките на потрошувачите нормирани во однос на средната вредност по месеци. Во Прилог 2. се прикажани варијациите (пресметана варијанса) на поедините изводи за трите различни месеци.

## 2. СТАТИСТИЧКИ РАСПРЕДЕЛБИ

### 2.1. Пресметка на некои статистички големини

Времето на траење на максималното оптоварување  $I_{\max}$  се дефинира како:

$$T_m = \frac{1}{I_{\max}} \cdot \int_0^{\tau} i dt \quad (1)$$

каде,  $T$  е број на часови во разгледуваниот период (за еден месец  $T=720$  или 744 часа). Времето на траење на максималните загуби се пресметува од изразот

$$\tau = \frac{1}{I_{\max}^2} \cdot \int_0^T i^2 dt. \quad (2)$$

Средната квадратна струја  $I_{sk}$  се определува според формулата:

$$I_{sk}^2 = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T i^2 dt. \quad (3)$$

Примената на некоја од статистичките методи подразбира промената на струјата (во анализираниот извод и за определен период), да се третира според некој од законите за распределба на случајната променлива. За проценка на математичкото очекување на случајната големина на струјата  $E(I)$  може да се земе дека  $E(I) = I_{sr}$ . Дисперзијата на случајната промена на струјата  $i$  околу нејзината средна вредност  $V(I)$  се пресметува според:

$$V(I) = \frac{\sum_{k=1}^n n_k \cdot (i_k - i_{sr})^2}{\sum_{k=1}^n n_k} \quad (4)$$

каде,  $n_k$  е број на случајната големина со вредност  $i = i_k$ . Всушност дисперзијата на случајната промена на струјата  $i$  претставува математичко очекување на квадратот на отстапувањето на случајната променлива од нејзиното математичко очекување:

$$V(I) = E(I - E(I))^2. \quad (5)$$

Со натамошна трансформација на ова равенка конечно се добива:

$$V(I) = \frac{\sum_{k=1}^n n_k \cdot i_k^2}{\sum_{k=1}^n n_k} - \frac{2 \cdot I_{sr} \sum_{k=1}^n n_k \cdot i_k}{\sum_{k=1}^n n_k} + I_{sr}^2. \quad (6)$$

Бидејќи  $E(I)$  е еднакво на:

$$\frac{\sum_{k=1}^n n_k \cdot i_k}{\sum_{k=1}^n n_k} = I_{sr} = E(I), \quad (7)$$

се добива израз кој го поврзува математичкото очекување на струјата како случајна променлива и математичкото очекување на квадратот на струјата

$$\frac{\sum_{k=1}^n n_k \cdot i_k^2}{\sum_{k=1}^n n_k} = E(I^2), \quad (8)$$

$$E(I^2) = E^2(I) + V(I). \quad (9)$$

Равенката (9) може да се напише во облик:

$$I_{sk}^2 = I_{sr}^2 + V(I). \quad (10)$$

Во Табела I. е пресметана разликата  $I_{sk}^2 - I_{sr}^2$  за различни типови потрошувачи и периоди кои се анализираат. Се поставува прашањето: Која од статистичките распределби, кои можат едноставно да се применат со минимум влезни податоци, има варијанса блиску до пресметаната во Табела I.? Со избор на најповолна распределба може да се изврши генерализација, т.е. кога за некој извод располагаме само со минимум влезни податоци да ги определиме вредноста на средната квадратна струја, времето на траење на максималните загуби и др.

Функцијата за распределба на веројатноста  $F(I)$  претставува функција на веројатноста кога случајната променлива (струјата  $i$ ) е помала од некоја вредност  $I$ . Ако  $I = I_{max}$ , веројатноста е  $F(i - I_{max}) = 1$ . Оваа функција може едноставно да се добие познавајќи го уредениот дијаграм на оптоварување  $i = f(t)$ . Според дефиницијата за



распределба на веројатноста, лесно се покажува дека кривата  $F(I)$  по својот облик е многу слична на кривата  $i=f(t)$ . Оските треба да си ги сменат местата со тоа што ординантната оска во функцијата  $F=f(I)$  се трансформира со релацијата:

$$F(I) = 1 - \frac{t}{T} . \quad (11)$$

Потоа се пресметува густината на распределбата на веројатноста  $f(i)$  со изразот:

$$f(i) = F'(i) . \quad (12)$$

## 2.2. Gauss-ова распределба

Густината на распределбата на веројатноста на случајната променлива струја  $i$  кај нормалната распределба е:

$$f(i) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(i-m)^2}{2\sigma^2}} \quad (15)$$

каде,  $m$ - математичко очекување на струјата  $i$ , т.е.  $E(I)=m$ , додека  $\sigma$  - средно квадратно отстапување на струјата  $i$ , кое се пресметува како  $\sigma = V(I)^{0.5}$ . Се покажува дека со 99.73% веројатност, случајната променлива струја  $i$  се наоѓа во опсегот  $3\sigma$ :

$$(I_{sr} - 3\sigma) \leq I \leq (I_{sr} + 3\sigma) \quad (16)$$

односно,  $I_{\max} \approx I_{sr} + 3\sigma$  и  $I_{\min} \approx I_{sr} - 3\sigma$ . Од овие изрази се пресметува  $\sigma$ :

$$\sigma = \frac{I_{\max} - I_{\min}}{6} . \quad (17)$$

Следствено, со познавање на минималната, средната и максималната струја, можно е да се пресмета средната квадратна струја, времето на траење на максималните загуби и времето на траење на максималното оптоварување.

## 2.3. Poisson-ова распределба

Во овој случај густината на распределбата на веројатноста е дадена со изразот:

$$f_{poiss}(i) = e^{-m} \frac{m^i}{i!} , \quad (18)$$

при што оваа распределба е дискретна за разлика од сите други кои се континуални. Се покажува дека за поголеми вредности на  $m$ , обликот на оваа распределба се приближува до нормалната распределба. Овде исто така  $m=E(I)$ . Кај

оваа распределба варијансата е дадена со рав. (19) и за нејзина пресметка е доволна информацијата за средната вредност на струјата на изводот:

$$V(I)=m \quad (19)$$

Врз основа на варијансата се пресметуваат и останатите параметри како и кај Gauss-овата распределба.

#### 2.4. Rayleigh-ева распределба

Густината на распределбата на веројатноста во овој случај е дадена со равенката:

$$f(i) = a \cdot i \cdot e^{-(\alpha i)^2}, \quad (i > 0) \quad (20)$$

$$\text{каде, } a = \frac{\pi}{2 \cdot I_{sr}^2} \quad \text{и} \quad \alpha = \frac{\sqrt{\pi}}{2 \cdot I_{sr}}, \quad \text{и} \quad (21)$$

$$V(I) = \left(\frac{4}{\pi} - 1\right) \cdot I_{sr}^2 \quad (22)$$

#### 2.5. Maxwell-ова распределба

Густината на распределба на веројатноста е дадена со изразот:

$$f(i) = a \cdot i^2 \cdot e^{-(\alpha i)^2}, \quad (i > 0) \quad (23)$$

$$\text{каде, } a = \frac{32}{\pi^2 \cdot I_{sr}^3} \quad \text{и} \quad \alpha = \frac{2}{\sqrt{\pi} \cdot I_{sr}}, \quad (24)$$

додека варијансата се определува според:

$$V(I) = \left(\frac{3 \cdot \pi}{8} - 1\right) \cdot I_{sr}^2 \quad (25)$$

### 3. РЕЗУЛТАТИ ОД ПРЕСМЕТКИТЕ

Резултатите од пресметките како паралелна анализа на различните статистички распределби се дадени во Табела I. Врз основа на прикажаните резултати, може да се заклучи дека Gauss-овата распределба дава најточни резултати. Исклучок од ова е само индустрискиот извод кај кој е регистрирана значителна грешка во периодите на ниско и средно оптоварување. Останатите распределби исто не даваат задоволителни резултати за индустрискиот извод во истиот период.

Користењето на познатите статистички распределби овозможува да врз основа на минимум влезни податоци се реконструира комплетен уреден дијаграм на траење на оптоварувањето. Влезни податоци би биле средна, минимална и максимална струја на изводот. За илустрација како пример може да послужи изводот за напојување на "домаќинства" во месецот април, каде како влезни податоци се земени

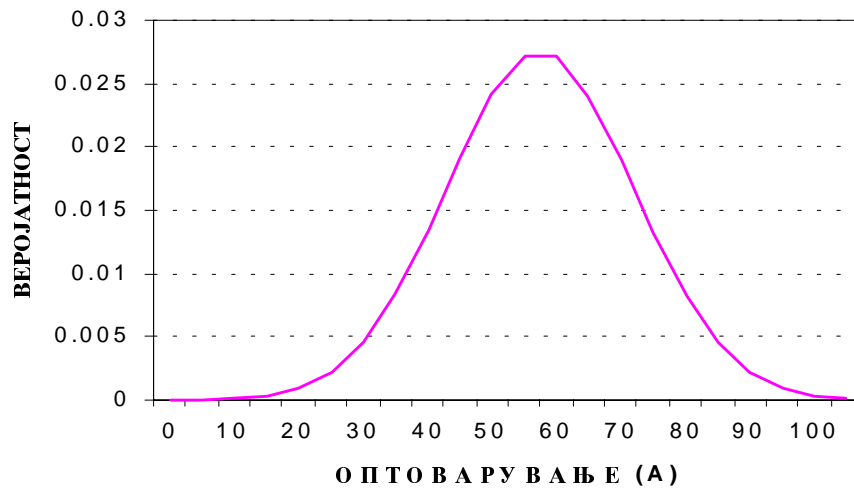
$$I_{sr}=57.44 \text{ A}, I_{max}=102 \text{ A} \text{ и } I_{min}=15 \text{ A}.$$

Табела I. Анализа на различните статистички распределби

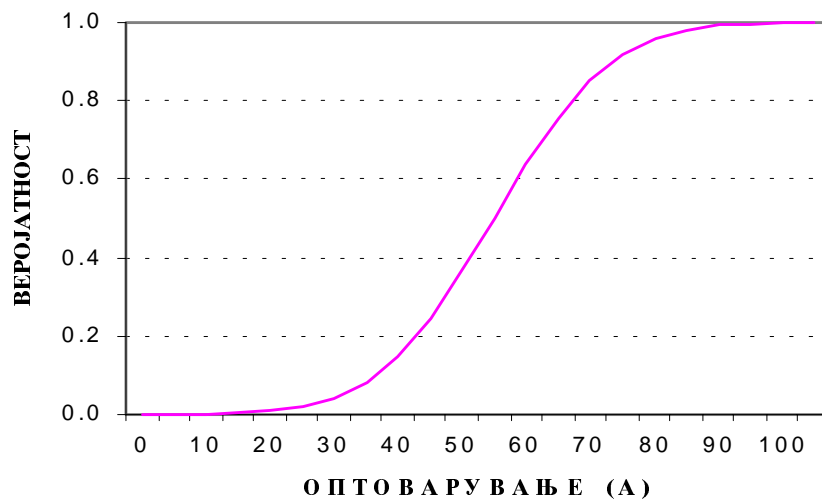
Месец	Тип извод	Реални вредности					Гауссова распределба		
		Isk2	Isr	V(I)	Imin	Imax	V(I)	Isk2	грешка
април	мешан	2001,79	40,13	391,64	0	108	324,00	1934,42	-3,37
	индустр	643,91	19,03	281,90	0	55	84,03	446,17	-30,71
	домаќ.	3537,05	57,44	237,47	15	102	210,25	3509,60	-0,78
август	мешан	1506,31	35,58	168,48	3	65	106,78	1372,71	-8,87
	индустр	726,18	22,28	229,83	0	60	100,00	596,40	-17,87
	домаќ.	1777,77	41,08	90,06	20	68	64,00	1751,57	-1,47
декември	мешан	4251,11	63,56	344,84	15	115	277,78	4317,65	1,57
	индустр	1163,70	30,79	252,81	0	95	250,69	1198,72	3,01
	домаќ.	8777,69	92,43	399,60	65	178	354,69	8898,00	1,37

Месец	Тип извод	Poissonova распределба			Rayleighova распределба			Makswellova распределба		
		V(I)	Isk2	грешка	V(I)	Isk2	грешка	V(I)	Isk2	грешка
април	мешан	40,13	1650,55	-17,55	440,03	2050,45	2,43	286,81	1897,23	-5,22
	индустр	19,03	381,17	-40,80	98,95	461,09	-28,39	64,50	426,64	-33,74
	домаќ.	57,44	3356,79	-5,10	901,51	4200,87	18,77	587,60	3886,96	9,89
август	мешан	35,58	1301,52	-13,60	345,90	1611,84	7,01	225,46	1491,40	-0,99
	индустр	22,28	518,68	-28,57	135,64	632,03	-12,96	88,41	584,81	-19,47
	домаќ.	41,08	1728,65	-2,76	461,11	2148,68	20,86	300,55	1988,12	11,83
декемв.	мешан	63,56	4103,43	-3,47	1103,85	5143,72	21,00	719,49	4759,36	11,96
	индустр	30,79	978,81	-15,89	259,04	1207,06	3,73	168,84	1116,86	-4,02
	домаќ.	92,43	8635,73	-1,62	2334,36	10877,67	23,92	1521,54	10064,84	14,66

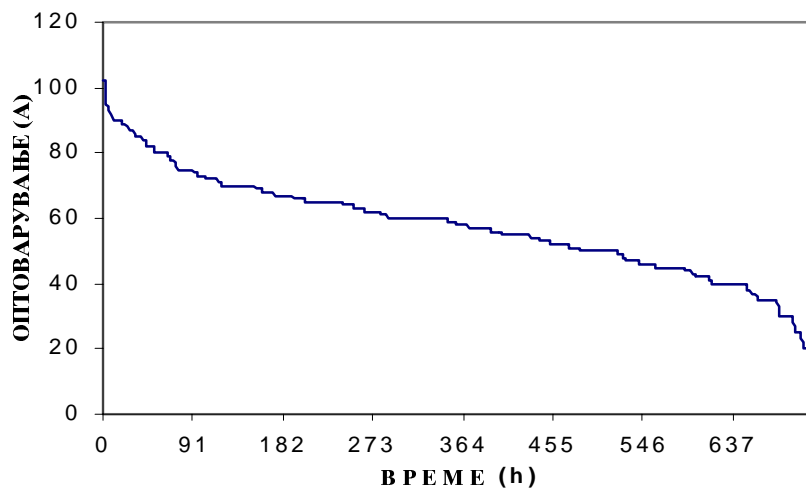
Соответните дијаграми на густината на распределбата на веројатноста и веројатноста за овој пример се прикажани на Сл. 1 и Сл.2. Врз основа на познатата карактеристика  $F=f(I)$ , можно е со користење на равенката (11) да се добие карактеристиката  $i=f(t)$ , односно уредениот дијаграм на оптоварување. На Сл. 3 и Сл.4 се прикажани точниот и математички добиениот реконструиран дијаграм на оптоварувањето. Од Сл. 4 јасно се гледа дека реконструираниот дијаграм е квалитативно близок на стварниот и е погоден за презентација.



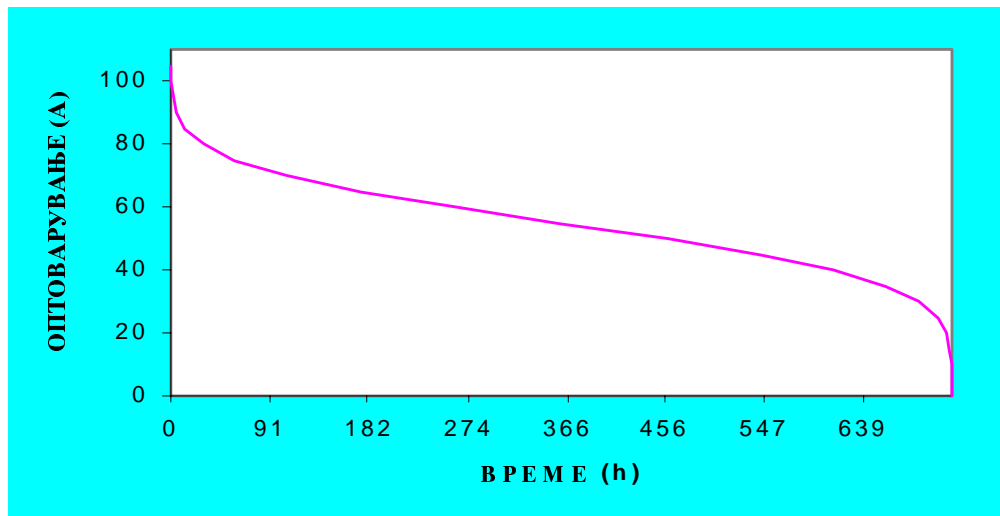
Сл. 1 Густина на распределбата на веројатноста за избраниот дистрибутивен извод



Сл. 2 Gauss-ова распределба на веројатноста



Сл. 3 Реален дијаграм на траење на оптоварување за избраниот извод



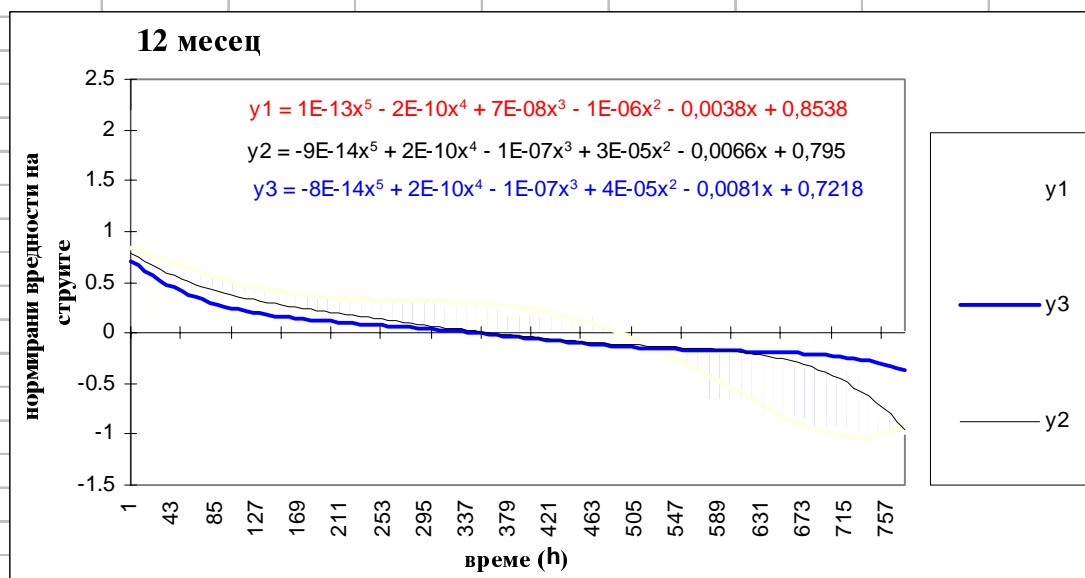
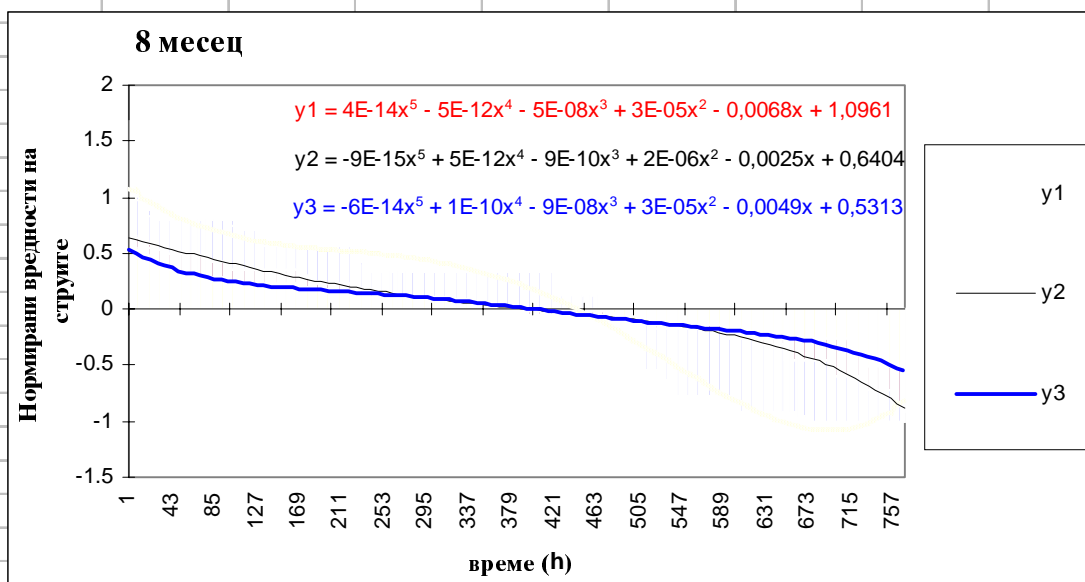
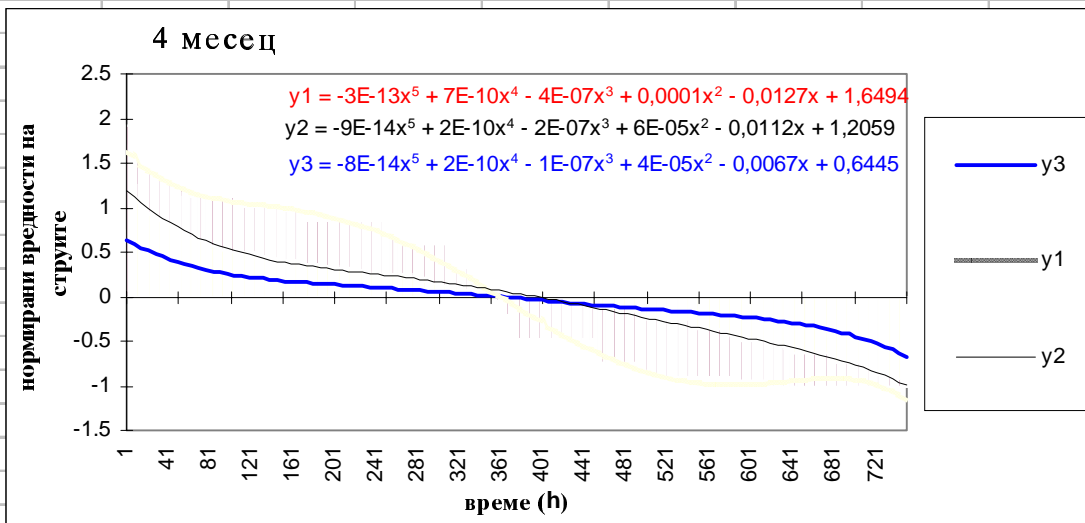
Сл. 4 Реален дијаграм на траење на оптоварување за анализираниот извод

#### 4. ЗАКЛУЧОК

Во трудот е предложен еден практичен пристап во анализата на дијаграмите на траење на оптоварување за различни типови потрошувачи и за различни временски периоди. Опсежната статистичка анализа и добиениот реконструиран дијаграм со минимален број податоци претставуваат добра појдовна основа за поквалитативно натамошно развивање на вакви и слични модели. Освен тоа, софтверското вклопување на ваквите анализи во новите концепции на автоматизацијата во постројките може значително да придонесе во поефикасно решавање на низа оперативни задачи.

#### ПРИЛОГ

у1- индустриски извод, у2- мешан извод, у3- домаќинства



## **ЛИТЕРАТУРА**

1. В. Штаркељ, В. Јанковиќ, Израчунавање техничких параметара у експлоатацији дистрибутивних мрежа, инт.публ. ЕПС, Београд,1997.
2. Е. Roubine, Probabilities, L'École supérieure d' Électricité, Paris, 1980.
3. Н. Egon, Statistique et probalités, Paris, 1992
4. Д. Устапетрова, Статистичка анализа на потрошувачките изводи во дистриб. разводна постројка, семинарски труд (менторство - Проф.В.Фуштиќ),ЕТФ, Скопје, 1998.
5. М. Леов, Статистичка анализа на сезонските оптоварувања во дистрибутивна разводна постројка, дипломска работа (менторство - Проф. В.Фуштиќ), ЕТФ, Скопје, 1998.
6. ЈП Електростопанство на Македонија, Подружница Електро-Велес, Мерени податоци за различни типови изводи, Велес, 1996.

## **ПРАШАЊА ЗА ДИСКУСИЈА**

1. Какви се искуствата за вакви и слични анализи од други автори?
2. Како влијае анализираниот временски период (недела, месец, година) на вака спроведената анализа?

МАКЕДОНСКИ КОМИТЕТ ЗА ГОЛЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИ СИСТЕМИ-СИГРЕ  
С К О П Ј Е,

ВТОРО СОВЕТУВАЊЕ НА МАКО СИГРЕ

---

Мелита Јанчевска, дипл.ел.инж.  
волонтер во Завод за метрологија и стандардизација

## **АВТОНОМНИ И МРЕЖНИ ФОТОНАПОНСКИ ПРЕОБРАЗУВАЧИ НА ЕНЕРГИЈА**

### **СОДРЖИНА**

Во овој труд се изложени основните особености и карактеристики на автономните и мрежните инвертори кои се користат при фотонапонското преобразување на енергија. Технологијата на сончевиот електрицитет е наречена фотонапонска. Многу нови технолошки иновации, кои го изменија начинот на живеење во последниве години, се засновуваат на забележителните својства на силициумот и полупроводничките елементи. Фамилијата на полупроводничките уреди е голема и нивната употреба расте секој ден и во секоја област. Нивните основни особености се да го регулираат нивото на електричната струја и во случај на фотонапонските преобразувачи на енергија, всушност да ја преобразат светлинската енергија во електрична енергија.

**Клучни зборови:** фотонапонски преобразувачи, ќелија, модул, поле, автономни и мрежни инвертори.

### **STAND-ALONE AND UTILITY-INTERACTIVE PHOTOVOLTAIC ENERGY CONVERTORS**

#### **ABSTRACT**

The basic properties and characteristics of the stand-alone and utility-interactive inverters which are used in the photovoltaic energy convertors are presented in this paper. The technology of the solar electricity is called photovoltaic. Many of the new technology innovations that have been changing our lives in recent years are based upon the remarkable properties of the silicon and related semiconductor elements. The family of semiconductor devices is vast and its roster of uses even



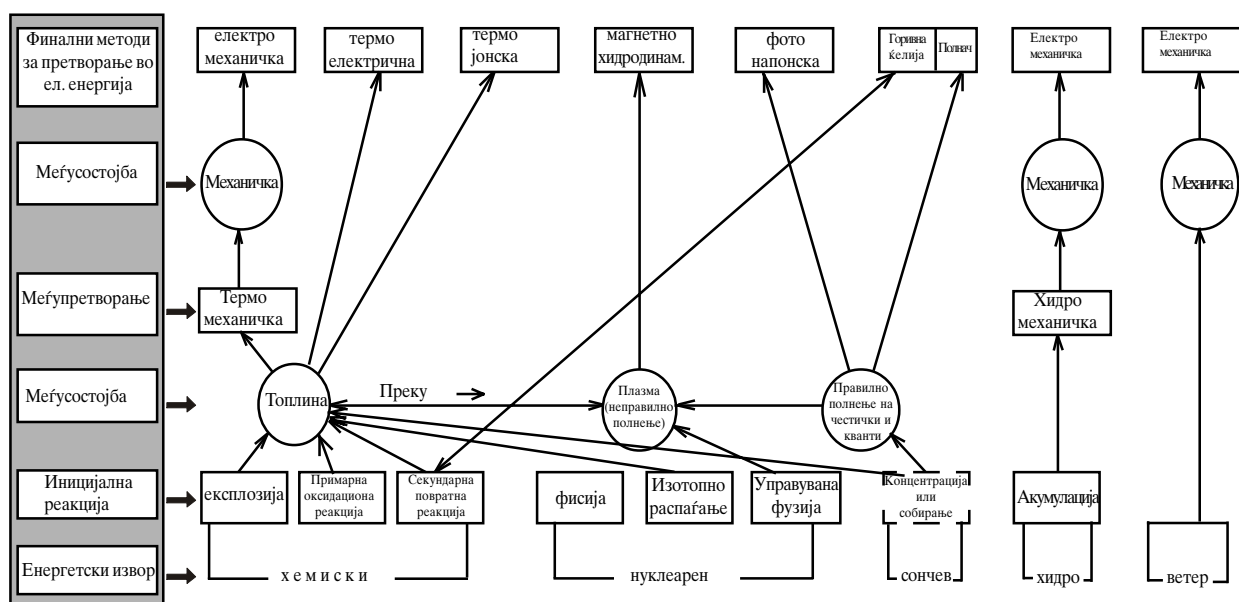
vaster-all because of basic ability to regulate the flow of electrical currents, and in the case of photovoltaics to reform conversion of light energy into electricity.

**Key words:** photovoltaic convertors, cell, module, array, stand-alone and utility-interactive inverters.

## 1. ВОВЕД

Современиот начин на живеење и работење е така организиран што неможе да се замисли без ползна употреба на кој било вид енергија. Користењето на енергијата во големи количини, квалитативно влијае врз условите на живеење. Се смета дека колку е поголема потрошувачката на енергија толку е повисок животниот стандард на населението. Како показател на животниот стандард е потрошувачката на електрична енергија (ЕЕ) изразена во kWh по жител. Денес мора рационално да се користи енергијата, поради тоа што потрошувачката рапидно расте, додека примарните извори интензивно се трошат. ЕЕ што се испорачува на потрошувачите треба да биде квалитетна. Мерки за квалитетот на ЕЕ се: константна фреквенција, стабилен напон и континуирана испорака.

Во современите електроенергетски системи (ЕЕС) постојат најразновидни извори на ЕЕ, со најразлични карактеристики, наречени електрични центри. Постојат 5 вида на примарни извори на енергија, кои денес се ползуваат за претворање во ЕЕ, а тоа се: хидро енергија, хемиска – фосилна енергија, нуклеарна енергија, сончева енергија и енергија на ветерот. Потоа, ЕЕ со примена на различни уреди се претвора во финална, а тоа се: механичка, светлинска, топлинска, електрохемиска и електромагнетна енергија.



сл. 1 - 1 Енергетски извори : хемиски, нуклеарен, сончев, хидро и ветер и методи за претворање во ЕЕ.

## 2. ИСКОРИСТУВАЊЕ НА СОНЧЕВАТА ЕНЕРГИЈА

Целокупната енергија на земјата, освен слабата радијација која доаѓа од ѕвездите, геотермалната и енергијата на нуклеарните горива е соларна енергија. Со години наназад сонцето, дел од својата енергија ја акумулирало на земјата. Таа денес се содржи во фосилните горива, т.е. во јагленот, нафтата и земјиниот гас.

Сонцето продолжува да го одржува циклусот на испарување на водата, нејзино кондензирање и повторно паѓање на земјата и да предизвикува ветер со чија помош се движат ветерниците и пловните објекти. Енергијата на ветерот па и биомасата можат да се третираат како индиректни видови на користење на сончевата енергија. Енергијата на плимата е резултат на акумулираната енергија во системот сонце – земја – месечина. Сончевата енергија, што пристигнува во горните слоеви на атмосферата е енергија со многу висока фреквенција или кратко бранова енергија. Кога станува збор за сончева енергија секогаш се мисли на директна енергија на сончевото зрачење. Секоја година земјата прима огромно количество од сончевата енергија која се проценува на околу  $58 \times 10^{16}$  kWh, што е илјада пати повеќе од сегашните енергетски потреби на човештвото.

Сончевата енергија кога ќе достигне висок степен на економска исплатливост првенствено ќе се користи за производство на ЕЕ. Ова објективно значи дека сончевата енергија, во иднина ќе може да претставува директна супституција за другите видови енергија.

Изгледите за комерцијална исплатливост на електраните на сончев погон, што се градат и ќе се градат во иднина, сеуште се соочени со значајни проблеми. Пред се, станува збор за големи почетни материјални вложувања за: инсталација на колектори на широко пространство, изградба на неопходна инфраструктура итн.

Сончевата енергија може да се искористи на еден од следните начини: нејзина трансформација во топлинска енергија, нејзино директно (фотонапонско) трансформирање во ЕЕ и органска синтеза.

## 3. ФОТОНАПОНСКО ПРЕОБРАЗУВАЊЕ НА СОНЧЕВАТА ЕНЕРГИЈАТА

Преобразувањето на фотоелектричната енергија се засновува на директно производство на ЕЕ од електромагнетната радијација. Светлинскиот флуks е мерка за таквото претворање. Изворите на радијација имаат многу високи фреквенции, какви што се гама зраците, кои се емитираат од радиоактивни материјали, кои истотака можат да се искористат.

Енергијата на фотонот е:

$$E = h \times \nu, \quad (3.1)$$

а бидејќи фреквенцијата на радијација е,

$$\nu = c / \lambda \quad (3.2)$$

тогаш следи дека е:

$$E = h \times c / \lambda \quad (\text{eV}) \text{ (J)}. \quad (3.3)$$

Интензитетот на зрачењето на радијацијата ќе биде:

$$F = E \times N = h \times \nu \times N \quad (\text{W/m}^2), \quad (3.4)$$

каде  $N$  е бројот на фотони од светлинскиот зрак кои поминуваат единица област за време од една секунда.

Важно откритие на фотонапонскиот ефект е p-n спојот на два полупроводника. Овој спој е важен кога се применува преобразувањето на фотоелектричната енергија.

Прв хемиски елемент кај чии атоми е забележан фотоелектричниот ефект е селениумот. По селениумот, следува силициумот кој може да преобразува повеќе од 2 % во електрична енергија (стандардна вредност е 6 %). За да се објасни фотонапонскиот ефект, потребно е да се познава природата на светлината. Таа се дефинира како браново движење, каде што поимот фотон претставува основен феномен на фотоелектричниот ефект.

Поимот фотонапонски одговара на светлосно активиран систем кој може да произведе електрична струја, додека поимот фотоелектричен претставува истерување на електрони со помош на светлина.

Фотонапонскиот електричен систем, слично како и современиот сметач, се потпира врз принципот на полупроводниците. Електричната струја во фотонапонската ќелија се создава врз основа на постоење на статички електричен полнеж помеѓу N-Si и P-Si. Овој електричен полнеж, чија дебелина изнесува само неколку атоми се нарекува бариера на ќелијата, чија отпорност овозможува миграција на електроните. Значи, бариерата овозможува живот на ќелијата, која кај Si изнесува 0,5 V при 2 A. По завршената работа електроните се “враќаат” во ќелијата.

#### 4. ОСНОВНИ ФОТОНАПОНСКИ СИСТЕМИ

Основни елементи на фотонапонскиот систем се:

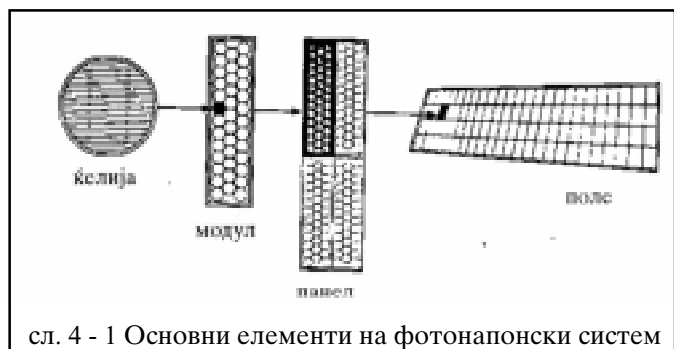
- \* Ќелија (CELL), таа претставува дел од соларен модел кој ја преобразува сончевата светлина во ЕЕ.
- \* Модул (MODULE) е елемент од фотонапонскиот систем кој е составен од фотонапонски ќелии, кои можат да бидат поврзани сериски или паралелно.
- \* Поле (ARRAY) е систем од сите модули во еден фотонапонски систем.

За зголемување на напонот ќелиите се поврзуваат сериски, додека за зголемување на струјата, паралелно. Група од фотонапонски ќелии поврзани сериски или паралелно, или обете, формираат модул. Група од модули, поврзани заедно претставуваат основна

структурна единица наречена панел. Сите фотонапонски модули што испорачуваат енергија до исти потрошувачи, формираат фотонапонско поле.

При сериско поврзување на модулите, треба да се внимава тие да бидат меѓусебно идентични или скоро идентични, додека кај паралелно поврзаните модули, тие мора да бидат идентични.

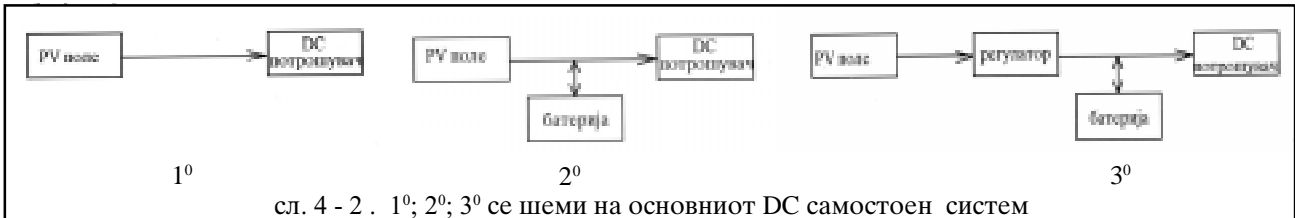
За определување на големината на едно фотонапонско поле, во принцип постојат две методи. Првата, се однесува на самостојните фотонапонски системи каде пресметките се вршат во ампер-часови за определување на капацитетот на акумулаторите (батериите) во кои се складира претворената светлинска во ЕЕ. Втората, се однесува и на самостојните (SA) системи без акумулатори, како и на интерактивните (UI) системи, каде пресметките се вршат во ват-часови или киловат-часови (kWh).



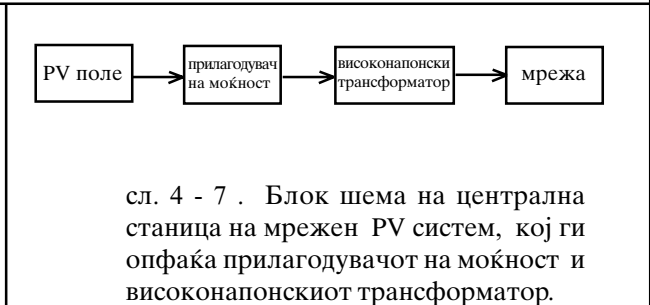
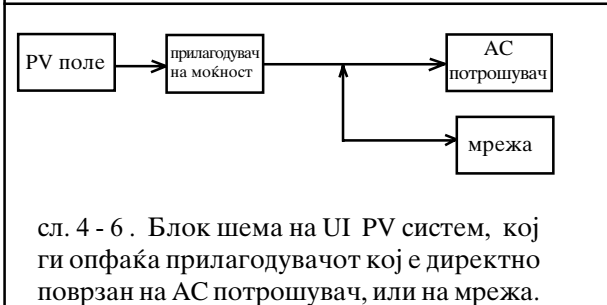
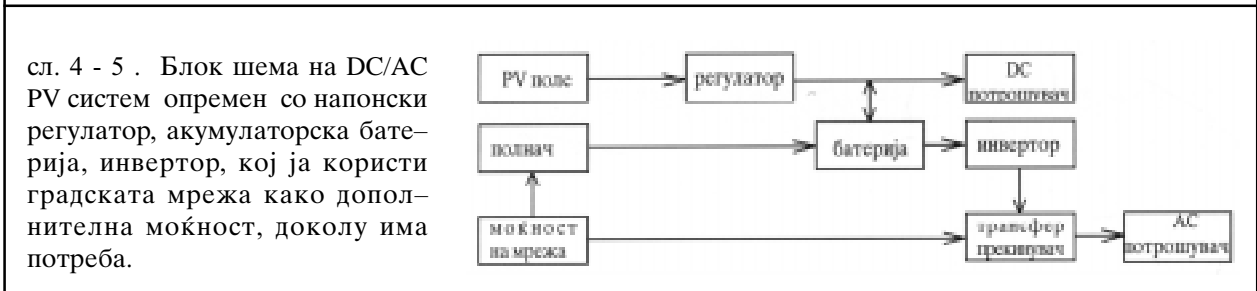
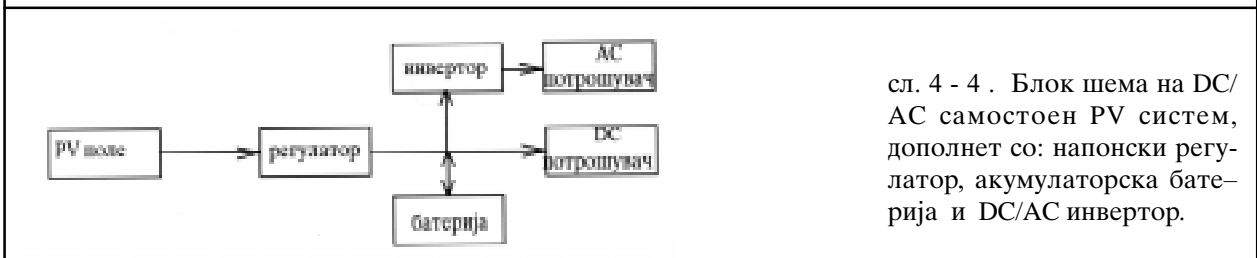
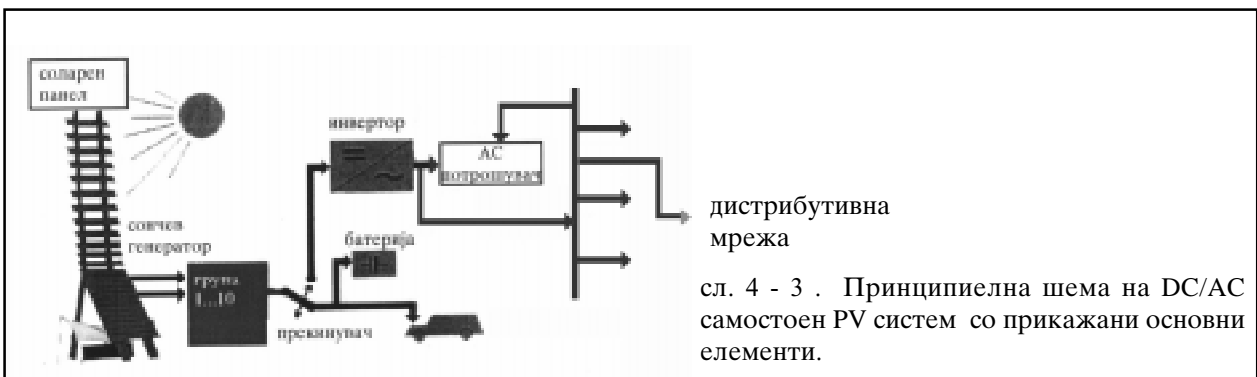
сл. 4 - 1 Основни елементи на фотонапонски систем

Фотонапонските системи се појавуваат во различни форми.

Најосновната форма е полето кое е директно поврзано на DC-потрошувач, а ако струјата не се користи веднаш, се додава акумулаторска батерија, или други системи за нагодување на протокот на струјата, на пример регулатор. Ова е прикажано на слика 4 - 2 :



Некои системи употребуваат инвертор за да се преобрази еднонасочниот напон во наизменичен напон. Некои пак, се врзуваат на градската напојна мрежа за да можат меѓусебно да соработуваат, а другите остануваат како самостојни системи. Ова е прикажано на сликите (4 - 3 ; 4 - 4 ; 4 - 5 ; 4 - 6 ; 4 - 7) :



## 5. ИНВЕРТОРИ – ОПШТИ КАРАКТЕРИСТИКИ

Најважен елемент во процесот на преобразување на сончевата енергија во електрична енергија е инверторот. **Инверторот** е електронски уред кој служи за преобразување на еднонасочниот во наизменичен напон. Покрај преобразувањето тој има функција и за поврзување со јавната напојна мрежа. Поместен помеѓу генераторот (фотонапонското поле PV) и мрежата, тој треба да ги усогласи сите технички услови, но и да обезбеди сигурност во работењето.

Инверторите се делат на два основни вида:

- а) автономни (SA - STAND ALONE)
- б) поврзани на мрежа (UI - UTILITY INTERACTIVE)

Од инверторот се бара да обезбеди стабилен излезен напон, константна наизменична фреквенција и формата на бранот на напонот што го испорачува да биде што е можно помалку различна од основниот синусоидален бран на наизменичниот напон на напојната мрежа. Покрај тоа што тој мора да ги покрие потребите во нормален режим на работа на потрошувачите, тој треба да биде димензиониран и за ненадејни случаи, какви што се едновремено стартување на еден или повеќе мотори и др.

### 5.1 Мрежни инвертори ( UI )

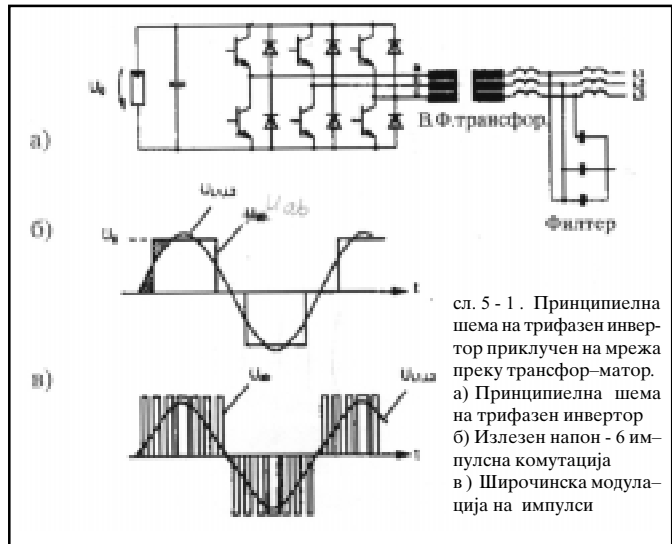
Нивната номинална вредност во денешно време се движи од 1 kW до повеќе kW-ти. До неколку kW-ти се монофазни, за напон од 230 V. Мрежниот (интерактивен) инвертор, не само што ја усогласува излезната моќност од фотонапонското поле, тој исто така служи и како системска контрола, во случај кога треба да се определи од која страна треба да влезе енергијата во мрежата.

Важни карактеристики на мрежниот инвертор се:

- \* негова одлична синхронизација со мрежа,
- \* автоматско исклучување во случај на прекин во мрежата,
- \* ограничување на излезниот напон на максимално допуштената вредност на мрежата,
- \* нема значителни фазни отстапувања,
- \* нечувствителност од сигналите за управување во мрежата (контролни сигнали),
- \* висок степен на полезно дејство ,
- \* автоматско вклучување и исклучување,
- \* квалитетно и точно определување на точката на максимална моќност (работна точка),
- \* можност за компјутерско управување и прикажување на функционалните параметри, како и грешките во работата,
- \* при инсталирање во населени места , бучавата е во границите на дозволеното ниво, и има мали интерферентни електромагнетни пречки.

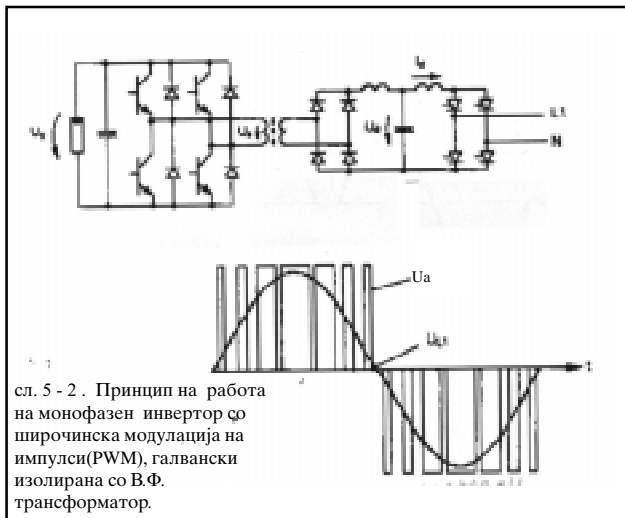
Според принципот на работа инверторите управувани од мрежата се нарекуваат инвертори со надворешна комутација. Употребените елементи за комутација се тиристорите. Поврзувањето на мрежата со инверторот е изведено преку трансформатор (50 Hz ), придружен од еден филтер за ослабнување на хармониците. Вклучувањето се врши со сигнал за управување , а исклучувањето настапува при премин на вредноста на синусоидалниот напон низ нула. Генерираните сигнали се правоаголни или трапезоидни и содржат многу хармоници. Нивната примена е голема при

преобразување на еднонасочна во наизменична струја и големи моќности. Придобивката од оваа технологија е ниската цена. Квалитетот на произведениот сигнал се постигнува ако комутацијата на моќност се врши со многу повисока фреквенција, во текот на една периода. За таа цел се употребуваат поусовршени електронски комутатори, какви што се транзисторите за моќност. Функционирањето се врши под контрола на внатрешни референтни сигнали. На слика 5 - 1 се прикажани принципиелната шема и основниот принцип на работа.



сл. 5 - 1 . Принципиелна шема на трифазен инвертор приклучен на мрежа преку трансформатор. а) Принципиелна шема на трифазен инвертор б) Излезен напон - 6 импулсна комутација в) Широчинска модулација на импулси

Со помош на 6 - импулсен инвертор, се генерира квадратен излезен сигнал (напон) со премин во нула. Употребениот инвертор е трифазен. Но, бидејќи се појавуваат многу хармоници, филтерот е неопходен. Со можност за брза комутација, новите технологии

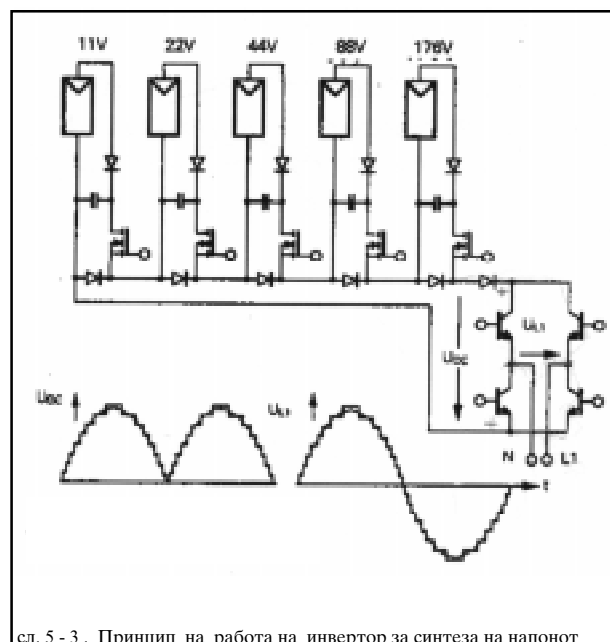


сл. 5 - 2 . Принцип на работа на монофазен инвертор со широчинска модулација на импулси (PWM), галвански изолирана со В.Ф. трансформатор.

на полупроводниците, допуштаат употреба на метода, наречена широчинска модулација на импулси (PWM), каде што формата на синусоидалниот сигнал се конструира од редица на импулси со различно време на траење. Со примена на в.ф. трансформатор се намалуваат загубите на моќност. За таа цел е конструиран инвертор за висока фреквенција (од 10 до 100 kHz), кој произведува широчински модулирани импулси. Принципиелната шема е прикажана на слика 5 - 2.

На излез од трансформаторот, сигналот (напон) е исправен и исфилтриран и формира две полусинусоиди од самиот сигнал, кој сега наизменично поминува низ една точка од четирите тиристори. Ваквата конфигурација денес е прифатена кај поголем дел од инверторите за моќности од неколку kW - ти. Покрај овие два вида на инвертори постојат и инвертори за синтеза на напонот. Кај нив фотонапонското поле се дели во две подгрупи формирајќи скалест напон од два дела. Принципиелната шема е прикажана на слика 5 - 3.

Полусинусоидата се формира од збир на два по два од напоните на групите во полето,



сл. 5 - 3 . Принцип на работа на инвертор за синтеза на напонот

според принципот на работа на преобразувачот. Секоја група се комутира индивидуално, во соодветен момент од транзисторот и својата енергија ја складира во кондензаторот. На тој начин се формираат два еднонасочни ( $U_{DC}$ ) брана. Едниот бран од излезот треба да се пренасочи т.е. да ја промени својата насока, формирајќи две полусинусоиди.

Како што се гледа нема потреба од трансформатор, а резултатот е одличен, една синусоида со две еднакви половици. Но, за жал сите елементи во полето не се во состојба да работат во согласност со нивната максимална точка на моќност. Во случај на наоблачување формата на синусоидата може да биде значително изобличена. Од вакви причини, овој тип на инвертори не е комерцијализиран.

Најважна функција на мрежниот инвертор е следењето на максималната вредност на моќноста (MPPT - MAXIMUM POWER TRACKING), односно работната точка. Практично тоа значи оптимизирање на производот  $UI = P$  (моќност).

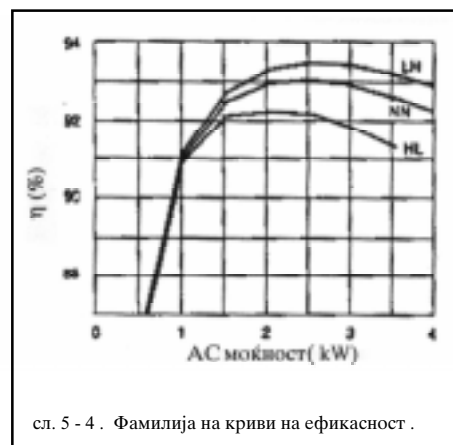
За моќности поголеми од 10 kW - ти, инверторите се изведуваат модуларно, т.е. една единица (модул), управува со повеќе модули на моќноста. Се воведува т.н. принцип “води” и “воден”: кога првиот инвертор води ќе достигне максимална моќност, тој автоматски го вклучува следниот кој е паралелно поврзан со него.

Две најзначајни големини кои го карактеризираат мрежниот инвертор се: големината и капацитетот, па затоа е подобро да се избере инвертор со надпросечна ефикасност (HIGH AVERAGE EFFICIENCY) или “близу до рамна крива” - карактеристика на ефикасност. На сл. 5 - 4 е прикажана фамилија на криви за ефикасност за висок квалитетен 4 kW-ен мрежен инвертор. Трите криви: LH, NN и HL - прикажуваат ефект од промени во изворен и мрежен напон.

LH - низок еднонасочен влезен напон (207.1 V) и висок мрежен напон (254.6 V).

NN - во нормални услови, влезен напон (230.2 V) и линиски наизменичен напон (240 V).

HL - висок еднонасочен влезен напон (270 V), а низок наизменичен линиски напон (209 V).



сл. 5 - 4 . Фамилија на криви на ефикасност .

## 5.2 Самостојни инвертори ( SA )

Самостојниот инвертор целокупната работа ја извршува сам. Произведува и ги одржува напонот и фреквенцијата на сопствен наизменичен излез. Пред да се избере инвертор за работа треба да бидат утврдени два системски параметри, и тоа:

\* првиот, оперативен еднонасочен напон на системот - кој ќе го определи влезниот напон на инверторот, и

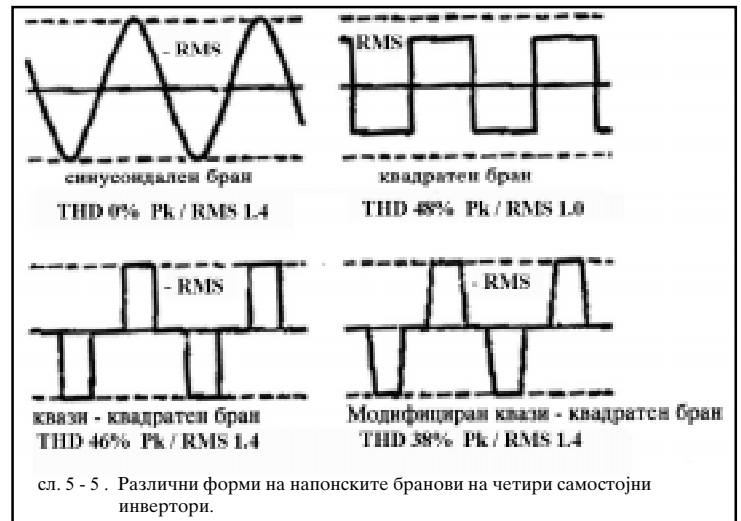
\* вториот, големина на потрошувачите - за да се дефинира вкупната дневна потрошувачка на електрична енергија.

Самостојните инвертори според излезната моќност можат да бидат поделени во три групи. Првата група опфаќа супер мали со моќност од 25 до околу 300 W-ти. Се употребуваат за индивидуални апарати и се вклучуваат или исклучуваат зависно од потребата. Втората група се состои од средни по големина со моќност од 500 до 1000

или 1500 W-ти. Служат за снабдување на еден поголем или неколку помали потрошувачи на наизменична струја. Во инверторот се вградуваат внатрешни електронски кола кои го држат во состојба на мала потрошувачка на моќност (STANDBY) се додека не почувствува барање од потрошувачот за вклучување. Во тој момент инверторот се вклучува со полна моќност. Во третата група спаѓаат помоќните инвертори, со излезна моќност од 2,5 до 15kW-ти. Кај нив се вградува т.н. “приклучување по повик за снабдување” (LOAD - DEMAND - SWITCHING ) наместо “STANDBY” , затоа што загубите на моќност за време на “чекање” пропорционално се поголеми зависно од големината на инверторот.

За некои посебни случаи можат да се произведат двојни инверторски системи. Во такви системи, големите се приклучени на поголеми слични потрошувачи, а средните на помалите потрошувачи, за да се избегнат случаите кога големите инвертори ќе работат со низок процент на ефикасност.

Самостојниот инвертор е значително поразличен од мрежниот инвертор. При неговото избирање, самостојниот инвертор не е обврзан да ги споредува и израмнува сигналите со оние во мрежата т.е. не треба да води сметка за брановата форма на излезот. На слика 5-5 е прикажана излезната форма на напоните на брановите за четири самостојни инвертори.



Стабилноста на фреквенцијата е исто така важна карактеристика на самостојниот инвертор. Тој, несамо што треба да ја произведе туку треба и да ја одржува стабилно сопствената наизменична фреквенција (50 Hz).

Следна карактеристика е способноста на самостојните инвертори да се справат со проблеми кога за потрошувачи имаат уреди кои при вклучување повлекуваат поголема струја (на пр. моторите). Во случај на мрежен инвертор грижата за решавање на овој проблем ја превзема јавната напојна мрежа, додека кај самостојните, поголемо внимание треба да се обрне при нивното избирање. Самостојниот инвертор сам го произведува и го регулира сопствениот излезен наизменичен напон. Поголем број наизменични потрошувачи можат да работат сосема добро при промена на напонот од 5 до 10 %. Ако влезниот еднонасочен напон отстапува од допуштените граници, инверторот се исклучува од работа.

## 6. ПРОПИСИ, СТАНДАРДИ И НОРМИ

Фотонапонските системи кои се поврзуваат да работат на градската дистрибутивна мрежа треба да исполнуваат пропишани услови кои што се регулирани со соодветни: прописи, стандарди и норми. Така во Швајцарија за видови на механички конструкции и заштита од атмосферски и комутациони пренапони важат прописите IFCIF ( INSPECTORÁT FÉDÉRAL DES INSTALÁTIÓNS A COURENTS FORTS ).Влијанијата на фотонапонските системи врз мрежата се регулирани со прописите ASE ( ASSOCIATION



SUISS DES ELECTRICIENS ) или нивните европски еквиваленти, како на пример EN 60555.

Вклучувањето на инверторите е неопходно да се изврши точно во фаза, според потребите на градската дистрибутивна мрежа. Во пракса, инверторите се опремени со прекинувач за работа. Операцијата за поврзување со мрежата, во принцип, секогаш се реализира преку прекинувачот, никогаш директно. Работата на инверторите се засновува на брзи промени на вклопната состојба на неговите елементи, кои може да предизвикаат електромагнетни пречки во широко фреквентно подрачје од 150 kHz до 30 MHz. Емитирањето на овие пречки, може да биде од врските со мрежата, или пак од фотонапонските кола кои играат улога на антени. Дозволените граници на овие емисии се регулирани со соодветни прописи.

## 7. ЗАКЛУЧОК

Преобразувањето на сончевата во електрична енергија е едно од најзначајните откритија во последно време. Ваквата технологија е наречена фотонапонска. Постојат значителни предности на сончевата енергија во однос на другите извори на енергија, а тоа се:

- \*практично таа е неисцрпна и вечна,

- \*не ја загадува околината (како јагленот и нафтата), не претставува ниту опасност, ниту причина за загриженост како нуклеарната енергија,

- \*децентрализација и без транспортни трошоци,

- \*уредите за користење на сончевата енергија се релативно едноставни и лесно се применуваат.

Значи, се добива електрична енергија директно од сонцето, без бучава, без употреба на цврсти и течни горива кои ја загадуваат околината, без употреба на турбини и др. Со други зборови наспроти “ тврда ” има “ мека ” енергетска технологија, неисцрпна, додека другите извори се со ограничен век на траење.

## ЛИТЕРАТУРА

- [ 1 ] The Interconnection Issues of Utility - Intertied Photovoltaic Systems.....U.S.A. 1994
- [ 2 ] Onduleurs pour le reseau..... 1994
- [ 3 ] The Solar elekctric house. Energy for the Enviromentally - Responsive, Energy Indepen dent Home by Steven J. Strong with William G. Scheller ..... 1993
- [ 4 ] On the Nature and Distribution of Solar Energy. HCP / T 252-01. Washington, D.C. U.S. Department of Energy ..... 1978
- [ 5 ] Paul, Terrenc D. How to Design an Independent Power System. Necedah, Wis. : Best Energy System for Tommorow, Inc ..... 1981

Коцев И. Кирил  
Универзитет "Свети Кирил и Методиј", Електротехнички факултет - Скопје

Стефан Хаџи-Костов  
Електростопанство на Македонија

## **АВТОНОМЕН ФОТОВОЛТАИЧЕН СИСТЕМ - АЛТЕРНАТИВА ПРИ СНАБДУВАЊЕ СО ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА НА МАЛИ ПОТРОШУВАЧИ ОДДАЛЕЧЕНИ ОД ЕЛЕКТРИЧНА МРЕЖА**

### **РЕЗИМЕ**

Во овој труд, од технички и економски аспект, се разгледува нестандартен, но можен начин за електрификација на мали населени места, оддалечени од дистрибутивна мрежа. По правило, тие се мали потрошувачи на електрична енергија, кај кои класичниот начин за електрификација е скапо решение. Според денешното ниво на цени, во одредени места, електрификацијата може да се изведе на нестандартен начин, со автономен фотоволтаичен систем, што е и економски поприфатливо.

**Клучни зборови:** електрификација, класична мрежа, автономен фотоволтаичен систем

### **ABSTRACT**

In this paper, from technical and economical aspects, the non-conventionall approach to the remote areas electrification is elaborated. As a rule, they consume small amounts of electrical energy. So, the classical electrification by electrical utility is expensive. Upon the today level of the photovoltaic technology, in these cases, the electrification can be realized by means of stand-alone photovoltaic system. In many cases, it can be more cost-effective.

**Key words:** electrification, electrical utility, stand-alone photovoltaic system

### 1. ВОВЕД

Електрификација и на најоддалечените населени места е определба на нашата земја. Со електрификацијата се создаваат предуслови за ревитализација на подрачја кои што поради миграција на населението полека, но сигурно, се запуштаат.

Миграцијата е неповолна од економски, од социолошки па и од стратешки аспект. Овој процес, пред сè се должи на големиот расчекор меѓу можниот стандард на живеење во поголемите места и можниот стандард во напуштеното место, каде што најчесто и нема електрична енергија.

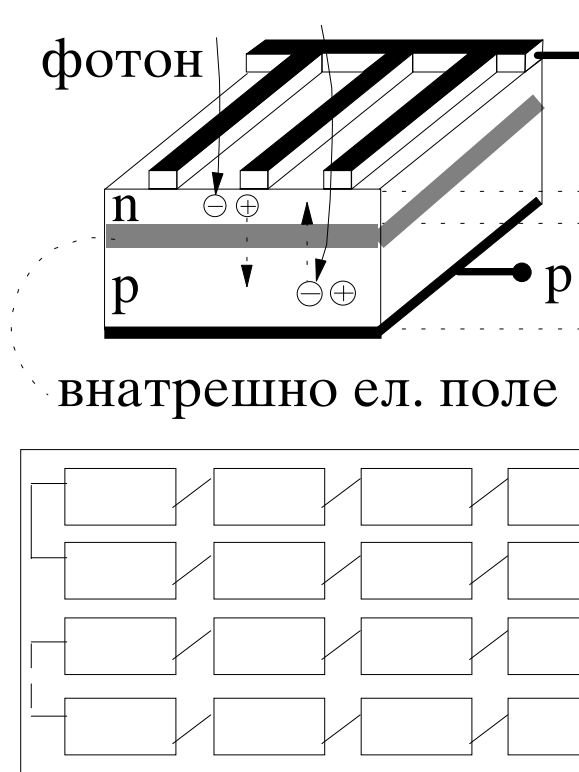
Кај нас се електрифицирани многу населени места, од дистрибутивната мрежа оддалечени десет и повеќе километри, каде што потрошената електрична енергија по едно домаќинство не е поголема од  $kWh/ден$ . Поради реалните трошоци за изградба на преносната електрична мрежа, во овие случаи цената на потрошениот  $kWh$  електрична енергија е многу голема. Електрификација е неопходна, но е сигурно дека при мала потрошувачка, ваквиот начин економски е неоправдан, [1]. Покрај стандардниот начин, електрификацијата на овие места може да се изведе на нестандартен начин, со автономен фотоволтаичен (АФОВ) систем. Но, за помасовна примена на АФОВ системите треба да се надминат одредени проблеми од финансиски, институционален, интерперсонален и од оперативен карактер.

## 2. АВТОНОМЕН ФОТОВОЛТАИЧЕН СИСТЕМ

Автономен фотоволтаичен (АФОВ) систем е еден интегриран систем составен од фотоволтаичен (ФВ) генератор и одредени компоненти. Во ФВ генераторот сончевата енергија директно се трансформира во електрична. Во зависност од намената, еден АФОВ систем може да содржи DC/AC инвертор, барач на максимална моќност, акумулатор, регулатор на напон или некоја друга компонента.

### 2. 1. Фотоволтаичен генератор

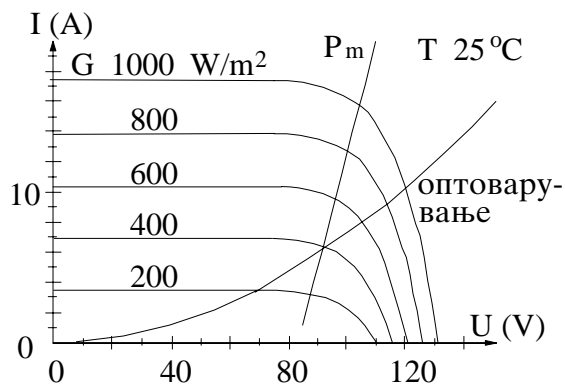
Соларната ќелија е основниот активен елемент во еден АФОВ систем, сл. 1а). Во неа, врз принципите на квантната механика, енергијата на сончевото зрачење се трансформира во електрична. Таа е составена од  $n$ -тип и  $p$ -тип полупроводник (најчесто силициум) со заедничка контактна површина. Фотоните се носители на енергијата на сончевото зрачење. При интеракција на фотоните со бранова должина  $\lambda < 1,13 \mu m$  со атомите на силициумот, на краевите од соларната ќелија се генерира еднонасочен напон. Во зависност од видот на ќелијата (монокристален, поликристален или аморфен силициум), приближно напонот на празен ѓод на една ќелија е  $0,5 V$ ,



а струјата на куса врска  $30 \text{ mA/cm}^2$ , [2].

Соларниот модул е основен конструктивен елемент на ФВ генератор, сл. 1б). Еден модул е составен од  $(33 \div 36)$  сериско поврзани ќелии, капсулирани меѓу стаклена површина од горната страна и заштитна површина од задната страна. Така се постигнува механичка заштита на ќелиите и се елиминира директното влијание на атмосферските прилики врз нив. Напонот на празен од на еден модул е  $(16,5 \div 18,0 \text{ V})$ , а струјата на куса врска  $(2,2 \div 3,5 \text{ A})$ . Работниот напон се добива така што сериско се врзуваат  $N_s$

Сл. 1. а) соларна ќелија б) соларен модул



Сл. 2. Струјно-напонска карактеристика на панел и на оптоварување

модули, кои што формираат гранка. Со паралелно поврзување на  $N_p$  гранки, се добива потребната моќност на ФВ генераторот.

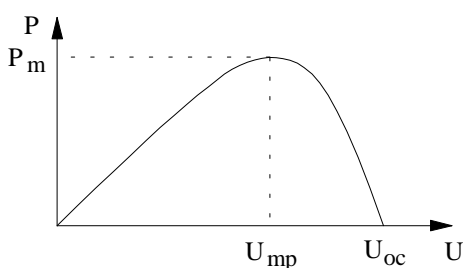
Струјно-напонската (I-U) карактеристика на ФВ генератор зависи од интензитетот на сончевото зрачење  $G (\text{W/m}^2)$  и од работната температура на модулот  $T^m (^\circ\text{C})$ . На сл. 2. е дадена I-U карактеристика на ФВ генератор составен од  $N_s = 3$  и  $N_p = 5$  модули SIE-MENS, тип M55. Каталожките податоци за еден модул се струја на куса врска  $I_{sc}^{ms} (\text{A})$ , напон на празен од  $U_{oc}^{ms} (\text{V})$ , коефициентите

$\alpha_I (^\circ\text{C}^{-1})$  и  $\alpha_U (^\circ\text{C}^{-1})$  за промена на  $I_{sc}$  и  $U_{oc}$  во зависност од температурата и неговата максимална моќност  $P_m^{ms} (\text{W}_p)$ . Каталожките податоци важат при стандардни тест (СТ) услови кога интензитетот на сончевото зрачење е  $G^s = 1000 \text{ W/m}^2$  и температурата на модулот е  $T^{ms} = 45 \text{ }^\circ\text{C}$ . Каталожките податоци на модулот M55 се:  $I_{sc}^{ms} = 3,5 \text{ A}$ ,  $U_{oc}^{ms} = 15,6 \text{ V}$ ,  $\alpha_I = 3,5 \cdot 10^{-3} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ ,  $\alpha_U = 4,5 \cdot 10^{-4} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$  и неговата максимална моќност е  $P_m^{ms} = 53 \text{ W}_p$ , [3].

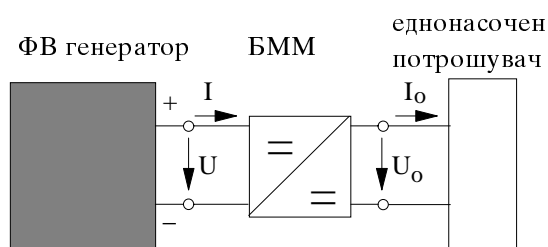
## 2. 2. Барач на максимална моќност

Работните струја и напон во еден ФВ систем се во пресечната точка на  $I$ - $U$  карактеристиките на ФВ генераторот и на потрошувачот, сл. 2. Најчесто, работната точка отстапува од точката на максималната моќност на ФВ генераторот. Моќноста на еден ФВ генератор зависи од работниот напон, сл. 3. Максималната моќност ( $P_m = U_{mp} \cdot I_{mp}$ ) во  $I$ - $U$  рамнината е претставена со хипербола. Ако меѓу потрошувачот и генераторот се приклучи уред - барач на максимална моќност (БММ), сл. 4, работниот напон може да се нагоди на вредност при која што ФВ генераторот би ја предавал максималната моќност. Барачот на максимална моќност е DC/DC конвертор, чиј излезен напон  $U_o$  (поголем или помал од влезниот напон  $U$ ) зависи од односот на времето на вклученост и исклученост на прекинувачкото коло.

БММ уредот се користи кога врвната моќност на ФВ генераторот е поголема од  $1 \text{ kW}_p$ . Неговиот коефициент на корисно дејство достигнува до 95 %, [4].



Сл. 3. Моќност на ФВ генератор во зависност од работниот напон



Сл. 4. АФОВ систем со барач на максимална моќност

## 2. 3. Инвертор

Напонот добиен од ФВ генератор е еднонасочен. Со инвертор, врзан директно на ФВ генератор или на акумулатор напојуван од ФВ генератор, еднонасочниот напон ( $12$  или  $24 \text{ V}$ ) се преобразува во стандарден наизменичен,  $230 \pm 5 \% \text{ V}$ ,  $50 \text{ Hz}$ . Кај ФВ системи приклучени на мрежа, комутацијата на напонот се контролира од мрежниот напон, а кај АФОВ системи од осцилатор вграден во инверторот.

Влијанието на вишите хармоници генерирани во инверторот се оценува со THD (*Total Harmonic Distorsion*) фактор, кој се дефинира како однос на моќноста на вишите хармоници со моќноста на основниот хармоник. За да се постигне одреден квалитет на електричната енергија, THD факторот треба да е помал од 5 %.

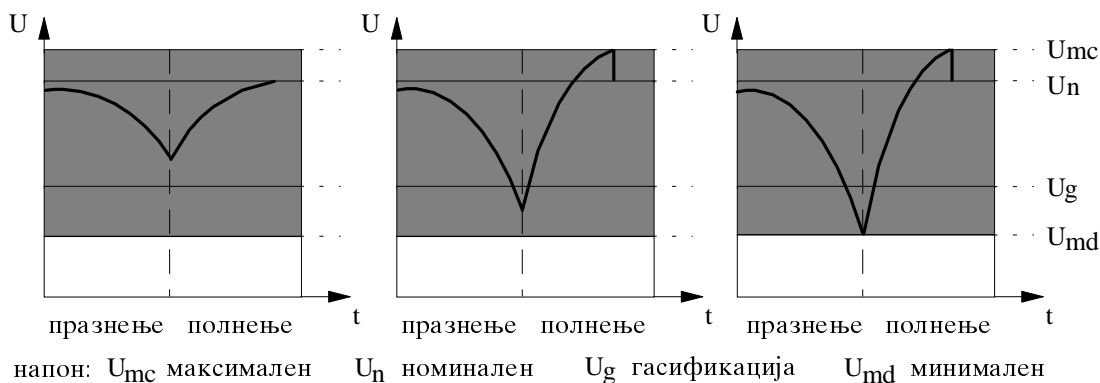
При номинално оптоварување, ефикасноста на инверторот е поголема од 85 %, а факторот на моќност достигнува до 0,99. Намалувајќи го оптоварувањето, ефикасноста се намалува, така што при 0,2 од номиналното, е помала од 65 %. Моќноста на инверторот е (10÷15) % поголема од врвната моќност на ФВ генераторот.

## 2. 4. Акумулатор

Енергијата на сончевото зрачење е примарен енергент во еден АФОВ систем. Таа е подложна на регуларни ден-ноќ и сезонски промени и на непредвидливи метеоролошки влијанија. Во АФОВ системите, со акумулатори, специјално произведени за таа намена, се постигнува одредена стабилност во снабдувањето со електрична

енергија. Овие акумулатори, без последица може да поднесат повеќекратно длабоко празнење (до 80 % од номиналниот капацитет, 2500 и повеќе циклуси).

Акумулаторот работи во динамички режим. Неговиот напон зависи од енергетската состојба. Преку напонот како контролна величина, микропроцесорски управуван регулатор, ја контролира енергетската состојба на акумулаторот и ја елиминира можноста напонот да се намали под максимално дозволеният  $U_{md}$  или да го надмине максимално дозволеният  $U_{mc}$ , сл. 5. На овој начин се запазува векот на траење на акумулаторот (8 и повеќе години). Во зависност од струјата на полнење/празнење и од температурата, напоните  $U_{mc}$  и  $U_{md}$  се адаптираат на реалните работни услови. При полнење, кога акумулаторот го достигне номиналниот напон  $U_n$ , регулаторот исклучува поедини паралелни гранки од ФОВ генераторот, со што се намалува струјата и се постигнува поголема ефикасност при полнењето.



Сл. 5. Напонски контролирани енергетски состојби на акумулатор

### 3. ЕЛЕКТРИФИКАЦИЈА НА МАЛИ ПОТРОШУВАЧИ

Потребата за електрификација и на малите потрошувачи кои се оддалечени од дистрибутивната мрежа, не е спорна. Начинот на електрификацијата е она за што треба да се дискутира, пред да се донесе конечната одлука.

#### 3.1. Електрификација со класична мрежа

Класичната мрежа се изведува во согласност со важечките прописи за изведба на среднонапонска преносна мрежа. Во инвестиционите трошоци се вклучени:

- изградба на 10 KV преносна мрежа, чија цена е 23.000 DM/km,
- столбен трансформатор 10/0,4 kV 50 KVA чија цена е 20.000 DM,
- изградба на нисконапонска дистрибутивна мрежа, чија цена е 20.000 DM/km.

Ако се претпостави 5 km долга 10 KV преносна мрежа и 1 km долга нисконапонска мрежа, тогаш електрификацијата на една населба кошта 155.000 DM.

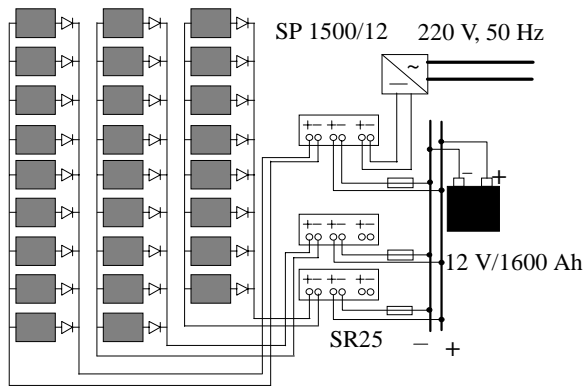
Во населбите каде што е извршена електрификација, најчести потрошувачи се осветление, радио и телевизор, во поедини домаќинства има фрижидер, а ретко и други електрични апарати. Најчесто, едно домаќинство просечно, месечно троши до 30 kWh/мес електрична енергија, што е далеку под капацитетот на мрежата. Електричната мрежа долго време ќе работи подоптоварена, со слаба искористеност на својот капацитет.

### 3. 2. Електрификација со АФОВ систем

При димензионирањето на еден АФОВ систем, покрај интензитетот на сончевото зрачење и температурата на околината, како локални фактори, се вклучува и потребната сигурност во снабдување на потрошувачите со електрична енергија. Некои потрошувачи може да поднесат подолготраен прекин во снабдувањето, а други, само одреден број часови. При димензионирањето е важен и економскиот аспект изразен преку цената на АФОВ системот.

За напојување на потрошувачите на електрична енергија, се предвидува стандардна 220 V, 50 Hz мрежа, сл. 6.

Потрошената електрична енергија е клучен фактор при димензионирање на еден АФОВ систем. Се претпоставува ангажираната моќност, и потрошувачката на електрична енергија во едно домаќинство, таб. I.



Сл. 6. Принципиелна шема на АФОВ систем за 220 V, 50 Hz мрежен напон

АФОВ систем се димензионира така што да ја задоволи дневната потрошувачка на електрична енергија. Притоа, во овој труд ќе се користи еден стохастички метод, детално образложен во [5]. Во пресметките се користат повеќегодишни низови од мерени часовни вредности за енергијата на сончевото зрачење и за температурата на околината, за месец декември како најнеповолен од аспект на соларната енергетика. Мерењите податоци се однесуваат за битолскиот регион.

Таб. I. Моќноста P (W) на потрошувачи во едно домаќинство, нивната вклученост во тек на денот t (h) и потрошената електрична енергија W (Wh/ден)

потрошувач	P (W)	t (h)	W (Wh/ден)
осветлување	3x60	4	720
радио	30	4	120
ТВ	150	2	300
фрижидер	150	12	1800
<b>ВКУПНО</b>	<b>510</b>		<b>2940</b>

За да се зголеми упадната сончева енергија, активната површина (панелот) во однос на хоризонталната се поставува под одреден наклон  $\beta$ . Бидејќи АФОВ системот се користи во текот на целата година, најповолен агол на наклон е  $\beta = 35^\circ$ . Средната вредност на енергијата на сончевото зрачење на наклонетата површина изнесува  $\bar{H}_\beta = 2,5 \text{ kWh/m}^2 \text{ ден}$  со стандардна девијација  $\sigma_{H_\beta} = 1,5 \text{ kWh/m}^2$ .

Површината на соларниот панел се пресметува според следнава равенка:

$$A = \frac{DL}{\eta_{vk} \cdot (\bar{H}_\beta + BP_B \cdot \sigma_{H\beta})} \quad (4)$$

каде што  $DL$  ( $kWh/\text{ден}$ ) е вкупна дневна потрошувачка на електрична енергија и:

$$\eta_{vk} = \eta_c \cdot \eta_{bmm} \cdot \eta_b \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{ni} \cdot \eta_e \quad (5)$$

е вкупен коефициент на корисно дејство, во кој се вклучени коефициентите на корисно дејство на фотоволтаичната конверзија на соларната енергија во електрична  $\eta_c$ , на барачот на максималната моќност  $\eta_{bmm}$ , на акумулаторот  $\eta_b$ , инверторот  $\eta_{inv}$ , како и загубата на моќност поради неидентичност на меѓусебно поврзаните модули, изразена со коефициентот  $\eta_{ni}$  и загубата на моќност во спојните електрични проводници изразена со коефициентот  $\eta_e$ . Во рав. (4), величината  $BP_B$  е балансирачки параметар. Со вариација на балансирачкиот параметар  $BP_B$ :

$$BP_B = 0,2 \cdot (B - 11), \quad B = 1, 2, \dots, 21 \quad (6)$$

енергијата на сончевото зрачење во рав. (4), со чекор  $0,2 \cdot \sigma_{H\beta}$ , се менува меѓу  $\bar{H}_\beta - 2 \cdot \sigma_{H\beta}$  и  $\bar{H}_\beta + 2 \cdot \sigma_{H\beta}$ . Бидејќи дистрибуцијата на дневните суми на енергијата на сончевото зрачење се стреми кон нормална распределба, 95 % од нив се во интервалот  $\bar{H}_\beta \mp 2 \cdot \sigma_{H\beta}$ . Затоа, сигурно е дека при пресметување на површината на панелот се вклучени реално очекувани вредности за енергијата на сончевото зрачење.

Вкупниот капацитет  $BC$  ( $kWh$ ) на акумулаторот од еден АФОВ систем е  $BC = BC_{kt} + BC_{dt}$ , каде што  $BC_{kt}$  и  $BC_{dt}$  се капацитети доволни да ја задоволат потребната електрична енергија во ноќните часови и во текот на одреден број последователно несончани денови, соодветно. Капацитетот  $BC_{kt}$  е:

$$BC_{kt} = \frac{1}{DOD_m \cdot \eta_b} \cdot NL = BEF \cdot NSR \cdot DL \quad (7)$$

каде што е  $DOD_m$  максимално дозволената длабочина на празнење на акумулаторот,  $BEF = 1/(DOD_m \cdot \eta_b)$  коефициент на ефикасност на батеријата,  $NL$  потрошувачка на електрична енергија во ноќните часови и  $NSR = NL/DL$ . Капацитетот  $BC_{dt}$  е:

$$BC_{dt} = \frac{1}{DOD_m \cdot \eta_b} \cdot NSD \cdot DL = BEF \cdot NSD \cdot DL \quad (8)$$

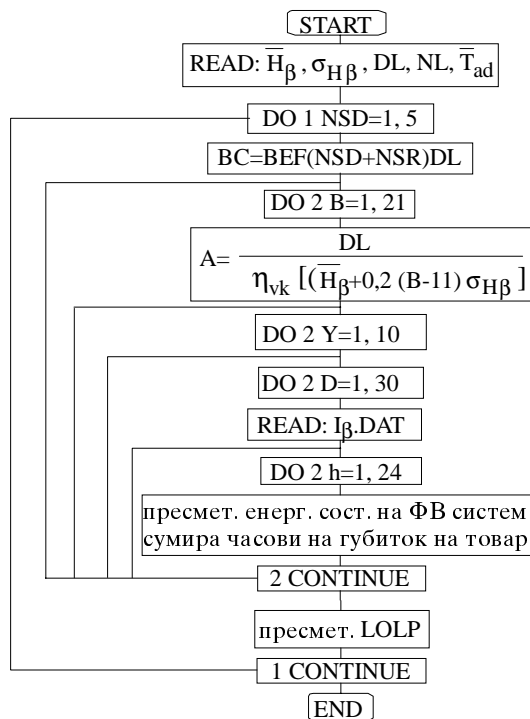
каде што  $NSD$  е очекуван број на последователно несончани денови. Вкупниот капацитет на батеријата е:

$$BC = BEF \cdot (NSD + NSR) \cdot DL \quad (9)$$

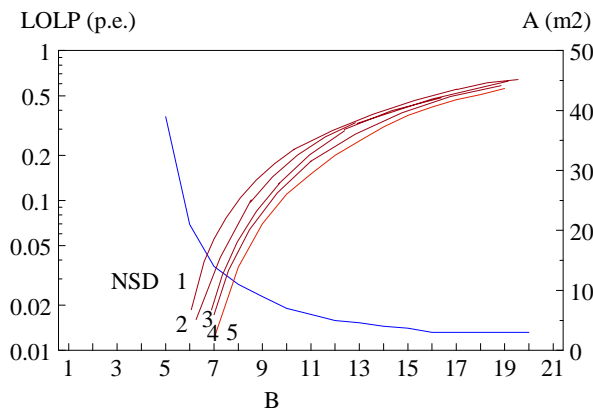
Веројатноста на губиток на товар  $LOLP$  (*Loss of Load Probability*) се дефинира со односот на часовите кога има прекин во снабдувањето и вкупниот број на часови на анализа на енергетската состојба на системот. Логиката на програмот за пресметка на  $LOLP$  е: за константна вредност на капацитетот на акумулаторот  $BC$ , а различни површини на панелот  $A$ , во секој час  $h$ , за секој ден  $D$  во текот на десет години  $Y$ , се следи енергетската состојба на системот, регистрирајќи ги часовите на прекин



во снабдувањето. Блок дијаграм на програмот е даден на сл. 7. На сл. 8. се прикажани добиените резултати. На пример,  $LOLP=0,03$  (очекувани 12 дена губиток на товар во текот на годината) се добива при површина на панелот  $A = 13,8 m^2$  и капацитет на акумулаторот соодветен на  $NSD=2$ , или за капацитет соодветен на  $NSD=5$  и панел со



Сл. 7. Блок дијаграм на програмот за пресметување на LOLP

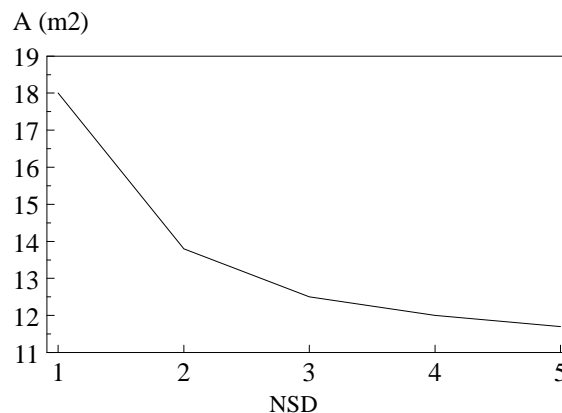


Сл. 8. LOLP и површината на панелот A, за различен капацитет на акумулаторот (изразен преку NSD), во зависност од параметарот B

површина  $A = 11,7 m^2$ . Ако дозволен губиток на товар е на пр.  $LOLP=0,03$ , од сл. 8. може да се добијат оние чивтови (BC; A) при кои е задоволено барањето, сл. 9.

Иста сигурност во снабдувањето се постигнува при повеќе чивтови (BC; A) што повлекува различна цена на АФОВ системот. Цената на панелот и на акумулаторот за кои е  $LOLP=0,03$  се дадени во таб. II. Панелот е составен од модули *SIE-MENS*, тип *M55*, со површина  $A^m = 0,452 m^2$  и цена  $C^m = 580 DM$ . Цената на акумулатори наменети за АФОВ системи е  $120 DM/kWh$ . За  $NSD=4$ , цената на панелот и на акумулаторот е најмала. Панелот ќе биде составен од 26 модули, а неговата врвна моќност е  $P_p = 1,38 kW_p$ . Тој ќе има две ФВ полиња по девет и едно од осум модули, меѓусебно врзани паралелно, сл. 6.

Вклучувајќи ја цената на три регулатори на напон (*SIMENS*, тип *SR25*, цена



Сл. 9. Површината на панелот во зависност од капацитетот на акумулаторот (изразен преку NSD), за  $LOLP=0,03$

Таб. II. Капацитетот на акумулаторот и површината на панелот, при  $LOLP=0,03$  и нивната цена

NSD	1	2	3	4	5
-----	---	---	---	---	---

BC (kWh)	5,94	10,26	14,58	18,9	23,2
A (m <sup>2</sup> )	18,0	13,8	12,5	12,0	11,7
Цена (DM)	23810	18940	17790	17670	17800

250 DM), на инверторот (SIMENS, тип SP 1500-12, 2450 DM), на БММ уредот (890 DM) и цената на носачите на панелите и на додатната опрема (1500 DM), вкупната цена на АФОВ системот е 23260 DM.

#### 4. ДИСКУСИЈА

Од аспект на макроенергетиката, според денешните цени, АФОВ системите не се атрактивни. Презентирање на истите како можност за решавање на глобални енергетски проблеми е нереално оптимистичко и е штетно за нивното навлегување дури и таму каде што, од економски аспект е оправдана нивната примена.

Поради слабата информираност за реалните можности во снабдувањето со електрична енергија, и инертноста во прифаќање на нови технологии, АФОВ системите се малку присутни, не само кај нас туку и на други простори. Навлегувањето на оваа технологија е проследено со низа проблеми и одредена доза на скептицизам.

Националните електро компании, кои се задолжени за електрификација, најчесто не се заинтересирани за изградба на мали потрошувачки капацитети. Ова е проблем од институционален карактер, кој што, можеби кај нас е надминат.

Идните корисници треба да се вклучат при планирање на електрификацијата и да бидат информирани за можностите на АФОВ системите, за нивните добри и слаби страни. Поради недоволно познавање на можностите, понекогаш нестручно се интервенира, и доаѓа до длабоки празнења на акумулаторот и откажување на системот. Со електрификацијата, некој локален "авторитет" може да се почувствува засегнат и негативно да влијае врз целата иницијатива. Понекогаш, после продажбата и инсталирањето, лошо организираната сервисна служба влева доза на недоверба кај корисниците кои се оставени сами на себе. Постојано контактирајќи со корисниците, овие проблеми од интерперсонален карактер може да се надминат.

АФОВ системите се димензионираат според реалната потрошувачка на електрична енергија, со што се постигнува рационалност во инвестирањето. Ако се претпостави дваесетгодишен век на користење, цената на kWh електрична енергија добиена од АФОВ системот, приближно изнесува 0,3 \$/kWh, и навидум е голема. Но, бидејќи потрошувачката е мала, споредбата на цените на реално потрошената енергија, вклучувајќи ги инвестиционите трошоци за двете варијанти, оди во прилог на електрификација со АФОВ систем.

Поради модуларниот концепт на изведба, кога има потреба и ако е економски оправдано, едноставно е зголемувањето на инсталираната моќност на еден АФОВ систем. Ако потрошувачката ја надмине економичноста во надградбата, еднаш инсталираниот систем лесно се дислоцира без негативен одраз врз ефикасноста и функционалноста на неговите компоненти.

Во трудов се зборува за електрификација со АФОВ систем. Но, покоректно е кога овој начин на електрификација би се именувал како пределектрификација. Со

пределектрификацијата се создаваат услови за квалитетна промена во живеењето. Но, во зависност од менталитетот на корисниците, тоа може, а не мора да се случи.

## 5. ЗАКЛУЧОК

Димензионирањето е важна фаза при реализација на еден АФОВ систем. Притоа, покрај функционалниот аспект (изразен преку коефициентот LOLP) треба да се вклучи и економскиот, подразбирајќи АФОВ систем со најниска цена.

Автономен фотоволтаичен систем е една можност за електрификација на мали потрошувачи оддалечени од дистрибутивна мрежа. Ако врвната моќност на панелот е помала од  $1 kW_p$ , тогаш без дилема АФОВ системот е економски поприватлив. Во поопшт случај, дефинитивната одлука би требало да следува по компаративна економска анализа за двата начини на електрификација. Априори (не)прифаќање е контрапродуктивно за поголема примена на АФОВ системите.

## ЛИТЕРАТУРА:

- [1] Erik H. Lysen, Photovoltaics for viilages, IEEE Spectrum, october, 1994
- [2] Dietrich Stahl, Recent developments and prospects of photovoltaics, SIEMENS Solar technics, 1995
- [3] SIEMENS каталог, 1995
- [4] F. Lasnier and T. G. Ang, Photovoltaic Engineering Handbook, Adam Hilger publ., 1990
- [5] К. И. Коцев, Развој на оригинален LOLP метод и техно-економски аспекти при дизајн-анализа на автономни фотоволтаични системи, докторска дисертација, Скопје, 1995

## 5. ЗАКЛУЧОК

може да се апроксимира со следнава равенка:

$$I = I_{sc} \cdot \left( \frac{V}{V_{oc}} \right)^\gamma \quad (1)$$

каде што  $I_{sc} = N_p \cdot I_{sc}^m$  и  $V_{oc} = N_s \cdot V_{oc}^m$  се струја на куса врска и напон на празен ѓд на генераторот во реални работни услови, соодветно. Експонентот  $\gamma$  е карактеристика на модулот кој се користи и може да одреди со фитување на моделот и графички во каталог дадената I-U карактеристика на модулот. Во реални услови, струјата на куса врска на еден модул е:

$$I_{sc}^m = I_{sc}^{ms} \cdot \frac{G}{G^s} \cdot \alpha_I \cdot (T^m - T^{ms}) \quad (2. a)$$

а напонот на празен ѓд е:

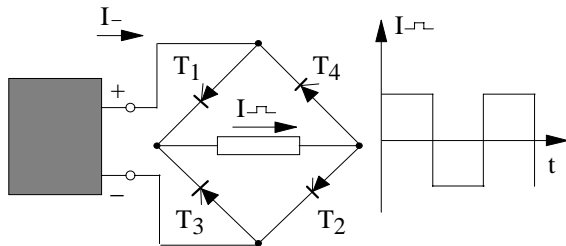
$$U_{oc}^m = U_{oc}^{ms} \cdot \left[ K_G \cdot \frac{G^s - G}{G^s} - \alpha_U \cdot (T^m - T^{ms}) \right] \quad (2. б)$$

Коефициентот  $K_G$  е карактеристична величина за секој модул. Со следнава равенка може да се пресмета температурата на модулот  $T^m$ , а во зависност од температурата на околината  $T_a$  и од интензитетот на зрачењето  $G$ :

$$T^m = T_a + K_T \cdot G = T_a + \frac{T^{mn} - 20}{800} \cdot G \quad (3)$$

каде што  $T^{mn}$  (каталожки податок) е температура на модулот во т.н. НР (Номинални Работни) услови кога интензитетот на зрачењето е  $G^n = 800 \text{ W/m}^2$  и температура на околината е  $T_{an} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Најчесто, инверторот се изведува во мостна врска, со тиристори во мостните гранки (сл. 4). Со филтрирање и микропроцесорски водена динамичка контролира, во влезниот и во излезниот дел, од наизменичниот напон со правоаголна форма се добива хармонично променлив наизменичен напон.



Сл. 4. Инвертирачки мост со правоаголен излезен напон

При номинално оптоварување, ефикасноста на инверторите е поголема од 85 %. Со смалување на оптоварувањето, ефикасноста се намалува. При оптоварување 0,2 од номиналното, ефикасноста не е поголема од 65 %.

Инверторите во излезниот дел имаат и индуктивитет што се одразува врз нивниот фактор на моќност. При номинално оптоварување, факторот на моќност достигнува до 0,99.

Инверторот генерира виши хармоници. Влијанието на вишите хармоници се оценува со факторот THD (Total Harmonic Distorsion), дефиниран како однос на моќ-

носта на вишите хармоници со моќноста на основниот хармоник. THD факторот, особено кај инвертори врзани на мрежа, не смее да биде поголем од 5 %.

Вообичаено, моќноста на инверторот е за (10÷15) % поголема од врвната моќност на ФВ генераторот.

Применетиот LOLP метод дозволува димензионирање на системот запазувајќи ги двата основни аспекти. Балансирачкиот параметар  $BP$ , од аспект на расположивата енергија на сончевото зрачење, при димензионирањето ги вклучува метеоролошките услови во регионот. Покрај големината и варијацијата, квалитетен показател на зрачењето во еден регион е и честината на појава на одреден број последователни денови чија енергија е помала од енергијата вклучена во рав. (4) при пресметување на површината на панелот. Според сл. 9, честината на појава на пет и повеќе овакви денови, изразена како перзистенција со вредност пет, е значително поголема од перзистенцијата со вредност четири. Затоа, незнатно намалување на површината на панелот од само 2,5 %, повлекува зголемување на капацитетот за 22,7 % ако наместо капацитет што соодветствува на  $NSD=4$  се усвои капацитет што соодветствува на  $NSD=5$ , а со тоа се зголемува и цената на АФОВ системот. Во принцип, би можело да се усвои капацитет на батеријата што соодветствува на  $NSD=3$  и панел со соодветна површина. Но, бидејќи цената на  $kWh$  енергија добиена од панелот е различна од цената на  $kWh$  енергија добиена од акумулатор, сепак дефинитивно се усвојува поефтината варијанта, т.е. панел со површина  $A = 12 m^2$  и акумулатор со капацитет  $BC = 18 kWh$ .

Според искуството од некои места каде е веќе извршена електрификација со класична мрежа, реалната месечна потрошувачка е изразито мала, не повеќе од десетина kWh. Во примеров, АФОВ системот во најкритичниот месец (декември) може да обезбеди приближно 90 kWh електрична енергија, а во останатиот дел од годината и значително повеќе.

Интензитетот на сончевото зрачење и температурата на околината значително влијаат при димензионирање на АФОВ системите. При димензионирањето, се вклучува и континуираноста во снабдувањето на потрошувачите со електрична енергија. Некои потрошувачи може да поднесат подолготраен прекин во снабдувањето, а други, поради нивната намена, само одреден број часови. Економскиот момент, изразен преку цената на АФОВ системот, е важен при димензионирањето.

Методите за димензионирање на АФОВ системите може да се поделат во две групи: детерминистички и стохастички.

Детерминистичките методи се базираат на средни вредности на релевантните величини. Кај овие методи одредена сигурност во снабдувањето се постигнува така што се зема капацитетот на акумулаторот еднаков на потрошувачката на електрична енергија во тек на одреден, очекуван број на последователно несончани денови. Резултатите од овие методи се ориентациони.

При стохастички пристап кон димензионирањето, се користи повеќегодишен низ од мерени вредности за енергија на сончевото зрачење и за температурата на околината, или од нив изведените статистички сигнификантни величини (средни вредности, стандардна девијација, коефициенти на дистрибуција на зрачењето и температурата итн). Динамички симулирајќи ја енергетската состојба на системот во одреден период, може да се одреди и очекуваната сигурност во снабдувањето.